

АКАДЕМИЯ НАУК
УКРАИНСКОЙ ССР
ИНСТИТУТ
ГЕОЛОГИЧЕСКИХ
НАУК

В. А. КРАЮШКИН

**АБИОГЕННО-
МАНТИЙНЫЙ
ГЕНЕЗИС
НЕФТИ**

КИЕВ
НАУКОВА ДУМКА
1984

Посвящается памяти моего учителя академика АН УССР Владимира Борисовича Порфирьева

ПРЕДИСЛОВИЕ

Первоначально, пока бурение производилось сравнительно неглубоко, нефть и газ в большинстве случаев находили в осадочном чехле литосферы. Это дало основание считать, что месторождения данных полезных ископаемых генетически связаны с осадочной толщей, а вся история их образования, миграции и аккумуляции изучалась только в рамках процессов, происходящих в осадочном чехле нашей планеты. Современная наука позволяет рассматривать явления гораздо шире, чем раньше. Это относится и к проблеме происхождения нефти и газа. Установлено, что они не родственны вмещающим их осадочным породам-коллекторам. Однако, чтобы ответить на вопрос, откуда и когда нефть и газ попали в эти породы, необходимо учитывать не только геологический аспект проблемы, но и новейшие достижения органической химии, астрофизики, космогонии, геофизики и сейсмологии, результаты поисково-разведочных работ на нефть и газ как в материковых осадочных бассейнах, так и в акватории Мирового океана.

Нефть и газ — это смесь природных углеводородных и неуглеводородных соединений, естественная история которых, судя по результатам многочисленных исследований, начинается в безднах мироздания и читается по составу газово-пылевой среды межзвездного пространства, относительно холодных звезд, комет, метеоритов, планет, их спутников и атмосфер. Эти органические соединения обязательны и для первичного вещества Земли, если она образовалась из газово-пылевого облака, некогда окружавшего Солнце. В ее первозданной атмосфере господствовали атомы Н, С, N и О, давшие молекулы H_2 , CH_4 , NH_3 и H_2O , которые в ходе химической эволюции превращались в молекулы HCN , HCO_2H , $HCHO$, $HOCH_2CHO$, CH_3CO_2H , $NH_2CH_2CO_2H$, $CH_3CH(NH_2)CO_2H$, $CO_2H(CH_2)_2CO_2H$ и $CO_2HCH_2CH(NH_2)CO_2H$. Добавление к ним железа, цинка и других металлов еще до появления жизни на Земле обусловило возникновение первых порфиринов, ставших катализаторами для дальнейших репродукции и репликации, знаменуя начало первого молекулярного отбора в процессе эволюции. Эта эволюция и ее продукты, приведшие позднее к возникновению жизни на Земле, воспроизведены экспериментально в лабораториях, где, кроме того, абиогенно синтезированы не только отдельные углеводороды и порфирины, но и сама нефть.

Когда говорят о размещении нефтегазовых ресурсов, обычно упоминают Персидский залив, в районе которого сосредоточено около 50 млрд. т нефти и 20 трлн. м³ газа. Однако существуют места еще большей их концентрации. Так, в маломощном (0 — 600 м) клине осадочного чехла, лежащего на древ-

УДК 553.982.061.33

Абиогенно-мантийный генезис нефти / Краюшкин В.А. — Киев : Наук. думка, 1984. — 176 с.

В монографии освещается природа нефти и газа древних плитов, глубинных (4500 — 8103 м) горизонтов осадочных бассейнов и их кристаллического фундамента в связи с рифтами и дегазацией верхней мантии Земли, излагаются космологические и экспериментальные геохимические аспекты теории неорганического нефтегазообразования и анализируются направления, задачи и перспективы работ по проблеме абиогенно-мантийного генезиса нефти и газа. Приводится обоснование новых, нетрадиционных путей увеличения сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности.

Для сотрудников производственных и научно-исследовательских организаций нефтегазового профиля, а также аспирантов и студентов.

Ил. 17. Табл. 14. Библиогр.: с. 161 — 176 (369 назв.)

Ответственный редактор Е.Ф.Шнюков

Рецензенты И.М.Шахновский, С.Ф.Петухов

Редакция литературы о Земле

1904050000-494

К-----468-84 подписное
M221 (04)-84

© Издательство "Наукова думка", 1984

нейших в мире гранитах Канадского щита, разведаны запасы тяжелой и очень вязкой нефти, равные 150 млрд. т только на четырех ее месторождениях — Атабаска, Колд-Лейк, Пис-Ривер и Уобаска. Кроме того, 425 — 470 млрд. т аналогичной нефти залегает в полосе длиной 700 км вдоль левого берега р. Ориноко. Какова природа этих уникальных скоплений? Где возникла их нефть, когда, откуда и каким образом она мигрировала в места ее нынешнего залегания? Всплывать такая нефть в воде не может ни в виде капель, ни в виде крупных масс, ибо ее плотность более 1000 кг/м³. Она не растворяется ни в газе, ни в воде. Да и нет здесь в осадочной толще более колоссальных по объему и перегреву их запасов, которые растворили бы и перенесли с собой на гигантские расстояния нефти месторождений Атабаска и пояса Ориноко.

За последние 20 лет на шельфах всех континентов открыто свыше 40 регионов, в подводных недрах которых таятся 130 зарубежных гигантских (в том числе 14 супергигантских) месторождений, на долю которых приходится около половины мировых запасов нефти и около одной трети запасов газа. Эти морские месторождения выявлены в осадочной толще и ее кристаллическом фундаменте, погружающихся в сторону морей и океанов. Ясно, что их нефть и газ не могли мигрировать с суши: они легче воды, заполняющей поры, каверны и трещины в этих породах, и путь вниз, даже пологий, им заказан. Все нефтегазоносные районы шельфа обнаруживаются только на глубинно-разломных краях, или "швах", литосферных плит и континентов. Следовательно, эти "швы" — глобальные генераторы огромных масс нефти и газа, которые неорганически образовались под земной корой, ушли оттуда по глубинным разломам и накопились в осадочной толще и подстилающей ее кристаллической части земной коры уже тогда, когда разломные границы континентов и литосферных плит приобрели почти современный облик.

Шло время, и поиски морских месторождений нефти и газа переместились за границы материковой отмели. В результате этого, несмотря на отсутствие достаточно разработанной и хорошо апробированной теории органического генезиса нефти, промышленная нефтегазоносность подводных недр установлена и на континентальном склоне в Атлантическом, Индийском, Северном Ледовитом и Тихом океанах, что свидетельствует в пользу ее бесспорного регионального характера. Здесь в акватории глубиной 230 — 912 м впервые за рубежом выявлены 23 месторождения нефти и газа, в том числе восемь гигантских газовых и газоконденсатных месторождений. Их коллекторами, залегающими на глубинах 879 — 3934 м, являются флювиально-дельтовые пески и песчаники мезозойского и третичного возраста в наклонных дизъюнктивных блоках, горстах или антиклиналях, где скважины фонтанируют с дебитами нефти 100 — 1285 т/сут, газа 212 — 524 тыс. м³/сут, конденсата 50 — 56 м³/сут, а извлекаемые запасы уже оцениваются 750 млрд. м³ газа, 130 млн. м³ конденсата и 4730 млн. т нефти. Данные месторождения находятся на континентальном склоне только в рифтогенных осадочных бас-

сейнах, связанных с дроблением Лавразии и Гондваны, дрейфом континентов и более поздними фазами эволюции рифтовых структур, зон и поясов континентального, океанического или промежуточного типа.

Эти нефтегазоносные бассейны континентального склона также свидетельствуют в пользу абиогенной мантийной природы и очень молодого возраста всех скоплений нефти и газа в недрах Земли. Об этом же говорят и недавние находки нефти и газа в современных рифтовых зонах и поясах Мирового океана, например, наличие абиогенного метана в молодых базальтоидах Срединно-Атлантического хребта, мощных струй абиогенного метана, исходящих из глубинных разломов на Восточно-Тихоокеанском хребте (Калифорнийский залив и др.) и подводном рифтогенном хребте у берегов о-ва Ямайка, а также жидкой нефти в свежих базальтовых лавах вулканов Тонгатапу, Эуа и Вавау (о-ва Тонга) и на о-вах Фиджи.

Вне так называемой главной зоны нефтеобразования, выделяемой сторонниками органического происхождения нефти исключительно в разрезе осадочной толщи, выявлено 135 промышленных месторождений, частично или полностью связанных с действующими и ископаемыми вулканами или просто с вулканическими породами. На о-ве Сицилия разрабатываются крупное газонефтяное (Гальяно) и газовые (Чизина, Катания, Бронте, Сан-Николо и др.) месторождения, тесным кольцом опоясывающие склоны вулкана Этна. В общем они содержат не менее 2800 млн. т извлекаемых запасов нефти и около 1,2 трлн. м³ газа. В их числе 15 крупнейших залежей за рубежом, таящих в себе от 70 до 700 млн. т "черного золота". Запасы нефти в ископаемых вулканах уже выявлены и в нашей стране. Это Мурадханлы в Азербайджане, а также Самгори, Телети, Патардзеули и Ниноцминда возле г. Тбилиси, где скважины способны естественно фонтанировать нефтью с дебитами до 1500 — 2000 т/сут. Кроме того, сейчас уже более 260 нефтяных и газовых месторождений (в том числе около двух десятков зарубежных очень крупных) частично или полностью дают промышленную продукцию из пород кристаллического фундамента всех континентов, за исключением Антарктиды. Наличие таких скоплений нефти и газа на глубине до 1500 м ниже кровли погребенного фундамента, а также различных регионально развитых нефтегазопроявлений в породах (в условиях отсутствия осадочного чехла) австралийских, Алданского, Африканского, Балтийского, Бразильского, Гвианского, Канадского и Украинского щитов — важный аргумент в пользу неорганической мантийной природы нефти и газа, ибо все эти скопления и проявления сформировались вне главной зоны органического нефтегазообразования. Нельзя не отметить и то, что на глубине 4500 — 8103 м за рубежом уже разрабатывается более тысячи месторождений (в том числе 25 крупных), суммарные извлекаемые запасы которых превышают 5 млрд. т нефти и 17 трлн. м³ газа. Успешность их поиска там характеризуется коэффициентом промышленных открытий 0,50 — 0,52, а в отдельных регионах и 0,71. А ведь все эти месторождения в осадочной толще находятся не в главной зоне нефтеобразования, которая простирается на глубинах 2 — 4, а иногда до 6 км [21, 270].

И наконец, еще одно. На IX Мировом нефтяном конгрессе в мае 1975 г. было заявлено, что мировые прогнозные извлекаемые запасы нефти равны всего 125 млрд.т и что в конце 1980-х гг. или же в начале 1990-х гг. повсеместно начнется необратимое падение нефтедобычи. Несколько позднее появились публикации, в которых указывалось, что мировых запасов нефти якобы вообще хватит только на 10 — 20 или 30 грядущих лет. Все эти оценки, расчеты и прогнозы базируются на гипотезе органического происхождения нефти, которая тем самым написала своеобразный реквием и мировой нефтяной промышленности, и самой себе.

Предметом настоящей работы является научная аргументация поисков и разведки новых объектов на нефть и газ как по площади, так и по вертикали на основе целенаправленного изучения и обобщения соответствующего материала, а также на базе нетрадиционных представлений о природе нефти и об условиях образования ее промышленных аккумуляций.

В подготовке рукописи к печати оказывали помощь М.М.Лушпей, Л.Б.Ляшенко, Э.В.Клочко, Н.С.Ефремова, Р.М.Морозова, И.С.Расина и А.Ф.Шевченко (ИГН АН УССР), Н.М.Артамонова, Э.А.Клеванова, В.А.Назаров, А.В.Симонова, В.Г.Трохименко, Л.Я.Шевченко и В.К.Шевченко (УкрГИПРОНИИнефть).

Всем этим товарищам автор выражает благодарность.

ГЛАВА I

НЕФТЬ И ГАЗ В ГЛУБИННЫХ ГОРИЗОНТАХ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА

Происхождение нефти и газа вызывает отнюдь не праздный интерес, поскольку от правильной и принципиальной точки зрения по этому вопросу зависит успех поиска их новых ресурсов, столь необходимых нынешней технической цивилизации. Любая теория или гипотеза возникает на базе фактического материала и "работает" до тех пор, пока новые фактические данные не начнут ей противоречить. В учении о нефти и газе сложилась именно такая ситуация: ряд его традиционных и основополагающих концепций уже не только не увязывается с массой новых данных практики нефтегазопроисковых работ, не только опровергается этими данными, но и вредно влияет на дальнейшие перспективы, пути и направления поиска новых нефтегазовых ресурсов, сдерживая их узкими рамками устаревшего теоретического научного обоснования и "запрещая" поиск в новых регионах и других геологических условиях, не согласующихся с данным обоснованием. Одним из таких кардинальных, узловых моментов является вопрос о будущей сырьевой базе мировой нефтегазовой промышленности и перспективах поиска нефти и газа в глубинных и сверхглубинных горизонтах планетарного осадочного чехла.

Состояние и размещение сырьевой базы нефтегазодобывающей промышленности считаются одними из главных факторов или основ ее развития и упадка. Согласно данным исследования (не охватывающего социалистические страны и выполненного крупнейшей в мире нефтяной фирмой "Эксон Корпорейшн"), в 1990 г. будет достигнуто мировое потребление энергии, которое, в пересчете на нефть составит 21,2 млн.т/сут (на 80 % больше, чем в 1975 г.). При этом прогнозируется, что в мировом энергетическом балансе 1990 г. доля нефти будет определяться 48 %, природного газа — 15, ископаемого угля — 19, ядерной энергии — 11, гидро-, геотермальной и солнечной энергии — 6, а синтетических топлив из горючих сланцев, нефтегаудронных песков и ископаемых углей — лишь 1 %. Отсюда видно, что нефть останется главным источником энергии, и, хотя темп роста мировой добычи нефти начнет замедляться, мировой спрос на нее увеличится почти на 70 %. Так, если в 1975 г. спрос на нефть определялся цифрой 6,2 млн.т/сут, то в 1990 г. он составит 10,27 млн.т/сут. Удовлетворение такого громадного спроса будет зависеть от темпа открытия новых мировых запасов нефти. Их прирост в течение последних 20 лет определялся уровнем 2,0 — 2,7 млрд.т/год (без учета данных по социалистическим странам), и основная доля этого прироста при-

хотелась на баснословно богатые нефтяные месторождения Среднего Востока. Геологи фирмы "Эксон Корпорейшн" считают, что около половины остающихся (125 млрд. т) мировых запасов нефти еще предстоит открыть, хотя сейчас они не могут назвать ни одной площади или области, обладающих геологическими характеристиками, необходимыми для "Второго Среднего Востока" [365].

Существует много других научных прогнозов, согласно которым доля нефти в мировом энергетическом балансе 1990 г. уменьшится даже до 5 %, а доля природного газа, наоборот, увеличится, достигнув 23 % [351], и мировые запасы нефти якобы полностью будут исчерпаны еще до 2000 г.

Все эти прогнозы и расчеты базируются только на гипотезе происхождения нефти и газа из ископаемого органического вещества, которое в тонко рассеянном состоянии содержит осадочные породы и превращается в нефть в "главной зоне нефтеобразования" [21].

Согласно данной гипотезе, в глубинных горизонтах осадочной толщи, где температура составляет 150 – 170 °С и более, бесцельно искать нефть вследствие катагенеза там, во-первых, самой нефти и, во-вторых, ее коллекторов. Вот так эта гипотеза не только лишила теоретического обоснования мировой нефтегазовый поиск на глубинах более 4000 м, но и наложила всесторонне разработанный и многократно аргументированный своеобразный теоретический запрет на поиски нефти и газа в глубинных недрах всех осадочных бассейнов.

Следовательно, проблема, ставшая перед человечеством в свете энергетических требований конца XX – начала XXI вв., как видно из изложенного, чрезвычайно трудна и сложна, поскольку, с одной стороны, необходимы новые грандиозные приросты запасов нефти, с другой – их нельзя искать на глубинах более 4000 – 4500 м.

Мы не разделяем всех упомянутых концепций вместе с их теоретическим базисом – гипотезой об органическом происхождении нефти и газа. По нашему мнению, вся нефть и природный газ в земных недрах имеют только abiогенную, глубинную и сверхглубинную природу. Их источник – верхняя мантия Земли, откуда они мигрировали в третично-четвертичное время по планетарным и другим глубинным разломам и их апофизам в толщу пород всех осадочных бассейнов через их кристаллический фундамент. Существенно, что из этих нетрадиционных представлений о неорганической природе нефти и газа вытекает концепция не об угасании нефтегазоносности с глубиной залегания, а наоборот, о существовании богатых и богатейших скоплений нефти и газа на глубинах более 4000 – 4500 м, "запрещенных" для нефтегазопроиско-вых работ традиционной гипотезой об органическом происхождении этих полезных ископаемых.

Конечно, одним из наиболее привлекательных и удобных путей умножения и промышленного освоения новых ресурсов нефти и газа являются их поиски и разведка в еще не изученных бурением глубинных горизонтах осадочной толщи на территории старых или стареющих нефтегазодобывающих

районов, областей и провинций, которые дают все меньше и меньше нефти и газа и которые, несмотря на прекрасную обустроенность и действенную инфраструктуру их добычи, транспорта и переработки, находятся под потенциальной угрозой грядущего упадка и даже полной ликвидации здесь нефтегазовой промышленности. Однако в связи с тем что о перспективах поиска нефти и газа на глубинах более 4000 – 4500 м существуют, как видно из изложенного, две диаметрально противоположные и взаимоисключающие точки зрения, целесообразно рассмотреть в глобальном масштабе весь имеющийся фактический материал о результатах поисково-разведочного нефтегазового бурения на глубины более 4500 м, предоставив читателю возможность самому оценить обоснованность существующих гипотез и теорий генезиса нефти и газа.

Промышленные скопления этих полезных ископаемых выявлены или уже разрабатываются на глубинах 4500 – 8103 м в Азии, Африке, Европе, Северной, Центральной и Южной Америке, будучи сосредоточены в недрах их суши и континентального шельфа. Эти месторождения или залежи нефти, газа и конденсата находятся в таких осадочных бассейнах, как Аквитанский, Анадарко, Биг-Хорн, Вальверде, Галф-Кост, Грин-Ривер, Делаверский, Днепровско-Донецкий, дельты рек Миссисипи и Нил, Жужуйский, залив Кука (Аляска), Западно-Канадский (Альбертский), Западно-Техасский, Западно-Туркменский, Лос-Анджелесский, Макуспанский, Матуринский, Мендосский, Паданский, Предкавказский, Предкарпатский, Сакраменто, Салта, Североморский, Сиртский, Сычуаньский, Техасский Панхэндл, шельф Мексиканского залива и др. По тектоническим условиям седиментации они отличаются друг от друга, и, хотя среди них имеются предгорные прогибы, миогеосинклинали и межгорные впадины, большинство указанных бассейнов испытало рифтогенез или же образовалось как рифтовые долины раздвижения.

В интервале глубин 4500 – 8103 м уже выявлено более тысячи месторождений и залежей нефти и газа [96]. Лидирующее место по этому показателю среди капиталистических стран пока занимают США, где, например, из общего числа (около 1500) поисковых скважин глубиной более 4500 м, пробуренных в 1965 – 1968 гг. 74,5 % приходилось на область Галф-Кост, где 398 скважин вскрыли на глубине более 4500 м новые залежи нефти и газа. В 1973 г. в США на глубинах более 4500 м было открыто 85 промышленных скоплений нефти и газа, а в 1974 г. – 168.

Из 422 скважин, пробуренных в 1977 г. в США на глубину более 4575 м, нефтяными оказались 45, газовыми – 209 и сухими – 168, а коэффициент промышленных открытий нефти или газа для таких скважин составил более 0,6. При этом 37 нефтяных и 124 газовые скважины фонтанировали из интервала 4575 – 5338 м, 5 нефтяных и 58 газовых – из интервала 5338 – 6100 м, а 3 нефтяные и 27 газовых – с глубины более 6100 м. В оклахомской части бассейна Анадарко 96 скважин добывают нефть или газ из глубин 4575 – 6100 м и более, а в части, называемой Техасский Панхэндл, дают промышленные нефть и газ 34 скважины данного класса [278].

Таблица 1. Запасы свободного газа на глубине более 4500 м

Месторождение	Год открытия	Глубина залегающих газ, м	Начальные извлекаемые запасы газ, млрд.м ³	Коллектор	
				Возраст	Литологический состав
Вейюань, Китай	1978	До 4500	38,0	Синий	Известняк
Дип-Бэйснэ, Канада	1978	1068—4575	12500,0	Мезозой	Песчаник
Лакет, США	1952	4575	184,0	Палеозой	Известняк
Кояноса, США	1962	4575	99,0	"	"
Бью Сейл, США	1940	1373—4880	102,0***	Мiocен	Песчаник
Бастэн Бэй, США	1941	4880	102,0	"	"
Лак, Франция	1951	4880	249,0	Мел — юра	Известняк и доломит
Мэжон-Рус, Франция	1965	4544—4918	99,0	То же	То же
Кантарель*, Мексика	1976	1373—4880	500,0***	Палеоцен — юра	Известняк
Бермудес, Мексика	1975	4270—4880	500,0***	То же	"
Уоршем-Бэйер, США	1961	5124	60,6	Палеозой	"
Шип Шоул, США	1962	5160	56,6***	Мiocен	Песч.
Цыягун, Китай	38	До 5271	20,0	Триас — синий	Известняк
Локирдж, США	1966	5673	103,0	Кембрий — ордовик	"
Абу-Мадн, Египет	1967	3283—6042	70,8	Мел — третичный	Песчаник и известняк
Грэй-Ранч, США	1964	6100	36,5	Кембрий — ордовик	Известняк
Торо, США	1966	6100	30,3	Девон, кембрий — ордовик	"
Блг-Кэйн, Джалж-Дигби, Ирен, Монкриф, Мур Сэмз, Норт Бью Джекс, блок 14** оз. Поншартрен, Порт-Халсон, Профит-Алленд, Риголетс, Фолз-Ривер, Форт-Пайк и др., США	1975—1979	4577—6148	170,0	Поздний мел	Пески, песчаник
Хеймон, США	1965	6405	42,5	Кембрий — ордовик	Известняк
Малосса, Италия	1974	5454—6475	50,0***	Триас	"
Гомес, США	1963	7015	283,0	Кембрий — ордовик	"
Элк-Сити, Аляска, Кастер-Сити, Уонига-Крик, Бафелоу-Уоллоу, Гейдж-би-Крик и др., США	1967—1977	4575—8103	878,0	Поздний карбон — кембрий	Песчаник, известняк
Всего			17026,0		

* Морское месторождение

** Частично морское месторождение.

*** Кроме того, имеются и запасы нефти.

Что касается извлекаемых запасов нефти и газа, то исчерпывающих данных обо всех их промышленных скоплениях, обнаруженных в интервале глубин 4500 — 8103 м, в публикациях пока нет. В одних случаях опубликованные запасы даются как суммарные для всех открытий анализируемого года. Например, сообщалось, что в 1973 г. в США общие извлекаемые запасы для 85 промышленных скоплений нефти и газа, открытых на глубине более 4500 м, соответственно определялись как 24 млн.т и 39,5 млрд.м³, а в 1974 г. для 168 таких скоплений — уже как 24,5 млн.т и 70,6 млрд.м³. В других случаях данные об извлекаемых запасах нефти и газа публикуются отдельно для каждого нового их промышленного скопления, открытого на глубине более 4500 м. Эти публикации, как правило, рассеяны во многих монографических, справочных и периодических изданиях, и требуется затратить много скрупулезного труда и внимания, чтобы собрать их и проанализировать.

Итоги такой работы представлены в табл. 1 и 2, из которых видно, что 75 месторождений нефти, конденсата и свободного газа уже можно охарактеризовать таким важным параметром сравнения, как начальные извлекаемые запасы. Из них примерно 40 зарубежных газовых месторождений имеют размеры от 20,0 до 12 500 млрд.м³, а суммарные начальные извлекаемые запасы, выявленные на глубинах 4500 — 8103 м, равны 17 026 млрд.м³ (см. табл.1), т.е. немного больше 25 % текущих мировых запасов свободного газа, обнаруженных в интервале 0 — 8103 м на 1.1.79 г. и равных 67 085 млрд.м³. Это отнюдь не так мало, если помнить, что 67 085 млрд.м³ свободного газа открыты в течение более чем столетней истории поиска и разведки его промышленных скоплений во всем мире, тогда как 17 026 млрд.м³ свободного газа выявлены на глубине более 4500 м только в период с 1952 по 1979 г. и всего в семи странах — Египте, Италии, Канаде, Китае, Мексике, США и Франции. Нагляднее всего видна успешность поиска промышленных запасов свободного газа на таких

Таблица 2. Запасы нефти на глубине более 4500 м.

Месторождение	Год открытия	Глубина залегания, м	Начальные извлекаемые запасы нефти, млн т	Комплектор		Плотность нефти, кг/м ³
				Возраст	Литологический состав	
Качо Лопес, Мексика	1977	4501	0,2***	Мезозой	Известняк	829
Бу-Аттифель, Ливия	1968	До 4502	102,0	Кембрий	Песчаник	820
Рио-Нуэво, Мексика	1975	4560	1,0***	Ордовик	Известняк	851
Норте Марино-Сольдадо-Физабал**, Тринидад и Тобаго	1913	15-4575	81,0	Мезозой	Известняк	860-916
Уэст-Дельта** США	1949	656-4575	139,0	"	"	855-946
Пайнвью, США	1975	4575	12,2	Мезозой - палеозой	Песчаник, известняк	-
Сальта, Аргентина	1928	2001-4603	21,3	То же	Песчаник	763-919
Тик** Тринидад и Тобаго	1972	2123-4633	93,7	Миоцен	"	879
Бэй Де-Шэн, США	1941	750-4642	17,5	"	"	865
Харралдас, Мексика	1977	4644	0,3***	Мезозой	Известняк	839
Тони-Гельма*, Великобритания	1978	3660-4682	34,0	Юра	Песчаник	806
Джей, США	1970	4743,0	54,5	"	Известняк	-
Саут-Пас*, США	1950	1616-4756	116,0	Миоцен	Песчаник	797-898
Паредон, Мексика	1978	4785	0,4***	Мезозой	Известняк	826
Платаналь, Мексика	1978	4850	0,1***	"	"	875
Лейк-Нелто, США	1929	1274-4880	21,5	Миоцен	Песчаник	845-893
Бэй Сент-Элен, США	1937	1738-4880	31,8	"	"	771-865
Бью Сейл, США	1940	1372-4880	27,8***	"	"	784-845
Кантарель*, Мексика	1976	1373-4880	900,0***	Палеоцен - Юра	Известняк	934
Бермудес, Мексика	1975	4270-4880	878,0***	То же	"	916
Лягунильяс**, Венесуэла	1926	915-4880	1457,0	Третичный - мел	Песчаник, известняк	908
Сангачалы - Луваньяй - о-в Булла**, СССР	1963	2676-5065	18,4***	Плиоцен	Песчаник	-
Жужуй, Аргентина	1969	751-5103	7,3***	Девон, карбон, пермь, мел, эоцен - Плиоцен	"	820
Мендоса, Аргентина	1932	664-5117	93,3***	Триас, третичный	Песчаник, конгломерат, туф, глина	869-965
Гранд-Айл*, США	1948	469-5185	130,4	Миоцен	Песчаник	811-893
Санча-Крус, Аргентина	1946	600-5203	85,1***	Юра, мел, эоцен, миоцен	Песчаник, конгломерат, аргиллит	825-903
Кот Бланш-Айленд, США	1948	2198-5338	60,4	Миоцен	Песчаник	755-876
Уикс-Айленд, США	1943	До 5490	46,0	"	"	784-849
Норт Кола Леви, США	1939	До 5760	26,2	Третичный	"	845
Ливинг, США	1931	1842-5795	23,8	Миоцен	"	815-882
Хай-Айленд, США	1922	714-5795	20,3	Третичный	"	893
Лейк-Барр, США	1929	1037-6000	35,0	Миоцен	"	871
Малосса, Италия	1974	5454-6475	42,0***	Триас	Известняк	774
Лейк-Вашингтон, США	1931	348-6542	43,7	Миоцен	Песчаник	759-946
Бэй-Маршан - Тимбале	1930	305-6668	540,0	Миоцен - четвертичный	"	784-922
Бэй - Кафу-Айленд**, США	-	-	5181,2	-	-	-
Всего	-	-	-	-	-	-

* Морское месторождение

** Частично морское месторождение.

*** Кроме того, имеются и промышленные запасы свободного газа (см. табл. 1).

**** Только накопленная добыча.

глубинах, если охватить анализом только Египет, Италию, Мексику, Францию и США, суммарные текущие извлекаемые запасы свободного газа которых равны 7 674 млрд.м³, а на глубине более 4500 м — 3 616,3 млрд.м³, т.е. на данной глубине уже выявлено около 47 % суммарных извлекаемых запасов свободного газа указанных стран по состоянию на 1.1.79 г.

На глубине более 4500 м выявлено и разрабатывается 35 месторождений нефти — в Аргентине, Великобритании, Венесуэле, Италии, Ливии, Мексике, США и Тринидаде и Тобаго. Размеры этих нефтяных месторождений лежат в пределах 12,2 — 1457 млн.т. Их суммарные начальные извлекаемые запасы, установленные на глубинах до 4500 — 6668 м, равны 5 181,2 млн.т (см. табл. 2), что соответствует около 7 % текущих извлекаемых мировых запасов нефти, выявленных в интервале 0 — 6668 м и на 1.1.79 г. составивших 76 640 млн.т. Это также неплохой показатель успешности поиска нефти на глубинах более 4500 м, если иметь в виду, что данные 7 % мировых запасов нефти были открыты только в течение 1960 — 1978 гг. и только в восьми странах, тогда как суммарные текущие мировые запасы нефти, равные 76 640 млн.т, открыты в течение почти 120 лет непрерывного развития мировой нефтяной промышленности. Если принять во внимание только Аргентину, Италию, Ливию, Мексику, США и Тринидад и Тобаго, в которых суммарные текущие извлекаемые запасы нефти достигают 11 731,8 млн.т на глубинах 0—6668 м, а на глубине более 4500 м — 3 651,8 млн.т, то оказывается, что в интервале 4500—6668 м выявлено уже более 31 % суммарных текущих извлекаемых запасов нефти этих шести стран. Текущие запасы нефти и газа отдельных стран приводятся по работе [366].

Среди 75 месторождений, открытых на глубине более 4500 м, имеются и гигантские, т.е. аккумулирующие в своих недрах более 67,5 млн.т нефти (конденсата) или более 67,5 млрд.м³ свободного газа [233]. Как видно из табл. 1 и 2, за рубежом уже выявлено или разрабатывается десять таких нефтяных, десять газовых и пять нефтегазовых месторождений — Абу-Мадии, Бастиэн Бэй, Бэй Маршан — Тимбалье Бэй — Кайу-Айленд, Бермудес, Бэю Сейл, Бу-Аттифель, Гомес, Гранд-Айл, Дип-Бэйс, Кантарель, Кояноса, Лак, Локридж, Лягунильяс, Малосса, Мэйон-Рус, Мендоса, Норте Марино-Сольдадо-Физабад, Пакет, Санта-Крус, Саут-Пасс, Тик, Уэст-Дельта и Шип Шоул. В этих 24 гигантских месторождениях содержатся 92 % (т.е. 15 691 млрд.м³) всего газа и более 90 % (т.е. 4 687,3 млн.т) всей нефти, открытых на глубине более 4500 м и соответственно равных 17 026 млрд.м³ и 5 181,2 млн.т. При этом на континентальном шельфе уже открыто девять нефтяных месторождений, запасы которых сосредоточены в интервале глубин 4500—6668 м, одно газонефтяное и одно газовое.

Только с 1966 по 1979 г. в США на глубину более 4575 м пробурено 6096 скважин. Если же учесть и данные работы [203], согласно которым на аналогичные глубины здесь же в 1963 г. пробурено 269 скважин, в 1964 г. — 316, а в 1965 г. — 329, то их общее количество только за 1963—1979 гг. превысит 7000. В целом их гораздо больше, так как первая скважина, достиг-

шая глубины 4576 м, пробурена в США еще в 1938 г. а первая скважина, давшая промышленный газовый фонтан с глубины 4731 м, — в 1948 г. [195—198, 200—207]. Первое место в США по количеству скважин, глубина которых превышает 4500 м, занимает шт. Луизиана, второе — шт. Техас, третье — шт. Миссисипи, а четвертое — шт. Оклахома. Многие из этих скважин штатов Луизиана и Миссисипи находятся в акватории Мексиканского залива, где первый рекорд глубины бурения был установлен еще в 1968 г. Тогда морская скв. 7, пробуренная до глубины 6966 м в блоке 27 нефтяного месторождения Уэст-Дельта, из миоценового песчаника, вскрытого в интервале перфорации на глубине 4605 — 4609 м, фонтанировала газом с дебитом 337 тыс.м³/сут и конденсатом с дебитом 67 м³/сут [295].

Успешным оказался поиск нефти и газа на глубинах более 4500 м в Надвиговом поясе Скалистых гор в западной части шт. Вайоминг и северной части шт. Юта в США. В 1975 г. здесь было открыто нефтяное месторождение Пайнвью, текущие извлекаемые запасы которого на 1.1.79 г. равнялись 12,2 млн.т, накопленная добыча — 1,5 млн.т, а текущая добыча нефти за 1978 г. — 767 тыс.т/год [234]. Открытое здесь же в 1977 г. газовое месторождение Уитни-Каньон оказалось очень крупным после того, как скв. 1-Картер-Крик, пробуренной в 14,5 км севернее него, установлено продолжение данного месторождения и в этом направлении. В скв. 2-Уитни-Каньон, перфорированной в интервале 4690 — 4696 м, из ордовикского доломита формации Биг-Хорн получен фонтан газа с дебитом 161 тыс.м³/сут и конденсата плотностью 771 кг/м³ с дебитом 10 м³/сут. Скв. 1-Уитни-Каньон, перфорированная в интервале 4788 — 4855 м, фонтанировала из поднадвиговых меловых песчаников формации Франтнер газом с дебитом 51 тыс.м³/сут и конденсатом с дебитом 9 м³/сут, а скв. 1-Картер-Крик — газом и конденсатом из отложений формаций Мэдисон (миссисипий) и Уэбер (пенсильваний), перфорированных в интервале 3971 — 4530 м. К настоящему времени глубинные залежи нефти и газа в данном поясе открыты в полосе, простирающейся на 160 км от месторождения Пайнвью на юге до газового месторождения Хогбэк на севере [264].

В скв. Шелл-Крик-44-27-Гавернмент-Ц-9713-2, перфорированной в интервале 5298 — 5378 м, получен газовый фонтан с начальным дебитом газа 218 тыс.м³/сут и воды 20,7 м³/сут через штуцер 9,5 мм. Скв. 1-Селлар Дроу Юнит, пробуренная в 1977 г. до глубины 7040 м в области нефтегазоносной полосы Надвигового пояса бассейна Биг-Хорн и перфорированная в интервале 5972 — 5981 м, дала газовый фонтан, абсолютно свободный дебит которого равен 357 тыс.м³/сут. В этой же полосе ранее была пробурена скв. Хаф Акр-11-Юнит, получившая приток газа дебитом более 85 тыс.м³/сут с глубины около 6000 м. Однако позднее обсадная колонна разрушилась, скважина была возвращена на менее глубокий. (5967 м) горизонт и сдана в эксплуатацию как газовая.

В области Скалистых гор, в шт. Вайоминг, скв. 31-1-Федерел, пробуренная в 18 км юго-восточнее месторождения Сэнди Бэнд и перфорированная

в интервале глубин 4878 — 4964 м, фонтанировала газом с дебитом 51 тыс.м³/сут из меловых отложений формации Франтбер. В результате углубления одной из старых скважин на месторождении Сэнд Меса в шт.Вайоминг открыта новая газовая залежь в верхнемеловых отложениях, откуда при испытании интервала 4118 — 4728 м получен газовый фонтан с дебитом 57 тыс.м³/сут. В этом же штате в пределах осадочного бассейна Уинд-Ривер одна из скважин, пробуренных на месторождении Уотман, ниже третичной промышленно газоносной формации Форт-Юнион, вскрыла две новые газовые залежи. Испытанные в интервалах глубин 6118 — 6184 м (формация Лакота) и 6048 — 6061 м (формация Мадди), они дали газовый фонтан, дебит которого составил 68 тыс.м³/сут [211, 354].

В Западной Европе рекордно глубокие продуктивные скважины пробурены на суше, например в Аквитанском бассейне юго-западной части Франции. Здесь на газовых месторождениях Берен и Ланмезан, находящихся неподалеку от сверхглубоких газовых месторождений Лак и Мэйн-Рус, в 1969 г. скв.1-Берен дала промышленный фонтан газа с глубины 5889 м, а в 1973 г. в скв.2-Берен с глубины 6242 м (юра). В скв. 1-Ланмезан фонтан газа с дебитом 52 тыс.м³/сут получен в 1975 г. из отложений раннего мела с рекордно большой в то время для Западной Европы глубины (6905 м), а в Румынии, в долине Бузэу (в предгорьях Карпат), на территории старого нефтедобывающего района Гергяса, промышленная нефть (500 т/сут) добыта в 1970 г. с глубины 6200 м [90].

Важным фактором при оценке перспектив поиска залежей нефти и газа на глубинах более 4500 м является коэффициент промышленных открытий. Наиболее высоким для таких глубин он был в США в 1974 г., когда достиг 0,523. В 1976 г. в США с поисково-разведочными задачами на глубину более 4575 м пробурена 381 скважина, а в 1977 г. — 472, причем 59,5 % их пробурили не крупные нефтяные фирмы, а независимые предприниматели. Более 50 % всех этих глубоких и сверхглубоких скважин вскрыло новые промышленные аккумуляции нефти и газа. Наибольшей активностью сверхглубокого бурения в США на сегодняшний день характеризуется Делаверский бассейн, где коэффициент промышленных открытий равен 0,71. Напомним для сравнения, что в шт.Калифорния в 1977 г. пробурены четыре сверхглубокие поисково-разведочные скважины, и только благодаря одной из них было открыто нефтяное месторождение [96].

Промышленная нефтегазоносность земных недр на глубине более 4500 м установлена и в других рифтогенных осадочных бассейнах, например в районе эпиконтинентальной мезо-кайнозойской рифтовой системы, охватывающей осадочные бассейны в акватории Мексиканского залива и на сопредельной территории. На востоке данной системы располагается региональная полоса или тренд глубинного залегания песков формации Тускалуза, относящейся к нижней части верхнемеловой серии Галф. Эта полоса шириной 32 — 48 км простирается на 520 км от Мексиканского залива по линии городов Новый Орлеан — Батон-Руж и далее на запад — северо-запад через всю

южную часть шт. Луизиана до его границы со шт.Техас (рис. 1). При этом раннемеловой шельфовый край (рифовый комплекс), размещенный на фронте раннемеловой платформы Эдуардс, окаймляет северную границу глубинного тренда песков формации Тускалуза.

На северо-западе этой полосы установленная глубина залегания кровли формации Тускалуза равна 4575 м, а на юго-востоке — 6100 м и более. На сегодняшний день средняя глубина поисковых и разведочных скважин определяется здесь 6090 м, а глубины эксплуатационных скважин — 5185 — 6100 м. Потенциальные запасы свободного газа в Тускалузском тренде оцениваются не ниже 1,7 трлн.м³; считается, что либо все они, либо основная их часть связаны с глубинами более 4575 м. Уже этого достаточно, чтобы увлечься поисками нефти и газа в глубинных недрах. Кроме того, пористость гранулярных коллекторов здесь на глубинах 4575 — 6100 м достигает 28 %, мощность продуктивных песков — 152,5 м, добыча газа на одну скважину — от 142 до 566 тыс.м³/сут и более, добыча конденсата — до 842 м³ на 1 млн.м³ газа, а коэффициент промышленных открытий — 0,68. Правда, существуют проблемы, связанные с глубиной скважин (4880 — 6710 м), пластовой температурой (до 218 — 232°C), пластовым давлением (до 110,2 МПа) и загрязненностью природного горючего газа H₂S и CO₂.

Пески формации Тускалуза — возрастной аналог или, точнее, эквивалент песков формации Вудбайн нефтяного месторождения Ист-Техас, и ее проницаемость на глубинах более 5185 м определяется 204 фм². Установлено, что пески формации Тускалуза отлагались в мелководных условиях. При этом крупные массы кластического материала аккумуляровались на шельфовом склоне (когда реки пробили себе брешь через барьерный риф) в виде дельтовых лопастей подводно-морских конусов выноса и, по-видимому, подводных мутьевых потоков. Все эти отложения залегают антиклинально над соляными куполами, и лишь на одной площади они контролируются стратиграфическим экраном.

Примерно в 65 км южнее Команчского шельфового края раннемелового возраста и параллельно ему располагается система синхронных конседиментационных сбросов, пересекающих посередине полосу песков формации Тускалуза вдоль ее простираения и падающих на юго-запад или к побережью Мексиканского залива. Эта региональная зона разломов делит глубинный Тускалузский тренд на две самостоятельные части, контролируя и условия улавливания нефти и газа. К северу от данной зоны разломов пластовые температуры на забое скважин составляют 93 — 121 °С, а пластовые давления в среднем равны 58,6 МПа. К югу от той же зоны разломов господствуют аномальные условия: пластовые температуры в отложениях формации Тускалуза достигают 232 °С, а пластовые давления — 110,2 МПа. В среднем мощность песков данной формации с доказанной промышленной газоносностью находится в пределах 12 — 107 м, однако установлено, что мощность некоторых потенциально газодобывных зон этих песков достигает 152,5 м. Увеличение мощности вниз по падению песков происходит с северо-востока на юго-запад. Одновременно наблюдается и увеличение песчаности разреза

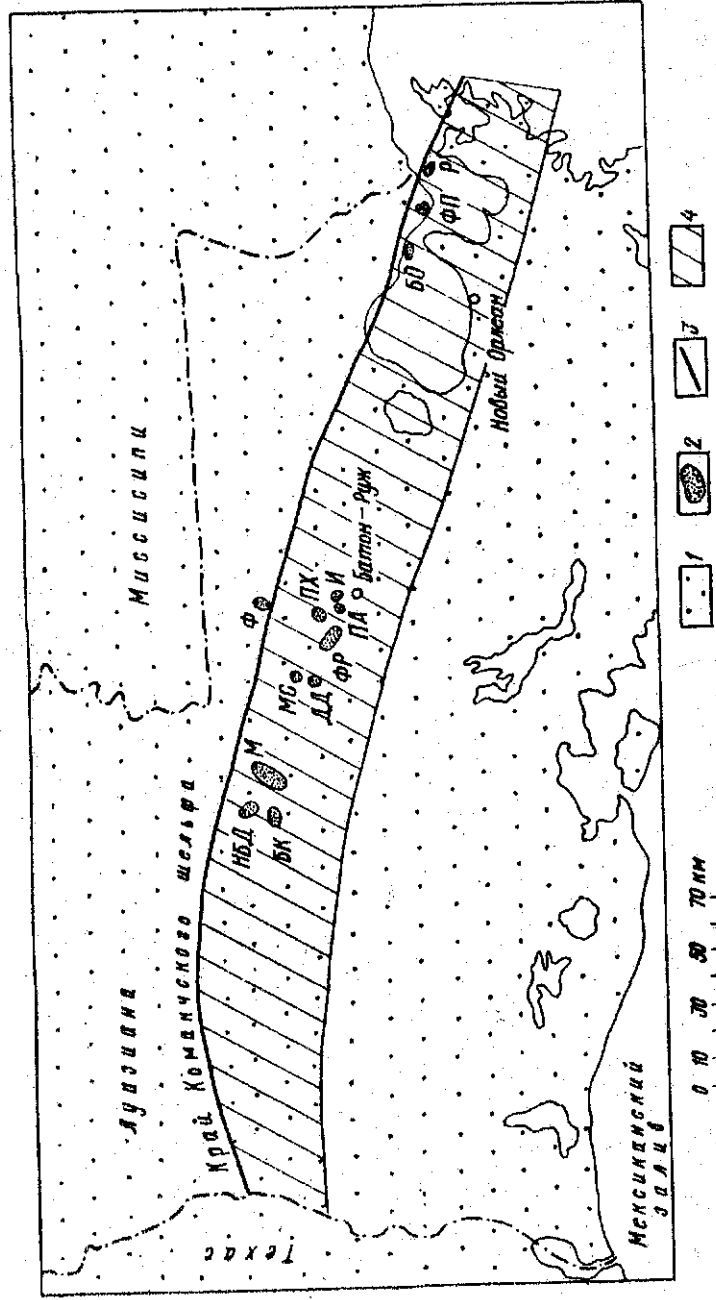


Рис. 1. Схема размещения глубоководной нефтяногазовой полосы верхнемеловых песков формации Тускалуза в рифтогенном бассейне Галф-Кост [342]:
 1 — суша; 2 — месторождения; 3 — региональная зона сбросов — глубоководная зона сбросов — глубоководная зона сбросов; 4 — полоса глубоководного залегания песков формации Тускалуза. Месторождения нефти, конденсата и газа на глубине 4500 — 6500 м: БК — Биг-Кэйн; БО — блок 14 оз. Поншартрен; ДД — Джадж-Дигби; И — Ирен; М — Монкриф; МС — Мур Сэмз; НБД — Норт Бью Джекс; ПХ — Порт-Хадсон; ПА — Профит-Айленд; Р — Риголетс; Ф — Фриленд; ФП — Форт-Пайк; ФР — Фолз-Ривер

всей этой формации при переходе на юго-запад через упоминавшуюся выше региональную зону или систему разломов в область с аномально высокими пластовыми давлениями и температурами.

На сегодняшний день в полосе развития песков глубоководной формации Тускалуза открыто одно нефтяное месторождение Фриленд и 12 газовых и газоконденсатных месторождений, среди которых находятся такие, как Биг-Кэйн, блок 14 оз. Поншартрен, Джадж-Дигби, Ирен, Монкриф, Мур Сэмз, Норт Бью Джекс, Порт-Хадсон, Профит-Айленд, Риголетс, Фолз-Ривер и Форт-Пайк (см. рис. 1). Их доказанные суммарные запасы свободного газа уже достигли 170 млрд. м³. Здесь сданы в эксплуатацию скважины, что видно из следующего.

Пробуренная до глубины 5322 м, благодаря чему в 1977 г. было открыто газоконденсатное месторождение Порт-Хадсон, скв. 1-Джорджия Песифик фонтанировала на штуцере 6,5 мм газом с дебитом 136 тыс. м³/сут и конденсатом с дебитом 107 м³/сут из интервала перфораций 5068 — 5074 м. На этом же месторождении скв. 1-К.Б. Пеннингтон-Фи, пробуренная до глубины 5612 м, вскрыла газоносный песок мощностью 94 м и на штуцере 8 мм фонтанировала газом с дебитом 232 тыс. м³/сут и конденсатом с дебитом 138 м³/сут. Сква. 1-Т.Д. Бикхем Младший, которая прошла 175 м по продуктивному песку формации Тускалуза, дала фонтан газа с дебитом 167 тыс. м³/сут и конденсата с дебитом 88 м³/сут. Сейчас из этих трех скважин месторождение Порт-Хадсон дает около 765 тыс. м³/сут газа и 636 м³/сут конденсата. В 1979 г. было открыто приуроченное к пескам формации Тускалуза газоконденсатное месторождение Мур Сэмз; скв. 1-В. Дж. Херст, пробуренная здесь до глубины 5948 м, фонтанировала на штуцере 8 мм газом с дебитом 335 тыс. м³/сут и конденсатом с дебитом 53 м³/сут из интервала перфораций на глубине 5552 — 5555 м. При этом в ней еще остались неиспытанными верхние 27,5 м этого песка.

Газовое месторождение Монкриф расположено в одном из тех районов Тускалузского тренда, где аккумуляция газа контролируется стратиграфическим экраном. Здесь уже эксплуатируются скважины 1-У. Майерс, 1-Тернер и 1-Леопольд. Достигая глубины 5998 м скв. 1-У. Майерс фонтанировала газом с дебитом 617 тыс. м³/сут с глубины около 5705 м. Пробуренная в 1979 г. на месторождении Ирен эксплуатационная скв. 1-Бекстер дала на штуцере 6 мм из перфораций на глубине 5425 — 5438 м фонтан газа с дебитом 227 тыс. м³/сут и конденсата с дебитом 51 м³/сут.

Газоконденсатное месторождение Фолз-Ривер сейчас имеет четыре эксплуатирующиеся скважины, суммарный ежесуточный дебит которых составляет около 1,45 млн. м³. Продуктивный песок формации Тускалуза залегает в скв. 1-Альма-Плантейшн на глубине 6050 — 6064 м, откуда на штуцере 4 мм получен фонтан газа с дебитом 283 тыс. м³/сут и конденсата с дебитом 6,5 м³/сут. В этой же скважине был испытан на приток песок и в интервале 6068 — 6074 м, в результате чего отсюда получен фонтан газа с дебитом 566 тыс. м³/сут и конденсата с дебитом 13 м³/сут. В газовой скв. 1-Л. Кроше

продуктивный песок формации Тускалуза залегает на глубине 6040 — 6148 м, а в скв. 1-Поплар Гроув он дает промышленный газ из интервала 5978 — 6030 м [300]. Месторождение Профит-Айленд открыто в 1979 г. благодаря скв. 1-Транс Метч, пробуренной в русле р. Миссисипи до глубины 6167 м. Перфорированная в интервале 5816 — 5824 м, она дала из песков формации Тускалуза фонтан газа с дебитом 400 тыс.м³/сут и конденсата с дебитом 103 м³/сут. В этом же году было открыто и газоконденсатное месторождение блока 14 оз.Поншартрен с помощью скв. 1-Стейт Лис-7186, которая из перфораций в интервале 4535 — 4577 м фонтанировала газом с дебитом 60 тыс.м³/сут и конденсатом с дебитом 15 м³/сут.

Сейчас, правда, наибольший интерес вызывает открытое в 1979 г. нефтяное месторождение Фриленд, расположенное вверх по восстанию от газоносной части Тускалузского тренда. Пробуренная здесь скв. 1-Макгил дала из перфораций в интервалах 4700 — 4705 и 4707 — 4711 м фонтан нефти с дебитом 91,5 м³/сут (77,5 т/сут) и газа с дебитом 30 тыс.м³/сут. Это первая скважина, фонтанировавшая нефтью из песков глубинного тренда, и первая промышленная здесь добыча нефти [342].

В 1978 г. в скв. 1-Хаггар также были испытаны на приток пески этой формации, откуда в интервале 5574 — 5582 м получен газовый фонтан с дебитом 312 тыс.м³/сут. На восточном конце полосы развития песков к северо-востоку от г.Новый Орлеан недавно начало оконтуриваться газовое месторождение Риголетс. Одна из скважин, вскрывших в нем пески формации Тускалуза, фонтанировала из них газом с дебитом 312 тыс.м³/сут, будучи перфорирована в интервале 5117 — 5127 м [264].

Карло К.Кристина, старший вице-президент нефтяной фирмы "Мартин Эксплорейшн", в своем докладе на съезде Ассоциации геологических обществ области Галф-Кост (г.Сан-Антонио, октябрь 1979 г.) заявил, что только в центральной части глубинного тренда развития песков формации Тускалуза содержатся потенциальные запасы природного свободного газа, равные 850 млрд.м³, и конденсата, равные 240 млн.м³ [342]. К этому необходимо добавить, что в той части области Галф-Кост (США), где на глубинах 4575 — 6100 м существуют аномально высокие пластовые давления и температуры, содержатся по меньшей мере 1700 трлн.м³ растворенного в подземных водах природного газа, промышленная добыча которого доступна для современной технологии [278].

Тускалузский глубинный тренд песков в южной части шт.Луизиана — один из лучших примеров, показывающий, что нефтеразведчики всего мира должны обратить особое внимание на глубинные, точнее сверхглубинные, части осадочных бассейнов. Обычно считается, что пористость и проницаемость гранулярных осадочных коллекторов уменьшаются с увеличением глубины их залегания, однако пески формации Тускалуза неоспоримо доказывают существование исключения из этого "правила" [300]. И оно отнюдь не единственное. Так, в этой же области Галф-Кост, но уже в южной части шт.Техас, скв. 1-Бенавидес, пробуренной на крыле соляного купола Песка-

дито, установлено наличие на глубине более 5795 м пористости, превышающей 20 %, и проницаемости свыше 102 фм² в нижнемеловых и юрских рифогенных известняках [264].

В шт.Миссисипи, соседствующем со шт. Луизиана, также ведется поиск залежей нефти и газа на глубинах более 4500 м. Здесь на месторождении Клир-Ран скв. 1, перфорированная в интервале 4792 — 4798 м, из мелового песчаника формации Хосстон дала на штуцере 4 мм фонтан нефти с дебитом 42 м³/сут, а скв. 1-Юнит-9-7, перфорированная в интервале 4716 — 4727 м, из этого же песчаника фонтанировала газом с дебитом 52 тыс.м³/сут. Меловые отложения Родеса, залегающие на глубинах более 4500 м, оказались газоносными и на месторождении Чарч: перфорированные скважины 1-Капит в интервале 4635 — 4639 м и 1-Бюэ в интервале 4638 — 4646 м дали фонтан газа с дебитом соответственно 75 и 51 тыс.м³/сут и конденсата с дебитом 7,0 и 4,5 м³/сут [208]. Поисковой скв. 1-Краун Целлербах опробовались песчаники формации Хосстон в интервале 4717 — 4723 м, дебит газа полученного из них фонтана на штуцере 4,5 мм составил 57 тыс.м³/сут, конденсата — 10 м³/сут. В скв. 1-Бишоп Кули были испытаны юрские отложения Норфлет в интервале 4759 — 4765 м, откуда на штуцере 8 мм ударил газовый фонтан с дебитом 34 тыс.м³/сут, а из интервала 4781 — 4783 м — нефтяной фонтан с дебитом 95 м³/сут [211]. Залегающие на глубине 5114 — 5119 м меловые песчаники формации Хосстон на юго-западном крае месторождения Нокс при вызове из них притока в скв. 1-Юнит-Э дали на штуцере 5 мм фонтан газа с дебитом 139 тыс.м³/сут [353]. В этом же штате в 1969 г. открыто газовое месторождение Томасвилль, а позднее еще два более крупных месторождения газа — Пайни-Вудс и Саутуэст-Пайни-Вудс, приуроченные к юрским отложениям Смековер. Эти месторождения дают природный газ с глубин 6009 — 6786 м, где пластовые температуры составляют 185 — 196 °С [326].

Промышленно газоносны юрские отложения Смековер и Норфлет на глубинах более 4500 м и в недрах шт.Алабама. В конце 1975 г. на месторождении Хеттерз Понд было закончено испытание четырех богатых газоконденсатных скважин, у которых температура в продуктивных пластах этих формаций достигает 161 — 162 °С. Скв. 34-11-Креола Минералз встретила в отложениях Смековер продуктивную зону с эффективной мощностью 10 м, а в отложениях Норфлет — мощностью 15 м. Испытанные в интервале 5597 — 5602 (Норфлет) и 5571 — 5577 м (Смековер), они дали на штуцере 7,5 и 8 мм фонтаны газа с дебитами соответственно 36 и 57 тыс.м³/сут и конденсата — с дебитами 72 и 118 м³/сут. На алабамском месторождении Чучула все запасы газа и конденсата содержатся в отложениях Смековер на глубине 5613 — 5730 м. Здесь уже эксплуатируются 12 газоконденсатных скважин, дающих продукцию из 12 самостоятельных продуктивных горизонтов на газобензиновый завод с пропускной способностью 450 тыс.м³/сут газа и 675 м³/сут конденсата. Скв. 1 с глубины 5730 м фонтанировала здесь с дебитом газа 48 тыс.м³/сут и конденсата 81 м³/сут, а скв. 16-10, перфорированная в интервалах 5613 — 5624 и 5625 — 5631 м, фонтанировала газом с

дебитом 60 тыс.м³/сут и конденсатом 110 м³/сут. Наиболее высокодебитной, однако, является скв. 20-7, давшая с глубины 5618 м фонтан с дебитом 96 тыс.м³/сут газа и 152 м³/сут конденсата [235, 281, 314]. На крайнем юго-западе этого штата примерно в 12 км северо-восточнее месторождения Чунчула скв. 1-Ньюмен установлена промышленная нефтеносность отложений Смековер. Перфорированная в интервале 5620 – 5625 м, она дала на штуцере 9,5 мм нефтяной фонтан с дебитом 280 т/сут. Неподалеку от нее скв. 1-Мосбахер Пруйт фонтанировала на штуцере 8 мм нефтью с дебитом 48 т/сут из тех же отложений, вскрытых на глубине 5624 – 5633 м [209].

Наличие промышленных залежей и месторождений газа в более древних отложениях на глубинах свыше 4500 м доказано бурением в Западном Техасе. Так, поисковая скв. 1-Юниверсити-27-19 из отложений формации Уолфкемп пермского возраста, перфорированная в интервале 4778 – 4925 м, дала на штуцере 8 мм фонтан газа с дебитом 135 тыс.м³/сут, а абсолютно свободный дебит ее достигал 145 тыс.м³/сут. В 11 км юго-западнее газового месторождения Кояноса из отложений пенсильвания (верхний–средний карбон), опробованных скв. 1-Стюарт на глубине 4581 – 4601 м, получен газовый фонтан, абсолютно свободный дебит которого достигал 715 тыс.м³/сут, а на штуцере 6,5 мм – 312 тыс.м³/сут. И наконец, девонские отложения Западного Техаса в скв. 1-Реймел Игл, в которой в интервале 5261 – 6917 м был установлен фильтр диаметром 140 мм, дали фонтан газа с дебитом 428 тыс.м³/сут. Так было открыто новое сверхглубокое газовое месторождение Норт-Гомес [210, 212, 213].

Начали буриться поисковые скважины на нефть и газ, залегающие на глубине более 4500 м, и в Канаде. На площади Браун-Крик, находящейся в 192 км юго-западнее г.Эдмонтон в Западно-Канадском (Альбертском) рифтогенном бассейне, скв. 11-22-Браун-Крик-44-16 с глубины 4752 м из пористого доломита формации Биверхил-Лейк (верхний девон) дала фонтан газа. Его абсолютно свободный дебит составил 793 тыс.м³/сут, а на штуцере 19 мм – 453 тыс.м³/сут [248].

Глубокое и сверхглубокое бурение на нефть и газ ведется уже и в рифтогенном Сычуаньском бассейне континентального Китая. Здесь пробурена скважина, поставившая в этой стране рекорд глубины, ее забой находится на глубине 7253 м. Бурится новая скважина с проектной глубиной 6300 м возле газового месторождения Цзыгун. Главным нефтегазопромысловым объектом в этом бассейне являются отложения синия, представленные трещиноватым и кавернозным известняком со средней матричной пористостью, равной всего 1 %, и проницаемостью от 0,01 до 5 фм², согласно данным о восстановлении давления в скважинах [324].

В Сычуаньском бассейне уже разрабатываются шесть крупных газовых месторождений, где одним из продуктивных горизонтов служит синий известняк. Это месторождения Вейюань, Вулунгоу, Шию, Лучжоу, Цзыгун и Шенденшань. Интересно отметить, что помимо добычи соляной рапы месторождение Цзыгун – одна из старейших в мире газопромысловых площадей.

Первое письменно зарегистрированное открытие и использование природного газа с помощью неглубоких скважин, пробуренных вручную на соляную рапу, было здесь сделано еще в 38 г. нашей эры, первая канатно-ударная скважина пробурена в 907 г., а первая газовая скважина глубиной 1067,5 м – в 1100 г., предвосхитив, таким образом, попытку Э.Л.Дрейка (пробурившего первую в США скважину на нефть) на 759 лет.

На месторождении Вейюань, занимающем площадь 200 км² и имеющем 32 действующие газовые скважины, главным газодобывчим горизонтом также является синий известняк, эффективная газонасыщенная мощность которого достигает 240 м. Накопленная добыча газа здесь равна 8 млрд.м³, а его начальные извлекаемые запасы – 38 млрд.м³. Возле газового месторождения Цзыгун, расположенного на территории одноименного города, с 1977 г. бурилась поисковая скважина на глубину 6300 м. В 1979 г. она была остановлена на глубине 5271 м вследствие встречи "водонефтяного" контакта в синиискон известняке: хотя скважина в это время газировала, в амбаре с глинистым раствором были ясно видны следы жидкой нефти [324].

Очень богат нефтью и газом рифтогенный Макуспанский бассейн в Мексике, где в районе Реформа только на гигантских месторождениях с эксплуатационными скважинами, пробуренными на глубину до 4880 м, уже сейчас установлены доказанные суммарные извлекаемые запасы нефти, равные 1,351 млрд.т, и газа, равные 753 млрд.м³, сосредоточенные в мезозойских карбонатах (рис. 2). Перспективная на нефть и газ площадь морской акватории рифтогенного осадочного бассейна Кампече в Мексике в семь раз больше района Реформа. С помощью пробуренных в заливе Кампече морских скважин открыто несколько очень крупных месторождений нефти (рис. 3); установлено, что перспективный на нефть и газ интервал начинается с кровли палеоцена на глубине около 1375 м и охватывает мезозойские (мел – юра) известняки до глубины около 4900 м. Коэффициент промышленных открытий нефти в заливе Кампече пока равен 0,70, а суммарная добыча нефти в 1979 г. планировалась на уровне 27027 т/сут. Мексиканская пресса сообщает, что подводные недра этого залива со временем будут давать 946 тыс.т/сут (1,113 млн.м³/сут) нефти, плотность которой около 934 кг/м³, а содержание серы до 3 % [341].

Осадочный бассейн Анадарко представляет собой односторонний кратонический грабен рифтогенного типа (рис. 4) и располагается на территории шт. Оклахома и Техасского Панхэндла, простираясь с северо-запада на юго-восток. Он ограничивается на западе, севере и северо-востоке пологими шельфовыми областями докембрийского кристаллического фундамента, на юго-востоке сливается с бассейном Ардмор, а на юге окаймляется сложной сетью региональных глубинных разломов длиной около 320 км, простирающихся с юго-востока на северо-запад из шт. Оклахома в шт. Техас. Самый северный из них разлом (зона разломов) – Маунтин-Вью. Вдоль него наблюдается амплитуда вертикального смещения, достигающая 9150 м.

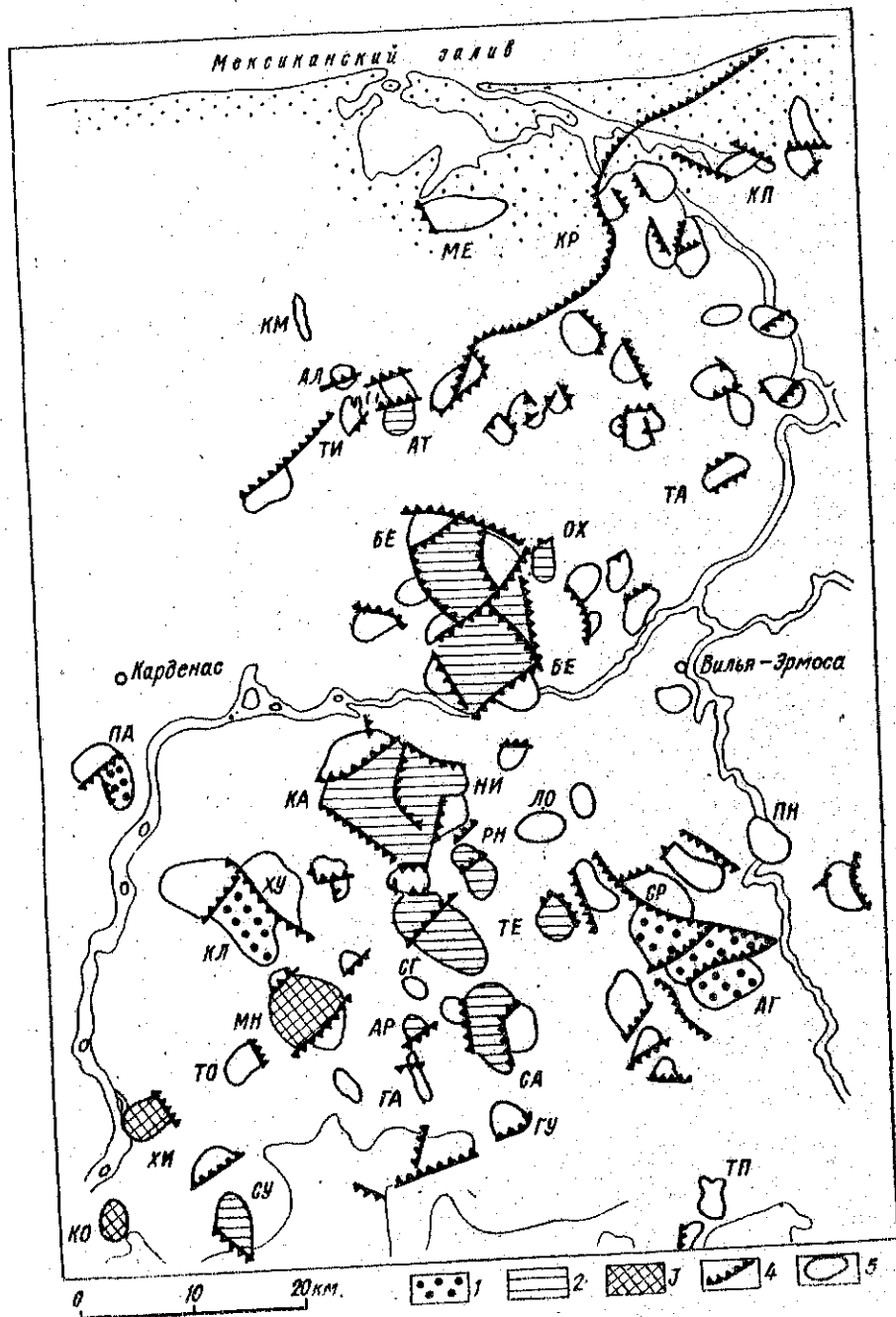


Рис. 2. Местоположение нефтяных и газовых месторождений района Реформа в Макуспанском осадочном бассейне [285]:

1 – легкая нефть с большим газовым фактором; 2 – нефть; 3 – газоконденсат; 4 – сбросы (в том числе глубинные); 5 – перспективные структуры, подготовленные к бурению. Месторождения: АГ – Агаве; АР – Артеза; АТ – Атитлян; БЕ – Бермудес; КА – Кактус; КЛ – Качо Лопес; КО – Копано; МН – Мундо Нуэво; НИ – Нисперо; ОХ – Охиакак; ПА – Паредон; РН – Рио-Нуэво; СА – Сабанкуй; СГ – Сисьо Гранде; СУ – Сунуапа; ТЕ – Тепат; ХИ – Хиральдас. Перспективные подготовленные структуры: АЛ – Алямеда; ГА – Гуаримо; ГУ – Гуасимо; КЛ – Капарроса; КР – Кардо; КМ – Комалькалько; ЛО – Ломбарда; МЕ – Мекоакан; ПН – Пуэбло Нуэво; СР – Сарса; ТА – Тьерра Амарилья; ТИ – Тингаль; ТО – Топен; ТП – Теапа; ХУ – Хусти

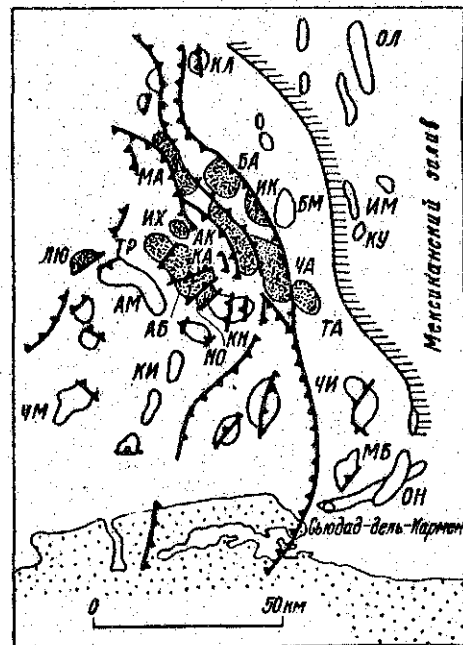


Рис. 3. Схема размещения месторождений нефти и газа на шельфе залива Кампече в Макуспанском осадочном бассейне [285]:

1 – нефть и газ; 2 – перспективные структуры, подготовленные к морскому бурению; 3 – сбросы (в том числе глубинные); 4 – край карбонатной отмели мелового возраста; 5 – суша. Месторождения: АБ – Абкатун; АК – Акаль; БА – Бакаб; ИК – Ик; ИХ – Ихток; КА – Канаан; ЛЮ – Люч; МА – Малооб; НО – Нооч; ТА – Такин; ТР – Таратунич; ЧА – Чаак. Перспективные структуры: АМ – Аканум; БМ – Балям; ИМ – Ихим; КН – Каан; КЛ – Камбуль; КИ – Кин; КУ – Кукулькан; МБ – Манаб; ОЛ – Оль; ОН – Олькан; ЧМ – Чем; ЧИ – Чиям

Первая сверхглубокая скважина здесь – скв. 1-Анадарко Бэйсн глубиной 6412 м, несколько позднее была пробурена скв. 1-Рюмберже глубиной 7320 м. С помощью этих скважин открыто месторождение газа Элк-Сити в отложениях пенсильвания, а вскоре из допенсильванских отложений, залегающих на глубинах до 12 тыс.м, была установлена добыча газа на месторождениях Кастер-Сити, Аледо, Уошита-Крик, Бафеллоу-Воллоу, Гейджеби-Крик и др. Здесь были пробурены две такие известные скважины, как 1-Бейден Юнит, достигшая глубины 9165 м (забой в ордовикском известня-

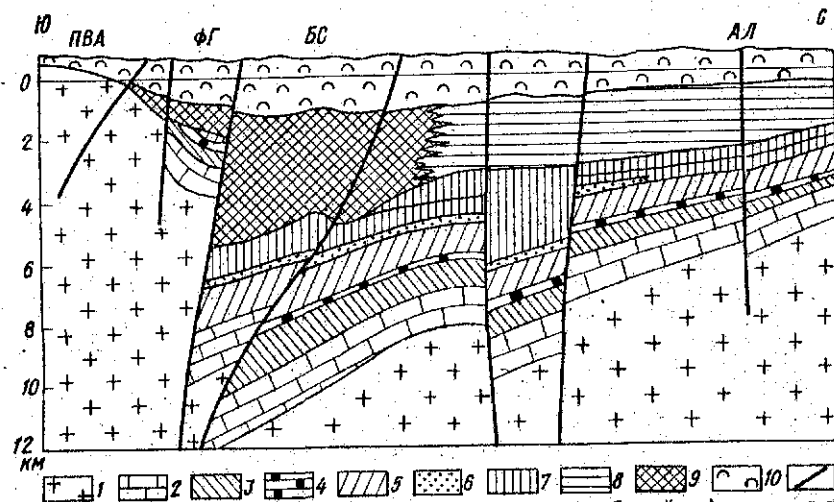


Рис. 4. Генерализованный поперечный геологический разрез бассейна Анадарко в западной части шт.Оклахома, где в его опущенном тектоническом блоке мощность осадочной толщи превышает 12 тыс.м [239]:

1 – докембрийский гранит; 2 – доломиты и известняки формации Арбакл с базальным песчаником (кембрий – ордовик); 3 – среднеордовикские с базальным песчаником формации Симпсон и верхнеордовикские известняки формации Вайола; 4 – верхнеордовикские аргиллиты и алевролиты формации Силвен и силурийско-девонские известняки и доломиты формации Хантон; 5 – миссисипий (нижний – средний карбон); 6 – песчаник с прослоями глин формации Спрингер среднего карбона; 7 – нижне-среднепенсильванские известняки, песчаники и аргиллиты формаций Морроу и Атока; 8 – нерасчлененная толща пенсильвания (средний – верхний карбон); 9 – верхнепенсильванско-пермская толща обломков гранита и карбонатов; 10 – карбонатные и терригенно-железистые отложения нижней и верхней перми; ПВА – поднятие Вичита-Амарильо; ФГ – фронт гор. Месторождения нефти и газа: ВС – Элк-Сити, АЛ – Аледо

ке формации Вайола с пластовой температурой 219 °С), и 1-Берта Роджерс, забой которой находился на глубине 9589,5 м. В этой погруженной глубоко по разлому части бассейна Анадарко, по данным скважин 1-Бейден Юнит и 1-Берта Роджерс, а также сейсморазведки МОВ–ОГТ, мощность осадочной толщи не менее 12370 м. Ниже залегают вулканические породы средне- и нижнекембрийской толщи мощностью более 1525 м, перекрывающие фундамент. Следовательно, суммарная мощность пакета пород, заполняющих бассейн Анадарко, должна быть здесь по меньшей мере 13895 м.

Испытание отложений Хантон (силур – девон) на глубине 8677 – 9079 м оказалось неудачным (отсутствие коллектора) в скв. 1-Бейден Юнит, которая была закончена как газовая скважина в отложениях Атока (пенсильванский) в интервале 4938 – 5301 м [318]. Сква. 1-Берта Роджерс встретила на забое (9583 м) расплавленную серу и только с глубины 3965 м дала фонтан газа с дебитом 23,5 тыс.м³/сут [199]. Новый рекорд глубины установлен в 1977 г. скв. 1-Рут Ледбеттер. Пробуренная в бассейне Анадарко на террито-

рии техасского округа Уилер, она фонтанировала газом с глубины 8088 – 8103 мм из доломитов формации Арбакл кембрийско-ордовикского возраста [278].

Глубинная часть бассейна Анадарко является новым колоссальным поисковым объектом в США, занимает площадь более 30 тыс.км², объем осадочных пород, залегающих здесь на глубине 4575 – 12200 м, равен не менее 90 км³. Согласно подсчетам, выполненным Комитетом по газовому потенциалу США, на глубинах более 4575 м в этом бассейне ожидают своего открытия 2,5 трлн.м³ свободного природного газа, а перспективную газосную толщу слагают формации Гренит Уош и Редфорк (пенсильванский), Атока и Морроу (нижний пенсильванский), Спрингер (миссисипий), Хантон (силур – девон) и Арбакл (кембрий – ордовик).

Общее количество скважин, пробуренных на глубину более 4575 м в бассейне Анадарко, достигло 711, из которых 265 скважин добывают газ с глубины более 4575 м, где доказанные суммарные извлекаемые запасы природного газа уже сейчас равны 878 млрд.м³ (24 % этих запасов выявлены скважинами, пробуренными в 1977 – 1978 гг.). Общепринятым мнением, к сожалению, уже давно стала концепция об уменьшении пористости и проницаемости гранулярных осадочных пород-коллекторов с увеличением глубины их залегания и, следовательно, об уменьшении дебитности скважин. Однако эта концепция полностью опровергается данными о накопленной добыче газа из коллекторов, залегающих в бассейне Анадарко на глубинах свыше 4575 м, очень высокими начальными дебитами газа в скважинах, вскрывших отложения Морроу, Спрингер, Хантон и Арбакл на глубине более 4575 м, и соотношением пустых и продуктивных скважин (табл. 3–4).

Таблица 3. Соотношение пустых и продуктивных скважин, пробуренных в бассейне Анадарко [239] глубже 4575 м

Год	Общее количество скважин	Количество скважин, дающих газ с глубины	
		Менее 4575 м	Более 4575 м
1974	40	6	15
1975	61	18	20
1976	61	11	29
1977	77	24	30
1978	133	47	41
Всего	372	106	135

Табл. 4, кроме того, показывает, что более древние формации Хантон и Арбакл, залегающие глубже формаций Морроу и Спрингер, дают и более мощные фонтаны газа, хотя, исходя из концепции об уменьшении запасов нефти и газа и коллектирующей емкости пород с увеличением глубины залегания, должно было бы наблюдаться диаметрально противоположное явление. В общем же за период с конца 1965 г. по 1978 г. включительно в каждой

Таблица 4. Дебитность газовых скважин, пробуренных на глубину свыше 4575 м в бассейне Анадарко [239]

Формация	Абсолютно свободный дебит газа в скважине, млн.м ³ /сут
Морроу	0,285 – 1,982
Спрингер	0,285 – 1,133
Хантон	0,570 – 11,330
Арбакл	0,570 – 11,330

из 75 продуктивных скважин, пробуренных в бассейне Анадарко на глубину более 4575 м, добыто свыше 283 млн.м³/газа, что, за вычетом негорючих газовых примесей, в пересчете на нефть эквивалентно накопленной добыче, равной 0,23 млн.т на скважину. Суммарно за последние 13 лет эти же 75 скважин дали накопленную добычу газа, равную 21,24 млрд.м³, что за вычетом вредных примесей в пересчете на нефть означает 17,25 млн.т [239].

В рифтогенном осадочном бассейне Грин-Ривер, на территории шт.Вайоминг, располагается газовое месторождение Тейбл Рок. Сква. 3-Юнит, пробуренная здесь и перфорированная в интервале 4790 – 4895 м, из юрских песчаников формации Нагтет дала на штуцере 5 мм газовый фонтан с дебитом 156 тыс.м³/сут [209]. Перспективным объектом поиска залежей легкой нефти недавно стала толща известняков мелового возраста, залегающая в глубинных рифтогенных недрах Мараксайбского бассейна. В 1978 г. одна из поисковых скважин, пробуренная на нефтяном месторождении Лягунильяс, с глубины 4880 м фонтанировала нефтью плотностью 865 кг/м³ с дебитом 750 м³/сут. Правда, в этой нефти содержится 3 % серы [336].

Долгое время промышленные запасы нефти и газа в недрах Североморского бассейна (рис. 5) открывались на глубинах менее 4500 м. Однако результаты поискового бурения последних лет в рифтогенных грабенах и трогах этого бассейна внесли существенные коррективы. Так, в 1978 г. английскими геологами открыто здесь морское месторождение Тони-Тельма (рис.6) с извлекаемыми начальными запасами нефти 54 млн.т, где скв. 16/17-6 из нижнеюрских отложений на глубине 4682 м (забой скважины на глубине 5389 м) фонтанировала нефтью с дебитом 470 м³/сут и газом с дебитом 36 тыс.м³/сут. В том же году в блоке 3/30 британского сектора Северного моря фирмой "Бритиш Петролеум" пробурена поисковая скв. 1-3/30, достигшая глубины 5418 м. Почти непосредственно с самого забоя она дала промышленный фонтан газа. Правда, оценить это открытие соответствующим образом не удалось вследствие технических затруднений, обусловленных искривлением на этой глубине ствола скважины [294, 329].

Промышленные скопления нефти, газа и конденсата, залегающие на глубине более 4500 м, выявлены и в Днепровско-Донецком кратоническом рифте. Здесь в Котелевско-Белоусовской зоне нефтегазоаккумуляции Талалаевско-Рыбальского района на глубине 4500 – 5500 м у кварцевых песчаников серпуховского яруса и верхневизейского подъяруса установлена пористость

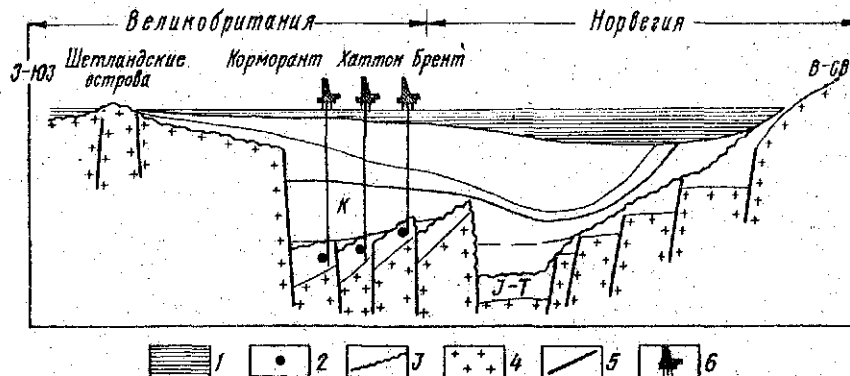


Рис. 5. Геологический разрез Североморского бассейна от Шетландских о-вов до Норвегии [360]:

1 – толщина морских вод; 2 – нефть; 3 – региональное стратиграфическое и угловое несогласие; 4 – кристаллический фундамент; 5 – разломы; 6 – месторождения

6 – 17,8 % и проницаемость 2 – 488 фм². В скв. 24 Котелевского месторождения серпуховские песчаники, испытанные в интервале 4641 – 4663 м, дали фонтан газа с дебитом более 5 млн.м³/сут, а на диафрагме 18 мм – 1,015 млн.м³/сут. В скв. 15 этого же месторождения в интервале 5358 – 5489 м получен фонтан газа с дебитом 0,859 млн.м³/сут, а на диафрагме 10 мм – 0,433 млн.м³/сут из верхневизейских песчаников пористостью 6 – 10 % и проницаемостью 2 – 50 фм². Промышленные залежи нефти на глубине 4570 – 4815 м выявлены на Анастасиевском месторождении. Например, в скв. 3 на штуцере 12 мм получен нефтяной фонтан с дебитом 520 м³/сут из интервала 4683 – 4696 м, в котором вскрыты визейские песчаники пористостью 9,5 %. Промышленные притоки газа из серпуховских песчаников получены на Бережовском (интервал 4586 – 4605 м), Анастасиевском (4800 – 4815 м), Степовом (4910 – 4989 м) и других месторождениях.

В Яблоновском месторождении обнаружена массивно-пластовая газо-конденсатная залежь в турнейских песчаниках мощностью 80 – 100 м и пористостью 8 – 18 % на глубине 5011 – 5101 м, откуда в скв. 1 ударил газовый фонтан с дебитом 4,8 млн.м³/сут, а на диафрагме 24 мм – 1,425 млн.м³/сут. Пластовое давление на глубине 4900 м равно 68,3 МПа. При испытании на Яровском месторождении визейских песчаников пористостью 9 % в интервале 5009 – 5053 м скв. 1 фонтанировала газом с дебитом на диафрагме 4 мм, равном 0,6 млн. м³/сут. Эти два месторождения находятся в Ждановской депрессии Днепровско-Донецкой впадины.

Увенчались успехом нефтегазопромысловые работы на глубинах более 4500 м и в Глинско-Солоховском нефтегазоносном районе этой же впадины, где вскрыты бурением визейские кварцевые песчаники пористостью 8 – 10 %. Здесь в скв. 10 Харьковцевского месторождения дебит газового фонтана из интервала 4996 – 5020 м достигал 0,572 млн.м³/сут, а на диафрагме 14 мм – 0,418 млн.м³/сут, тогда как в скв. 129 Клинского месторождения,

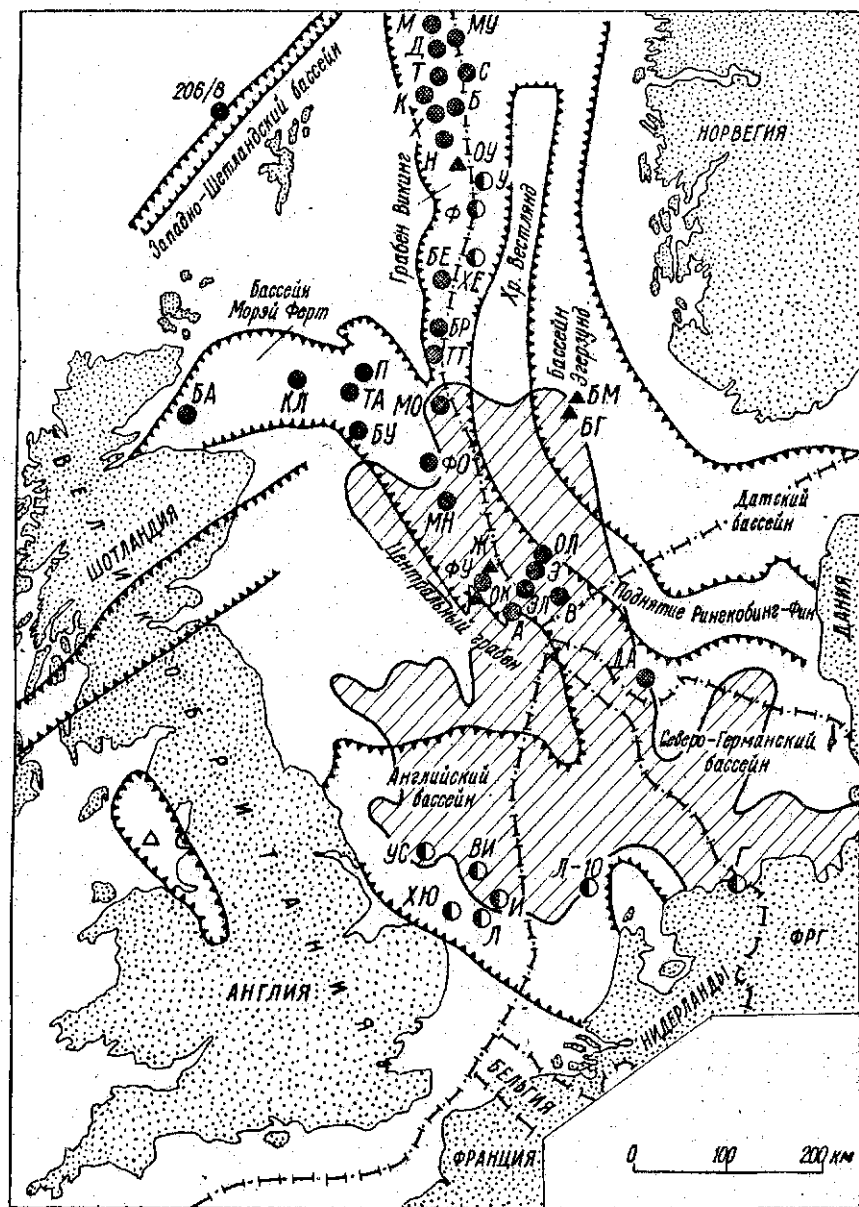


Рис. 6. Схема размещения месторождений нефти и газа в рифтовых грабенах и трогах Северноморского бассейна:

1 – краевые разломы рифтовых структур или зон; 2 – месторождения крупные нефтяные; 3 – то же, газовые; 4 – менее крупные нефтяные; 5 – то же, газовые; 6 – площадь галокинеза. Месторождения: А – Агил; БА – Беатрис; БЕ – Берил; БМ – Брем; БР – Брей; Б – Брент; БГ – Брислинг; БУ – Бучен; В – Валгалл; ВИ – Викинг; Г – Гронинген; Д – Данлин; ДА – Дан; Ж – Жозефин; И – Индифейтигейбл; КЛ – Клеймор; К – Комерент; Л – Леман-Бенк; М – Магнус; МО – Морин; МН – Монтроз; МУ – Мурчисон; Н – Найниен; ОК – Ок; ОУ – Олуин; ОЛ – Ольбушель; П – Пайпер; С – Статфюр; ТА – Тартан; Т – Тистл; ТТ – Тони-Тельма; У – Удин; УС – Уэст-Соуд; ФО – Фотис; Ф – Фриг; ФУ – Фулмар; Х – Хаттон; ХЕ – Хеймпаль; ХЮ – Хьюит; Э – Экуфиск и Уэст-Экуфиск; Эл – Элдфиск; Л-10 – Плясид

испытанной на глубине 5330 – 5612 м, он составил $0,108 \text{ млн. м}^3/\text{сут}$ на диафрагме 7 мм.

Эти же песчаники пористостью 5 – 9%, недавно испытанные в интервале 5117 – 5146 м, дали фонтан газа с дебитом $0,040 \text{ млн. м}^3/\text{сут}$ на диафрагме 8 мм в скв. 2 Луценковского месторождения, расположенного на юго-восточном борту Сребненского прогиба [168]. В Днепровско-Донецком кратоническом рифте на глубине более 4500 м имеются залежи нефти и газа и на таких месторождениях, как Гадячское, Восточно-Полтавское, Новониколаевское и Солоховское. В целом же на долю суммарных извлекаемых запасов нефти, газа и конденсата (в пересчете на нефть) только категорий $D_1 + D_2$ и только для интервала 5000 – 7000 м здесь приходится не менее 38,5%.

Бурение на нефть и газ, залегающие на глубинах более 4500 м, ведется в Советских Карпатах и Предкарпатье, на Северном Кавказе, в Азербайджане, Волго-Уральском, Северо- и Южно-Каспийском регионах, Южном Таджикистане и Туркмении. В Западно-Украинском нефтегазоносном регионе залежи нефти и газа на глубине более 4500 м уже эксплуатируются в Витвицком, Заводовском и Новосходницком месторождениях. В пробуренной здесь сверхглубокой параметрической скв. 1-Шевченко отобраны пробы жидкой нефти плотностью 872 кг/м^3 из интервала 7011 – 7022 м и, по данным промыслово-геофизических исследований скважины, установлено несколько мощных песчано-алевролитовых горизонтов с нефтенасыщенностью более 60% на глубине 6000 – 7520 м (забой скважины). Правда, испытать и освоить ее не удалось из-за сильных газопроявлений с забой, пластового давления порядка 147 МПа и пластовой температуры около 200°C . Напомним, что в Азербайджане успешно бурится параметрическая скв. СГ-Саатлинская, проектная глубина которой 15 000 м.

На некоторых площадях имеется значительный газонефтяной потенциал, сосредоточенный на глубине от 10 675 до 15 250 м. Астраханское месторождение газа (метана 40 – 80%, сероводорода более 30%, тяжелых углеводородов 3 – 10%, а также конденсат, CO_2 и N_2) и нефти имеет запасы категорий $V+C_1$ и категорий C_2+D . Эти запасы сосредоточены в палеозойском известняке атолла (простирающегося в Астраханскую область из Казахстана) в интервале 3873 – 4575 м на площади 2560 км^2 . В Югославии в скважине, пробуренной на о-ве Брач, из мезозойских доломитов с глубины 5818 м по-

лучен газ, а в Румынии одним из возможных путей восполнения ее нефтегазовых ресурсов считается бурение скважин глубиной 9760 м и более [316].

Даже такие богатые нефтью государства в области Персидского залива, как Кувейт и Бахрейн, начали проявлять серьезный интерес к изучению перспектив промышленной нефтегазоносности глубинного и сверхглубинного осадочного разреза, а также кристаллического фундамента. В 1978 г. на о-ве Бахрейн, в границах газонефтяного месторождения Авали, начато бурение первой здесь скважины на кристаллический фундамент с проектной глубиной 3660 м. В ее задачи входит изучение строения и перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента и допермской осадочной толщ. Здесь в верхнепермских кавернозных и трещиноватых известняках формации Хуф под нефтяной залежью давно открыта газовая залежь. Проницаемость известняков измеряется несколькими квадратными пикометрами, а запасы газа, сосредоточенные на глубине 2593 — 3202 м, достигают 340 млрд. м³. Типичные хуфские газовые скважины имеют дебиты, равные 1,416 млн. м³/сут, забойные температуры около 177 °С, а аномальные пластовые давления 38 — 41,4 МПа встречаются даже на глубине 2592 — 2745 м. В Кувейте с аналогичной задачей на кристаллический фундамент бурится поисковая скважина с проектной глубиной 6100 м. Заложена на своде знаменитой Бурганской структуры, на территории одноименного месторождения нефти (начальные суммарные извлекаемые запасы которого равны 11500 млн. м³), она пока достигла глубины 2654 м. В Кувейте уже доказана промышленная нефтегазоносность недр до глубины 4880 м, и проектные глубины новых поисковых скважин сейчас устанавливаются в пределах 4880 — 6100 м [177, 267].

Скв. 1-А-УТ, пробуренная на территории нефтяного месторождения Цистердорф, расположенного несколько восточнее Штайнбергского глубинного сброса в рифтогенном Венском бассейне, фонтанировала с глубины 7544 м из юрско-триасовых доломитов донеогенового фундамента газом с дебитом 1,303 млн. м³/сут [262]. Сейчас это пока непревзойденный рекорд глубины, с которой в Западной и Восточной Европе получена промышленная продукция вообще и из доальпийского эпиплатформенного фундамента, в частности.

В эпирогенном рифтовом бассейне, связанном на о-ве Хонсю (Япония) с зоной глубинных разломов "Фосса Магна", скв. 4-Шин-Секихара с глубины 4520 м, скв. 1-Кошидзихара с глубины 4720 м и скв. 1-СК-Кита-Катакай с глубины 4801 м дали из вулканических пород среднего миоцена газовые фонтаны с дебитом 200 тыс. м³/сут и конденсата с дебитом 300 — 305 м³/сут. Провести испытание полной производительности скважин пока не удалось вследствие аномально высоких пластовых давлений в этих вулканических породах-коллекторах газа, но считается, что в самое ближайшее время это будут три первоклассных газовых месторождения [225].

В течение более 20 лет итальянская нефтяная фирма ЭНИ ("Энте Назьо-

нале Идрокарбури") имела исключительные права на поиск и разведку нефти и газа на площади около 49,5 тыс. км² в долине р. По, где она открыла около 100 мелких нефтяных и газовых месторождений в плиоценовых и четвертичных отложениях на глубинах менее 3050 м. В 1967 г. ЭНИ приступила к изучению перспектив нефтегазоносности до третичных недр Паданского рифтогенного бассейна межгорного типа. Используя новейшие усовершенствованные модификации сейсморазведки МОВ-ОГТ и гравиметросейсмического метода, ЭНИ выявила и подготовила к бурению многообещающие структуры в мезозойском разрезе мощностью 4574 м. В завершение этих работ ЭНИ начала новую кампанию бурения, основным направлением которого были поиски и разведка залежей нефти и газа в мезозойских отложениях на глубине 5185 — 6100 м.

Возле г. Касирате д'Адда (в 20 км восточнее г. Милан) ЭНИ открыла и ввела в опытно-промышленную разработку первое в Паданском бассейне месторождение Малосса, залежи нефти и газа которого сосредоточены в мезозойских известняках на глубине 6002 — 6100 м. В настоящее время ЭНИ оценивает извлекаемые запасы данного месторождения в 39,7 млн. т нефти и 54 млрд. м³ газа, так что начальные суммарные извлекаемые запасы условного топлива в пересчете на нефть составляют не менее 93,7 млн. т. В этой цифре не учтены запасы газолина-конденсата, содержание которого в газе здесь очень высокое. Данный подсчет запасов пока основан только на материале по трем продуктивным поисковым скважинам. Конечно, они будут пересчитаны в сторону их значительного увеличения, поскольку бурение эксплуатационных скважин, необходимых для разработки месторождения Малосса, еще продолжается.

Средние эксплуатационные параметры этого месторождения пока следующие. Глубина залегания кровли нефтегазового коллектора 6002,5 м; температура пласта 160 °С; пластовое давление 149 МПа; средний дебит газового фонтана 1,050 млн. м³/сут на скважину; газовый фактор 1175 м³/м³; буферное давление фонтанирования 51 МПа; температура на буфере 100,3 °С; плотность бурового раствора при окончании бурения скважины 1890 кг/м³; ожидаемая суммарная добыча газа 10,5 млн. м³/сут, нефти 8,5 тыс. т/сут и газолина-конденсата 1,75 тыс. м³/сут. Нефть бессернистая. Ее плотность 774 кг/м³, содержание (%): бензин — 54,9, керосин — 16,1, солярка-газойль — 10, остальное — еще более высоко кипящие фракции.

Эффективная мощность толщи "Главного доломита", сложенной плотными, но трещиноватыми мезозойскими известняками, равна 600 м, что с избытком компенсирует относительно небольшую площадь нефтегазоносности. В разрезе мезозоя здесь отмечен и менее глубоко залегающий нефтегазоносный коллектор — известняк "Майолика", который еще не опробовался. Пока на месторождении Малосса эксплуатируются только три скважины. Их глубины 6100 — 6482 м, забойные давления достигают 103 МПа, а буферные давления фонтанирования 81 МПа. Такие давления относятся к самым высоким в мире. Забойные температуры составляют 148,9 — 160 °С, а буфер-

ные — 100,3 °С. Обилие структур, подготовленных сейсморазведкой ОГТ, и успех на месторождении Малосса вселяют надежду, что в сверхглубинных недрах Паданского бассейна может быть открыто еще несколько аналогичных месторождений [226].

Таким образом, из всего изложенного ясно, что, во-первых, перспектива поиска новых крупных ресурсов нефти и газа на глубине 4500 — 8103 м и более — это не досужий вымысел сторонников абиогенного глубинного происхождения нефти и газа, а объективно существующая реальность, поскольку она подтверждается открытием, разработкой и эксплуатацией более тысячи месторождений и залежей данных полезных ископаемых на таких континентах, как Азия (Китай, СССР, Япония), Африка (Египет, Ливия, Судан), Европа (Великобритания, Италия, СССР, Франция, Австрия), Северная Америка (Канада, Мексика, США) и Южная Америка (Аргентина, Венесуэла и Тринидад и Тобаго). Во-вторых, о возможных богатых аккумуляциях на этих глубинах нефти и газа можно судить и на примере дебитов скважин на таких месторождениях, как Пакет и Гомес в США, где продуктивные горизонты залегают на глубине 4575 и 7015 м и где более сотни скважин в эксплуатации фонтанировало с дебитами газа от 12 — 24 до 46 млн.м³/сут [96]. В-третьих, крупными ресурсами нефти и газа на глубинах 4500 — 8103 м характеризуются и те рифтогенные осадочные бассейны, где определенные в скважинах пластовые температуры продуктивных коллекторов лежат в области 160 — 232 °С, опровергая тем самым идеи об органическом происхождении нефти с главной зоной ее образования на глубинах 2 — 4 км и разрушением на несколько больших глубинах при пластовых температурах 150 — 170 °С. Опровергают эту концепцию вместе с генетически связанной с ней гипотезой о стерильности (на нефть и газ) глубинных и сверхглубинных недр из-за отсутствия или, точнее, уничтожения там поровых коллекторов вследствие их катагенетического преобразования и приведенные выше факторы о мощных фонтанах нефти и газа с глубин до 8103 м и о межзерновой пористости 20 — 28 % в песчаниках, например формации Тускалуза, развитых в полосе шириной 32 — 48 км, длиной 520 км и имеющих мощность до 152,5 м, а глубину залегания 4575 — 6500 м.

В свете всех этих фактов, изложенных вкратце в настоящей главе, только теория об абиогенном глубинно-мантийном генезисе нефти и газа может объяснить залегание их промышленных скоплений на глубинах 4500 — 8103 м и дать научно аргументированное обоснование главным направлениям их промышленного сверхглубинного поиска в любых геологических условиях.

Г Л А В А II

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ШИТОВ И КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА ОСАДОЧНЫХ БАСЕЙНОВ

Ученые давно обращали внимание на промышленные скопления нефти и газа в кристаллических породах. Залегая вне границ зоны органического нефтеобразования, традиционно связываемой только с осадочными породами, эти скопления противоречили универсальности гипотезы о происхождении данных горючих ископаемых из фоссилизированного органического вещества, рассеянного в тонкозернистых отложениях так называемых нефтепроизводящих или нефтематеринских свит. В подавляющем большинстве случаев залежи нефти и газа в кристаллических породах открывались и открываются сейчас случайно. Анализ такого фактического материала, накопленного более чем за столетнюю историю мировой нефтегазовой разведки, позволяет обобщить и разработать научно-практические рекомендации для будущего на современной научной основе.

Актуальность подобных исследований аргументируется самой жизнью и вот почему. Во-первых, запасы традиционных геологических объектов нефтегазового поиска в осадочной толще приближаются к истощению во многих нефтегазодобывающих областях, так что для сохранения или развития там нефтегазовой промышленности нужны новые геологические критерии и объекты поиска. Одним из них как раз и является кристаллический фундамент осадочных бассейнов. Во-вторых, как уже упоминалось, прогнозируется, что через 20 — 30 лет мировые запасы нефти в осадочном чехле Земли будут вообще исчерпаны, и объектом нефтегазовой разведки поневоле станет то, что еще не было ею использовано, в частности кристаллический фундамент осадочных бассейнов. В-третьих, только изучение уже установленных случаев промышленной нефтегазоносности фундамента дает возможность выяснить истинную природу нефти и газа, условия их миграции и аккумуляции в фундаменте, закономерности пространственного размещения и научные основы поиска и разведки.

Не лишне было бы изложить здесь весь материал о промышленных залежах и месторождениях нефти и газа в кристаллическом фундаменте осадочных бассейнов, а также о различных нефтегазопроявлениях в изверженных и метаморфических породах докембрийских щитов. К сожалению, строго установленный объем книги не позволяет сделать этого. Поэтому остановимся только на наиболее важном или принципиально новом, рекомендуя по всем иным вопросам предыдущие публикации [56, 57, 92—94, 100, 101, 103, 104, 165, 269, 317, 347, 359].

Нефтегазопроисковые работы, продолжавшиеся на континентах, материковых отмелях и континентальных склонах, дали много новых данных, их обобщение и анализ позволили установить, что все 267 месторождений нефти и газа, запасы которых частично или полностью связаны с породами фундамента, находятся в 37 осадочных бассейнах Австралии, Австралазии, Азии, Африки, Европы, Северной и Южной Америки. Среди них 20 кратогенно-рифтовых и 17 эпигорогенно-рифтовых бассейнов. К первым мы относим такие седиментационно-тектонические депрессии, как Анадаркский, Аральский, Банатский, Боуэн-Суратский, Бухаро-Хивинский, Восточно-Венесуэльский (Ориноковский), Западный внутренний, Западно-Сибирский, Западно-Яванский, Иллизийский, Каракумский, Куанзийский, Куперский, Мангышлакский, Пермский, Печорский, Сержип-Алагуашский, Сиртский, Суэцкий и Южно-Калимантанский бассейны, а ко вторым — такие, как Антальийский, Ассамско-Араканский, Ванский, Венгурский, Западно-Канадский (Альбертский), Лос-Анджелесский, Маракайбский, Некенский, Паннонский, Предкавказский, Предкарпатский, Предрифский, Сан-Хоакинский, Северо-Крымский, Фальконский, Ферганский и Южно-Суматранский бассейны.

Единственным в Боуэн-Суратском бассейне Австралии промышленным скоплением нефти и газа, часть извлекаемых запасов которого находится в кристаллическом каледонско-герцинском фундаменте, пока является газонефтяное месторождение Прингл-Даунс. Будучи ограниченным на севере и юге массивами каледонид и занимая в восточной части Австралийского континента на территории штатов Квинсленд и Новый Южный Уэльс площадь 360 тыс. км², этот рифтогенный бассейн длиной 1400 и шириной 410 км сложен палео-мезо-кайнозойской толщей мощностью более 6 км. На изверженных и метаморфических породах фундамента здесь залегает пермо-триасовый комплекс, представленный континентальными, вулканогенными и частично морскими фациями. Выше по разрезу выделяется юрско-меловой структурный ярус, отделенный от предыдущего региональным стратиграфическим несогласием и сложенный, кроме самой верхней своей части, континентальными отложениями. Венчает разрез залегающая с угловым несогласием толща кайнозойских песков, гравия, песчаников, латеритов и базальтов.

На месторождении Прингл-Даунс, открытом в 1971 г. и связанном со складкой облекания над выступом кристаллического фундамента, на глубине 1200 — 1400 м выявлены две залежи. Нефтяная, литологически ограниченная, располагается в выклинивающемся вверх по восстанию и не достигающем до свода нижнеюрском песчанике, а газовая — в метаморфических породах сводовой части выступа фундамента. Эта трещиноватая промышленно газоносная зона непосредственно перекрыта непроницаемыми глинами и аргиллитами подошвенной части нижней юры, а во всех латеральных направлениях отделена непроницаемыми нетрещиноватыми кристаллическими породами от выклинивающихся на крыльях их выступа отложений нижнего триаса [132]. Никем не оспариваемое генетическое родство нефтей и природных газов, за-

легающих в песчаниках континентальных толщ нижней — верхней перми, среднего — верхнего триаса, нижней юры и кристаллических породах каледонско-герцинского фундамента, т.е. в дорифтовых, межрифтовых и послерифтовых структурных этажах, свидетельствует не только в пользу одного-единственного подкорового источника нефтегазообразования в Боуэн-Суратском осадочном бассейне, но и в пользу формирования здесь всех месторождений нефти и газа на заключительной стадии рифтогенеза, отмеченной излияниями кайнозойских базальтов.

В Австралии имеется еще одно место, где газ и конденсат залегают в изверженных породах докембрийского фундамента. Это газоконденсатное месторождение Джиджеалпа, находящееся в Куперском нефтегазоносном бассейне. Последний, занимая площадь 380 тыс. км² на территории штатов Южная Австралия, Квинсленд и Новый Южный Уэльс, простирается на 1300 км с юго-запада на северо-восток между архейскими блоками кристаллических пород и массивами каледонид вдоль геотрешины (рифтовый пояс), проходящей от Большого Австралийского залива через весь континент до залива Карпентария. Как видно на рис. 7, газ месторождения Джиджеалпа (140 млрд. м³) залегает в основном в континентальных и ледниковых песчаниках нижней перми на глубине 2030 — 2289 м, но часть самой крупной газовой залежи приурочена и к изверженным породам (туфы, лавы) выступа протерозойского фундамента, о чем свидетельствуют данные скв. 2.

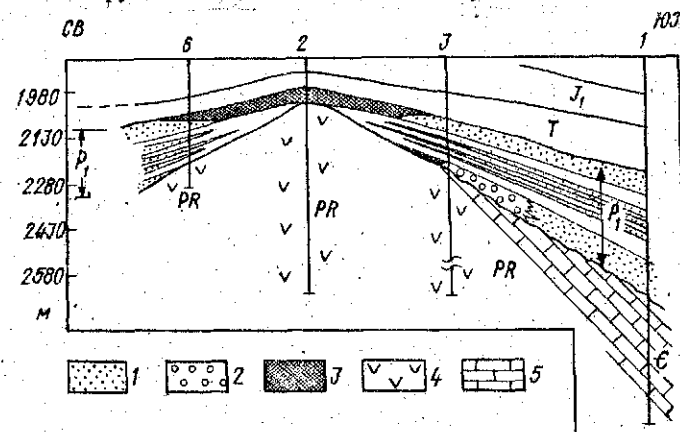


Рис. 7. Продольный геологический разрез газового месторождения Джиджеалпа в Австралии [364]:

1 — песчаники; 2 — гравелиты и грубозернистые песчаники; 3 — промышленные скопления газа; 4 — изверженные породы; 5 — известняки и доломиты.

Таким образом, в Австралии пока известны только два месторождения нефти и газа, часть запасов которых сосредоточена в кристаллическом (докембрийском и каледонско-герцинском) фундаменте, но оба эти месторож-

дения приурочены к внутриплатформенным трогам, образовавшимся в результате рифтового раздвигания континентальной земной коры. Примечательно, что одно из этих месторождений (Джиджеалпа) очень крупное.

С фундаментом Австралии связаны четыре месторождения (Джатибаранг, Арджуна, Джанти и Танджунг), располагающиеся в пределах акватории и территории Индонезии и представляющие собой прекрасные примеры аккумуляции абиогенной нефти и природного газа. Остановимся вначале на нефтяном месторождении Джатибаранг и вот почему. Во-первых, через несколько лет после открытия и разработки оно превратилось в нефтепромышленный объект с доказанными начальными извлекаемыми запасами нефти, равными 90 млн. т [156], и теперь его можно включать в класс крупных нефтяных скоплений [233]. Во-вторых, будучи приуроченным к вулканогенным породам, прорывающим и перекрывающим фундамент в наиболее глубоко погруженной синклинальной части Западно-Яванского кратогенно-рифтового осадочного бассейна (рис. 8), оно именно по этой причине могло образоваться только в результате восходящей вертикальной миграции нефти из фундамента и подкоревой области. В-третьих, имея температуру застывания $+43,3^{\circ}\text{C}$ и нуждаясь в искусственном подогреве для транспортировки по нефтепроводу (лежащему на земной поверхности под тропическим солнцем), эта нефть, если бы она имела органическое происхождение, не смогла бы мигрировать латерально по осадочной толще, не застыв до твердого состояния при температурах, наблюдающихся на глубине 2200 – 2290 м в осадочной толще.

Общая мощность продуктивной зоны андезитов, базальтов, дацитов, их туфов и туфобрекчий, заполнивших на площади Джатибаранг глубокие палеотопографические впадины непосредственно на изверженных и метаморфических породах дотретичного фундамента, более 91,5 м, но мощность отдельных трещиновато-кавернозных зон вулканитов, которые дают нефть, не более 5,5 – 6 м. Текущая добыча нефти из 60 скважин здесь в 1973 г. достигала 20 тыс. т/сут, а в 1978 г. вследствие искусственного ее сокращения – 2516 т/сут из 29 скважин. Накопленная добыча черной, парафинистой, очень малосернистой нефти плотностью 992 кг/м^3 на месторождении Джатибаранг, находящемся на северном берегу о-ва Ява в 160 км восточнее г. Джакарта, к 1.VII. 78 г. превысила $6,8\text{ млн. м}^3$ [94, 256]. Поскольку промышленно нефтеносные вулканиты, прорывающие и перекрывающие фундамент, имеют олигоценный возраст, ясно, что миграция и аккумуляция нефти в недрах этой площади могли происходить только в миоценовую эпоху.

В Западно-Яванском бассейне открыто еще более интересное с точки зрения генезиса промышленное скопление газа. Оно выявлено скв. I-Пси-Экс на находящейся в 40 км севернее месторождения Джатибаранг структуре, являющейся частью комплекса морского месторождения Арджуна, в котором извлекаемые запасы нефти равны $39,3\text{ млн. м}^3$, а накопленная добыча – 31 млн. м^3 [254–256]. Эта поисковая морская скважина вскрыла выветре-

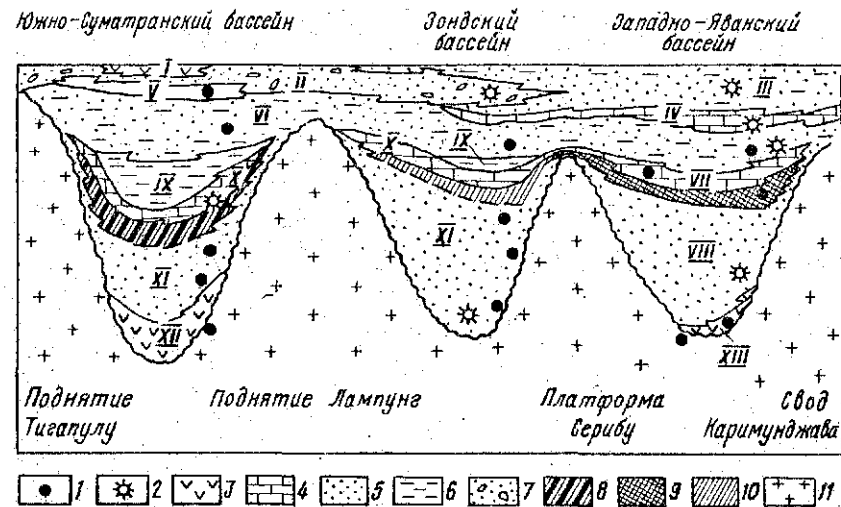


Рис. 8. Схематический геологический разрез нефтегазоносных бассейнов Индонезии [350]:

1 – промышленная нефть; 2 – промышленный газ; 3 – вулканогенные и вулканогенно-осадочные породы; 4 – известняки; 5 – пески и песчаники; 6 – глины; 7 – гравий, галечники и конгломераты; 8 – переходные, 9 – лигнитовые, 10 – лагунные; 11 – дотретичный кристаллический фундамент; формации: I – Касай, вулканическая (плиоцен – плейстоцен); II – Тджисубу, континентальная фация; III – то же, морские фации; IV – Париджи (средний миоцен); V – Маура-Эним (миоцен – плиоцен); VI – Айр-Бенакат (миоцен); VII – Тджибулакан, верхняя часть; VIII – то же, нижняя часть; IX – Гумай (нижний миоцен); X – Бату-Раджа (нижний миоцен); XI – Таланг-Акар (олигоцен – миоцен); XII – Лахат, туфобрекчий (олигоцен); XIII – Джатибаранг (олигоцен)

лые метаморфические породы дотретичного кристаллического фундамента, залегающие частично под вулканогенным чехлом в наиболее глубокой синклинальной части Западно-Яванского бассейна (см. рис. 8), и при испытании в колонне пород фундамента фонтанировала сухим газом с искусственно ограниченным дебитом $37\text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ [94]. Такие условия исключают возможность формирования данного газового месторождения за счет осадочной толщи, а олигоцен-раннемиоценовая покрывка над ним свидетельствует в пользу только послераннемиоценовой аккумуляции и миграции газа из фундамента.

Южно-Калимантанский третичный нефтегазоносный бассейн тоже принадлежит к классу кратогенно-рифтовых седиментационных впадин. Его главный тектонический каркас составляют хр. Мератус, а также массивы Касале и Папаан, которые охватывают выступы дотретичного кристаллического фундамента, представляющие собой, по всей вероятности, изолированные останцы древнего Зондского кратонического шельфа Зондского микроконтинента. Самым крупным по добыче нефти в Южно-Калимантанском бассейне долго было месторождение Танджунг. Его накопленная добыча нефти

плотностью 824 кг/м³ равна 15,8 млн.м³, а текущая — 803 т/сут [256]. Основная доля добываемой нефти приходится на базальную часть третичного разреза, представленную пятью песчано-конгломератовыми горизонтами формации Танджунг, которая перекрыта долеритовым силлом мощностью 46 м, является, по-видимому, корой или зоной продуктов выветривания кристаллического фундамента и лежит непосредственно на нем. Остальная нефть добывается здесь из метаморфических пород до третичного фундамента. Вся продукция месторождения Танджунг сильно парафинистая, ее плотность 829 кг/м³, а температура застывания +37,8 °С [333–335, 350]. Генетическое родство всех этих нефтей, их приуроченность только к кристаллическому фундаменту и коре его выветривания ("базальная" часть третичного разреза), перекрытой долеритовым телом, а также температура застывания нефти (+37,8 °С), не позволяющая в жидком виде и региональном масштабе латерально мигрировать по осадочной толще на глубине 1444 м (глубина залегания здесь нефти), убедительно доказывают, что формировалось месторождение в результате послеолигоценовой миграции нефти через фундамент из ее подкорового высокотемпературного источника.

Поперечное горстовидное поднятие кристаллического фундамента отделяет Западно-Яванский бассейн от Зондского и от Южно-Суматранской эпиорогенно-рифтовой впадины, где вблизи их тектонической границы выявлено морское нефтяное месторождение Джанти. Оно пока не разрабатывается, но интересно тем, что вскрывшая его скважина фонтанировала из кристаллического фундамента и коры его выветривания ("базальный конгломерат" олигоценовой толщи, сложенной вулканическими туфобрекчиями формации Лахат) — нефтью с дебитом 156 т/сут. Формация Лахат мощностью до 275 м развита регионально и залегает непосредственно на кристаллическом фундаменте в наиболее прогнутой синклинали части Южно-Суматранского бассейна и полностью исключает любую латеральную миграцию нефти из ее источника в осадочной толще. Кстати говоря, нефтематеринской или нефтепроизводящей свитой в этом бассейне считается только формация Гумай, сложенная нижнемиоценовыми глинами и залегающая в разрезе более чем на 500 — 1200 м выше кристаллического фундамента, отделяясь от него известняком формации Бату-Раджа, гравийными и грубозернистыми песками формации Таланг-Акар и вулканическими породами формации Лахат (см. рис. 8) [94, 333–335, 350].

В Азии сейчас можно назвать 96 месторождений нефти и газа, промышленные запасы которых частично или полностью сосредоточены в породах кристаллического фундамента. Эти месторождения приурочены к девяти рифтогенным осадочным бассейнам, находящимся в Индии, СССР и Турции, но наибольшей региональной промышленной нефтегазоносностью среди них характеризуется фундамент Западно-Сибирского бассейна, представляющего собой очень крупный кратонический рифт сложного строения с протяженным и почти осевым Колтогорско-Уренгойским рифтовым трогом и несколькими ветвями других трогов аналогичного происхождения.

Согласно данным В.А.Москвича, К.С.Рамана и М.Менона, промышленная нефтеносность пород кристаллического фундамента Индии установлена в Ассамско-Араканском осадочном бассейне. Будучи небольшой эпиорогенной рифтовой структурой межгорного типа, входящей в состав более крупного бассейна Бенгальского залива, эта тектоническая депрессия располагается в долине р.Брахмапутра, на севере окаймляется складчатыми сооружениями и надвигами Восточных Гималаев, на юго-востоке — дислоцированными толщами пород надвига Нага, на юго-западе ограничивается плато Шиллонг, являющимся выступом Индийского щита, и заполнена кайнозойскими отложениями платформенного типа. Нефтеносность фундамента в этой впадине выявлена на газонефтяном месторождении Боролла (Бархолла), находящемся в 35 км южнее г.Джора в простирающейся с северо-востока на юго-запад полосе нефтеносных структур Ассамской долины.

Здесь на докембрийских гранитах северо-восточного погружения плато Шиллонг (Микирский выступ) залегают "базальные песчаники" мощностью 10 — 25 м, на которых лежат эоценовые известняки формации Силхет, имеющие мощность 80 — 120 м, очень богатые фоссилиями и перекрытые эоценовой толщей переслаивающихся глин и песчаников формации Копили мощностью 70 — 150 м. Выше по разрезу залегают олигоценовые отложения свиты Барайл, представленные песчаниками, углями и глинами мощностью 350 — 500 м и несогласно перекрытые миоценовой толщей мощностью 1000 — 1200 м, в состав которой входят пески формации Типам внизу и глины свиты Гирунджан вверху. Толща миоценовых отложений также срезается стратиграфическим несогласием, над которым залегают отложения плиоценового, плейстоценового и голоценового возраста. Они сложены преимущественно песками с прослоями глин и галечников и имеют суммарную мощность 600 — 800 м. С тектонической точки зрения Боролская структура представляет собой удлиненную антиклиналь, простирающуюся с северо-северо-востока на юго-юго-запад в платформенной части Ассамско-Араканского бассейна в непосредственной близости от предгорий Нага и разбитую разломами на отдельные блоки. Последние обычно простираются с северо-востока на юго-запад, а их амплитуды вертикального смещения находятся в пределах 20 — 200 м. Сбросы, ограничивающие данные тектонические блоки, являются конседиментационными, что видно по увеличению мощностей отложений, залегающих под формацией Типам (рис. 9–10).

По данным десяти пробуренных скважин, кристаллический фундамент на месторождении Боролла представлен гранитом, сложенным крупными, угловатыми, неодинаково трещиноватыми, бесцветными или дымчатыми megакристаллами кварца, розового полевого шпата и ферромагнезильных минералов. Залегающий непосредственно на гранитах "базальный" горизонт представляет собой светлый до белого, грубозернистый до тонкозернистого, иногда гравелистый песок или песчаник и алевролит, местами встречается песчаник аркозового характера. Полуокруглые до хорошо округлых кварцевые зерна песка и песчаника отсортированы плохо. Алевролиты гряз-

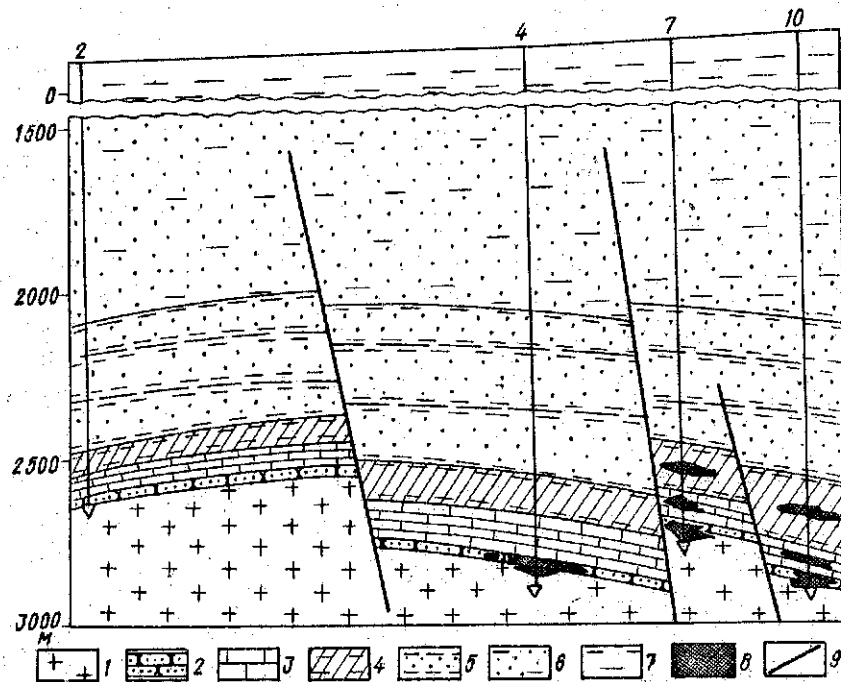
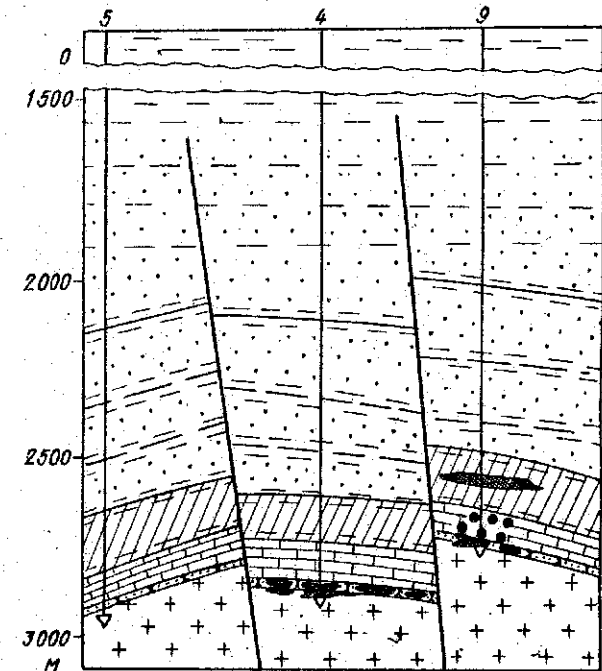


Рис. 9. Продольный геологический разрез месторождения Боролла (по данным В.А.Москвича, К.С.Рамана и М.Менона): 1 – граниты архейского фундамента; 2 – рыхлый "базальный песчаник" (кора выветривания фундамента); 3 – эоценовые известняки формации Силхет; 4 – переслаивающиеся эоценовые глины и песчаники формации Копили; 5 – олигоценые песчаники, угли и глины свиты Барайл; 6 – миоценовая толща формаций Типам (пески) и Гирунджан (глины); 7 – пески с прослоями глин и галечников плиоцен-плейстоценового и более молодого возраста; 8 – промышленные залежи нефти; 9 – тектонические разломы

но-белые до розового, твердые или очень твердые, плотные, изредка содержат зерна кальцита и пирита.

Промышленно нефтеносными граниты фундамента оказались в трех скважинах, пробуренных на месторождении Боролла. В скв. 9 гранит и "базальный песчаник" испытаны на приток в открытом стволе и совместно дали на штуцере 4 мм фонтан нефти плотностью 750 кг/м^3 при температуре 21°C с дебитом $31,2 \text{ м}^3/\text{сут}$, а на штуцере 6 мм с дебитом $70 \text{ м}^3/\text{сут}$ при газовом факторе $12 \text{ м}^3/\text{м}^3$. В скв. 7 также совместно были опробованы гранитный фундамент и "базальный песчаник" с помощью пластоиспытателя. Они оказались промышленно нефтеносными, поскольку скважина фонтанировала на штуцере 4 мм нефтью плотностью 848 кг/м^3 при температуре 15°C с дебитом $82,8 \text{ м}^3/\text{сут}$, а на штуцере 7 мм с дебитом $172,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ при газовом факторе $11 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Температура застывания этой нефти $+30^\circ \text{C}$, а проницаемость

Рис. 10. Поперечный геологический разрез месторождения Боролла (по данным В.А.Москвича, К.С.Рамана и М.Менона) Условные обозначения см. на рис.9. Крупными точками показана промышленная залежь газа



разреза фундамента и "базального песчаника", определенная по кривым восстановления пластового давления, составляет 378 фм^2 . Скв. 4 обсажена эксплуатационной колонной до самого забоя, фундамент и "базальный песчаник" были опробованы пластоиспытателем отдельно друг от друга так, чтобы не осталось никаких сомнений относительно значительной промышленной нефтеносности гранитного фундамента. Будучи опробован пластоиспытателем в скв. 4 отдельно от "базального песчаника", он дал фонтан нефти с дебитом, равным на штуцере 4 мм $31 \text{ м}^3/\text{сут}$ при газовом факторе $32,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а на штуцере 6 мм – $42,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ при газовом факторе $40,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$. С учетом методики опробования и испытания, их результатов и литологических характеристик фундамента и "базального песчаника" установлено, что на долю фундамента здесь может приходиться 30 % совокупных геологических запасов нефти.

Приподнятые зоны кристаллического фундамента могут быть такими же перспективными, как на месторождении Боролла, и в других осадочных бассейнах Индии. По мнению В.А.Москвича, К.С.Рамана и М.Менона, за пределами Ассамского региона такие зоны имеются в осадочных бассейнах, расположенных вдоль восточного побережья Индии, например в Западно-Бенгальском, Кришна-Годавари и Ковери, а также на отдельных приподнятых блоках Камбейского бассейна (рис. 11). Таким образом, одним из главных элементов новой стратегии поисков и разведки на нефть является бурение на

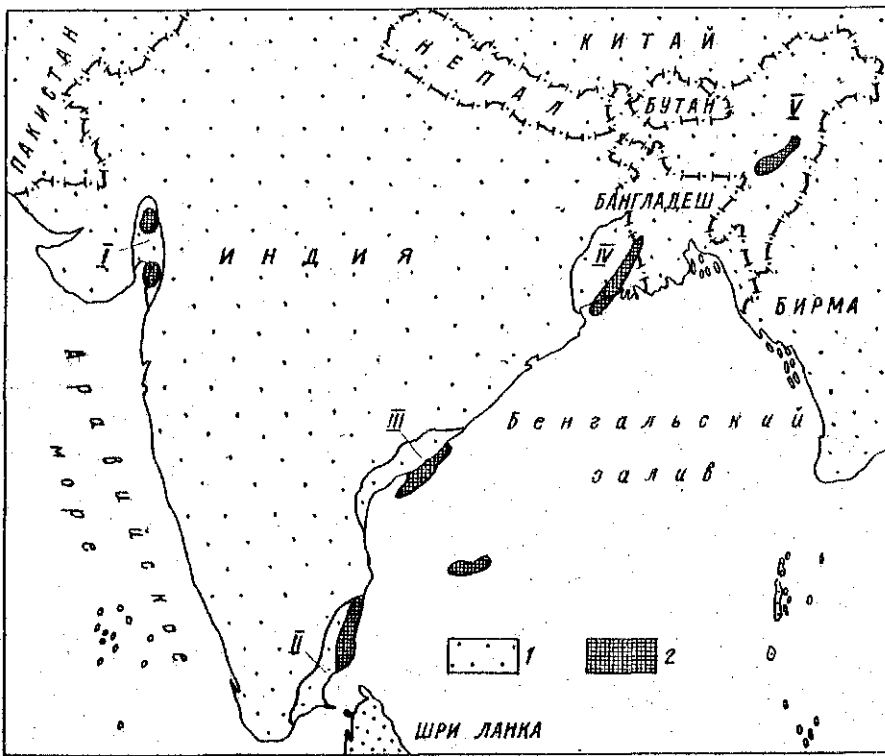


Рис. 11. Перспективные на нефть и газ участки кристаллического фундамента в осадочных бассейнах Индии (по данным В.А.Москвича, К.С.Рамана и М.Менона): 1 — суша; 2 — перспективные участки. Бассейны: I — Камбейский; II — Кавери; III — Кришна-Годавари; IV — Бенгальский; V — Ассамско-Араканский

кристаллический фундамент в данных осадочных бассейнах. Первоочередными геологическими объектами поиска нефтяных месторождений должны быть Анклешварский блок в Камбейском бассейне и погребенные хребты кристаллического фундамента в Ассамском регионе. Чтобы такую стратегию внедрить в практику нефтепоисковых работ Индии, необходимо выполнить тщательный анализ данных сейсморазведки по выявлению трещиноватых зон в кристаллическом фундаменте и картированию его поверхности в границах этих зон.

Происхождение нефтяных залежей в кристаллическом фундаменте месторождения Боролла, выявленных в блоках, подсеченных скважинами 7, 9 и 10, можно было бы связать и с латеральной миграцией нефти из пока неизвестного источника в осадочной толще. Такая точка зрения, однако, оказывается нежизнеспособной в свете данных, полученных по скв. 4. Здесь промышленная нефтяная залежь находится в центрально-осевом локальном грабене, со всех сторон ограниченном сбросами. Это исключает латеральную миг-

рацию нефти из соседних тектонических блоков, оставляя возможность образования нефтяной залежи в блоке, подсеченном скв. 4, только в результате послесреднемиоценовой вертикальной восходящей миграции нефти по разломам из кристаллической земной коры или подкоровой области. Иначе говоря, геологические условия залегания нефти в этом блоке месторождения Боролла бесспорно доказывают и здесь ее абиогенную глубинную природу.

Другим интересным местом залегания нефти в изверженных породах в Азии является Турция, где обнаруживаются серпентинитовые массивы рассматриваются как породы, либо относящиеся к складчатому раннепалеозойскому фундаменту, либо прорывающие его. Один из таких массивов находится в 40 км южнее г.Анталья, на побережье залива Анталья. В краевой его части, возле с.Хирали имеется мощный активный выход природного газа, состоящего на 83 % из метана и на 14,5 % из этана. Этот газ, пламя которого поднимается на один метр от земли, горит уже более 2500 лет, о чем свидетельствуют соответствующие записи и сохранившийся храм огнепоклонников, построенный у этих "вечных огней" также 2500 лет назад. Все попытки погасить пламя не увенчались успехом: температура пород вокруг этого горящего естественного газового фонтана настолько высока, что сразу же после погашения огня газ снова воспламенялся [159, 216, 297, 309]. Такая уникальная продолжительность фонтанирования свидетельствует о богатом глубинном источнике газа, по-видимому, приуроченном к подкоровой области, откуда берет начало серпентинитовый массив Хирали. Если верны данные о том, что в обычном природном газе содержание этана укладывается в пределы 0,0 — 3,0 % [27], то достигающая 14,5 % концентрация этана в газе массива Хирали должна указывать на длительно выдержанный и весьма производительный процесс естественной полимеризации абиогенного мантийного метана либо в недрах серпентинитового массива, либо гораздо глубже.

На Средиземноморском побережье Турции, примерно в 25 км от порта Искендерон располагается с.Экбер, а в 3 км восточнее него — высокая гора, сложенная серпентинитами. Из многочисленных трещин в этих породах в центральной части горы уже в течение многих лет также выходят горящие газы, придающие ей ночью грозный и таинственный вид. Промышленно нефтеносны серпентинитовые массивы и в Ванской эпиорогенно-рифтовой межгорной впадине, находящейся в восточной части Турции. Например, вблизи оз.Ван, в 5 км южнее с. Курзот обнаружился крупный серпентинитовый массив, с которым тесно связаны вулканические брекчии, темноцветные эффузивы, кристаллические сланцы и перекристаллизованные известняки. В туннеле, пробитом здесь в 1949 г., в серпентинитах добывалось такое количество нефти, которое обеспечивало все судоходство на оз.Ван. В пятидесятых годах в процессе восстановления туннеля после его обвала еще получали около 1 м³/сут нефти плотностью 986 кг/м³, но в дальнейшем от ее добычи отказались [159].

На долю Западно-Сибирского кратогенно-рифтового нефтегазоносного бассейна приходится 80 из 96 азиатских месторождений нефти и газа, запасы которых частично или полностью связаны с кристаллическими породами гетерохронного и гетерогенного фундамента. На Березовском газовом месторождении к 1970 г. был вскрыт одной опорной и 13 поисково-разведочными скважинами фундамент, сложенный биотитовыми и биотит-роговообманковыми гнейсами, инъецированным гранитным расплавом вдоль их сплошности, а по трещинам — под углом 90° к сплошности. Мигматизация сопровождалась здесь интенсивным калиевым метасоматозом, приведшим к появлению в гнейсах крупных порфиобластов розового калиевого полевого шпата. По данным калий-аргонового метода возраст гранитов, инъецированных в гнейсы, равен 205 млн. лет, что соответствует триасу, а возраст самих гнейсов, определенный Б.С.Погореловым методом сравнительной дисперсии двупреломления минералов по плагиоклазам, — около 1000 — 1250 млн. лет, что отвечает протерозою. Кроме того, гнейсы рассечены дайками диабазов, возраст которых 296 млн. лет (поздний карбон). По всем породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 40 м, за исключением свода Березовской структуры, где она размыта [128].

Состав и возраст фундамента на других месторождениях Березовского района, у которых часть запасов газа также находится в кристаллических породах, иные. Например, на Деминском газовом месторождении, соседствующем с Березовским, фундамент, вскрытый 11 поисково-разведочными скважинами, сложен биотитовыми гранитами и гранодиоритами. Их возраст, определенный Б.С.Погореловым методом сравнительной дисперсии двупреломления минералов по плагиоклазам, равен 248 — 270 млн. лет, отвечая пермскому периоду. Кора выветривания фундамента размыта в своде структуры, а на других участках ее мощность достигает 23 м. На Южно-Алясовском газовом месторождении фундамент вскрыт восемью поисково-разведочными скважинами, а в состав его входят биотитовые граниты позднекаменноугольного возраста (286 — 308 млн. лет) с дайками лампифиров и пермских (270 млн. лет) диабазов. Здесь кора выветривания его мощностью до 10 м развита только за пределами свода этой структуры. В фундамент, сложенный биотитовыми гранитами, биотитовыми гнейсами и прорывающими их диоритами, вошли на различную глубину восемь поисково-разведочных скважин Северо-Алясовского месторождения, вскрыв кору его выветривания мощностью до 14 м не в своде одноименной структуры, а за его пределами.

Согла по результатам изучения керн из десяти поисково-разведочных скважин, в западной части Похромского газового месторождения в фундаменте установлены биотитовые и роговообманковые гнейсы, вдоль сплошности инъецированные гранитами, а в остальных частях — розовые биотитовые граниты с корой выветривания мощностью до 19 м, отсутствующей на своде структуры. Возраст катаклазированного гранита, равный 473 млн. лет, соответствует ордовику. На Чуэльском месторождении газа, где фундамент вскрыт 16 поисково-разведочными скважинами, его слагают биотитовые и

биотит-кордиеритовые гнейсы, прорванные гранитной интрузией и многочисленными дайками диабазов. Возраст гнейсов около 1010 — 1035 млн. лет (поздний рифей), а гранитов — порядка 428 — 455 млн. лет (поздний ордовик). В своде Чуэльской структуры кора выветривания фундамента размыта, а в других местах ее мощность достигает 54 м. Состав фундамента Тутинского газового месторождения идентичен составу фундамента западной части Похромского месторождения, но его возраст — позднепротерозойский (1065 — 1070 млн. лет). В своде структуры кора его выветривания размыта, в других местах ее мощность достигает 10 м.

Исследование керн фундамента из 11 поисково-разведочных скважин, пробуренных на Северо-Игримском газовом месторождении, показало, что здесь он состоит из измененных пироксен-плагиоклазовых, плагиоклазовых и андезитовых порфиритов, а также из их массивных и расланцованных туфов, причем кора его выветривания имеет мощность до 25 м, за исключением свода структуры, где она размыта. Порфириты относятся к девону, поскольку их возраст 378 млн. лет. Несколько иной состав фундамента установлен по керну из семи поисково-разведочных скважин Южно-Игримского месторождения газа. Здесь это везде диабазовые и андезитовые порфириты, а также их туфы с дайками лампифиров, за исключением седловины между северо-западным и юго-восточным куполами, где залегают роговообманковые диориты. Имеется кора выветривания мощностью до 12 м, размытая в своде структуры. На Паультурском газовом месторождении фундамент вскрыт тремя, а на Нулентурском — двумя поисково-разведочными скважинами. На первом фундамент сложен плагиоклазовыми порфиритами, на втором — миндалекаменными плагиоклазовыми порфиритами и их туфами, но без коры выветривания в обоих случаях.

Западно-Сысконсыньинское газовое месторождение, где в фундаменте бурились восемь поисково-разведочных скважин, его изверженные породы представлены туфами порфиритов с редкими прослоями диабазовых порфиритов с корой выветривания мощностью до 7 м, которая сохранилась только в седловине между Западно- и Восточно-Сысконсыньинским поднятиями. В Восточно-Сысконсыньинском газовом месторождении пробурено 14 поисково-разведочных скважин, вскрывших фундамент, изверженными компонентами которого являются кристаллокластические туфы плагиоклазового порфирита. В своде кора выветривания размыта, на других участках ее мощность — до 23 м. Кора выветривания фундамента, в составе которого имеются и туфолавы, выявлена только на восточном склоне структуры Южно-Сысконсыньинского газового месторождения, где ее мощность достигает 20 м. Здесь фундамент изучен по керну из шести поисково-разведочных скважин.

Наиболее известен и важным газовым скоплением в Березовском газозонном районе считается Пунгинское месторождение. Его фундамент вскрыт 17 поисково-разведочными скважинами и сложен на западном склоне уралитизированными силурийскими габбро (433 млн. лет), а на остальных участках — роговообманковыми ортоклаз-микрпертитовыми гранита-

ми также силурийского возраста (422 — 439 млн. лет). Дебиты газа здесь из трещиноватых пород фундамента составляют 205 — 1064 тыс.м³/сут. При этом нельзя не отметить следующего. Скв. 517 не вскрыла ни продуктивной юрской толщи, ни коры выветривания фундамента, а из гранитов ударил газовый фонтан с дебитом 873 тыс.м³/сут. Фонтанировала газом из гранитной толщи фундамента и скв. 504. Ее дебит составлял 398 тыс.м³/сут, и над гранитами также не было ни коры выветривания, ни нефтегазоносной толщи юрских отложений. В таких же условиях залегают граниты в скв. 239, но их газоотдача еще более высокая, поскольку эта скважина фонтанировала с дебитом 959 тыс.м³/сут. В разрезе скв. 234 есть кора выветривания до 31 м, на которой залегают тюменская свита и вогулкинская толща, но при испытании пород фундамента, находящегося на 10 м ниже границы коры, ударил газовый фонтан с дебитом 208 тыс.м³/сут [128, 142, 143].

Миндалекаменные диабазовые порфириды, перекрывающие в ряде мест кремнисто-глинистые и алевроито-глинистые сланцы и образующие с ними фундамент, вскрыты на Горном газовом месторождении. По данным семи поисково-разведочных скважин, мощность коры выветривания достигает 28 м, за исключением свода одноименного поднятия, где она размыта. На юго-восточном склоне Горного поднятия фундамент сложен кварцевыми порфирами. Четыре поисково-разведочные скважины, пробуренные на Западно-Озерном месторождении газа, позволили установить, что фундамент здесь состоит из окварцованных туфов диабазовых порфиритов, рассеченных многочисленными трещинами, выполненными кварцем и кальцитом. В своде кора выветривания размыта, а ее мощность на других участках может достигать 14 м. То же установлено по керну из шести поисково-разведочных скважин и на Восточно-Озерном газовом месторождении. Сложный характер имеет фундамент в недрах Восточно- и Западно-Шухтунгортского (Узюмского) газовых месторождений, где он изучен по керну соответственно из семи и четырех поисково-разведочных скважин. В данном случае это метаморфизованные граувакки и песчаники, глинистые сланцы и измененные диабазовые порфириды. Возраст последних (по Б.С.Погорелову), равный 356 млн.лет, соответствует границе девон — карбон. Кора выветривания фундамента на сводах Западно- и Восточно-Озерного поднятий, а также на восточной периклинали последнего размыта, а на других участках обоих месторождений достигает 19 — 30 м.

Согласно данным по 15 поисково-разведочным скважинам Верхнекондинского газового месторождения, породы его фундамента представлены биотитовыми гранитами и гранодиоритами, в южной части перекрыты миндалекаменными порфиридами. Возраст последних, определенный Б.С.Погореловым, 313 млн. лет (карбон), а гранитов — 330 — 375 млн. лет (поздний девон — ранний карбон). Мощность коры выветривания около 23 м, в своде равна нулю вследствие размыва.

Несмотря на гетерогенный и гетерохронный характер фундамента Березовского газоносного района, промышленную газоносность его метаморфи-

ческих и изверженных пород удалось установить по результатам опробования и испытания 186 поисково-разведочных и опорных скважин, пробуренных на 22 площадях, считая и Самутнельскую. Фонтаны газа из фундамента и коры выветривания получены на названных месторождениях, а их промышленные залежи, располагаясь в отложениях тюменской свиты и вогулкинской толщи, коре выветривания и трещиноватых породах фундамента, образуют единый, гидродинамически связанный, сложный коллектор-резервуар, имеющий вид ловушки массивного или массивно-пластового типа. Дебиты газовых фонтанов, полученных из трещиноватых пород фундамента без коры выветривания и вместе с ней, лежат в пределах 18 — 1064 тыс.м³/сут: на Северо-Игримском месторождении — 655, Нулинтурском — 450, Западно-Сысконсыньинском — 43, Восточно-Сысконсыньинском — 18, Южно-Сысконсыньинском — 106 — 378, Пунгинском — 205 — 1064, Западно-Озерном — 112, Восточно-Озерном — 392 и Западно-Шухтунгортском — 380. На Южно-Алясовском месторождении кора выветривания фундамента характеризуется открытой пористостью 6 — 17% и проницаемостью 0,2 — 0,7 фм², а на Похромском месторождении открытая пористость ее равна 10 — 15% [128].

Гетерогенным и гетерохронным является фундамент Казымского нефтегазоносного района, что видно из следующего. На Южно-Сотэюганском газоконденсатном месторождении шесть поисково-разведочных скважин вскрыли фундамент, сложенный кальцитизированными серпентинитами, уралитизированными габбро, порфиroidными гранодиоритами и имеющий кору выветривания. Согласно Б.С.Погорелову, возраст габбро 440 — 450 млн. лет, что соответствует ордовику. Шестью поисково-разведочными скважинами вскрыт фундамент и на Северо-Сотэюганском газоконденсатном месторождении. Здесь он представлен биотит-амфибол-кварцевыми кристаллическими сланцами ордовикского возраста (460 — 465 млн.лет) и имеет кору выветривания. Фундамент, вскрытый тремя поисково-разведочными скважинами на Северо-Казымском газовом месторождении, слагают роговообманковые габбро и габбро-нориты с корой выветривания, относящиеся к силуру (426 млн.лет). В этом же нефтегазоносном районе фундамент, сложенный диабазами, выявлен бурением на Кислорской площади, плагиоклазовыми и диабазовыми порфиридами позднего силура — раннего девона (390 — 420 млн. лет) — на Ягано-Куртской, а гиалобазальтами — на Карем-Постской площадях [128].

Не менее неоднородны по составу и возрасту породы кристаллического фундамента Шаймского нефтеносного района. Изученные по кернам из 14 поисково-разведочных скважин Мульмынского нефтяного месторождения, они оказались серицит-кварцевыми карбонатизированными кристаллическими сланцами и кварцевыми порфиридами по кернам из 44 поисково-разведочных скважин Трехозерного нефтяного месторождения — березитизированными, катаклазированными гранитами, кварц-хлорит-серицитовыми, кварц-хлоритовыми и кварц-хлорит-эпидотовыми кристаллическими сланцами, а также мраморизованными известняками. Возраст

кварц-хлорит-серицитовых сланцев 478 млн. лет (ордовик), а березитизированных гранитоидов около 296 – 320 млн. лет (карбон). Четыре поисково-разведочные скважины вскрыли в фундаменте Южно-Муртымьинского нефтяного месторождения рассеянные дайками диабазов граниты карбона (293 млн. лет), семь скважин Западно-Муртымьинского месторождения нефти вскрыли биотитовые граниты, кварцевые диориты и гранодиориты карбон-пермского возраста (276 – 307 млн. лет), кварц-хлоритовые и кварц-биотитовые кристаллические сланцы ордовика (478 млн. лет), а восемь скважин Северо-Муртымьинского нефтяного месторождения вскрыли микроклиновые двуслюдяные граниты карбона (295 – 319 млн. лет), биотитовые граниты и кварц-слюдяные кристаллические сланцы [53].

Изученные по кернам из 28 поисково-разведочных скважин, породы фундамента Муртымья-Тетеревского нефтяного месторождения представлены кварц-эпидотовыми и кварц-хлоритовыми кристаллическими сланцами, прорванными гранитами карбон-пермского (252 – 304 млн. лет) возраста, а Северо-Тетеревского месторождения нефти – кварц-хлоритовыми, эпидот-кварц-серицитовыми и амфибол-хлорит-кордиеритовыми кристаллическими сланцами. Аналогичные по составу сланцы ордовика (448 – 453 млн. лет) вскрыты 20 поисково-разведочными скважинами в фундаменте Восточно-Тетеревского и 12 скважинами – Южно-Тетеревского нефтяных месторождений. Фундамент на Южно-Толумском нефтяном месторождении вскрыт 14, на Северо-Толумском – тремя и на Восточно-Толумском – двумя поисково-разведочными скважинами, его породы на всех трех месторождениях представлены кварц-хлоритовыми сланцами, тогда как на Южно-Семивидовском месторождении газа и конденсата – кварц-хлорит-серицит-кордиеритовыми сланцами, пройденными двумя поисково-разведочными скважинами. Фундамент Северо-Потанайского нефтяного месторождения сложен кристаллическими сланцами, туфами плагноклазовых порфиритов и гранит-порфирами, судя по кернам из 10 поисково-разведочных скважин, а Южно- и Восточно-Потанайского месторождений – только кристаллическими сланцами, что установлено по керну соответственно из шести и трех скважин. В кристаллических сланцах (в том числе и карбонатизированных кварц-серицитовых) фундамента Западно-Картопьянского нефтяного месторождения пробурено семь и Среднемуртымьинского – шесть поисково-разведочных скважин.

Девять поисково-разведочных скважин Филипповского нефтяного месторождения вскрыли измененные порфириты фундамента, 14 скважин Восточно-Даниловского месторождения нефти – хлоритизированные гяллиты и выветрелые эффузивы основного состава, а 18 скважин Западно-Даниловского газоконденсатно-нефтяного месторождения – филлиты и основные эффузивы. Диабазовые порфириты, их туфолавы и гранит-порфиры фундамента вскрыли пять поисково-разведочных скважин Восточно-Лемьинского нефтяного месторождения, диабазовые порфириты и гранит-порфиры – четыре скважины Западно-Лемьинского, а гранит-порфиры – три скважины Верхне-

лемьинского нефтяных месторождений. Возраст диабазовых порфиритов фундамента Восточно-Лемьинского месторождения, определенный Б.С.Погореловым методом сравнительной дисперсии двупреломления минералов по плагноклазам, равен 283 – 292 млн. лет, что соответствует границе карбон – пермь. Вскрытый только одной поисковой скважиной, фундамент на Южно-Кандырсском месторождении сложен измененными эффузивными породами.

Выявленная в Березовском газоносном и Казымском нефтегазоносном районах закономерность, заключающаяся в постоянном отсутствии коры выветривания в сводах структур-поднятий вследствие размыва, оказывается справедливой и для Шаймского нефтеносного района, хотя фундамент здесь несколько иной. Кора выветривания развита только в седловинах, отделяющих соседние поднятия, где ее мощность изменяется от 5 – 28 до 30 – 61 м. Нефть или газ и конденсат получены из трещиноватых пород кристаллического фундамента при опробовании и испытании скважин на Восточно-Тетеревском, Западно-Лемьинском, Муртымья-Тетеревском, Муртымьинском, Среднемуртымьинском и Южно-Толумском месторождениях, а из коры выветривания и трещиноватых пород кристаллического фундамента – только на Трехозерном месторождении. На всех этих месторождениях нефть или газ, залегающие в фундаменте и его коре выветривания, вместе с нефтью и газом в залегающей выше осадочной толще образуют единое, гидродинамически взаимосвязанное массивное или массивно-пластовое промышленное скопление данных полезных ископаемых. Общая высота нефтяной залежи, например, на Муртымьинском месторождении равна 70 м (в вогулкинской толще и трещиноватых породах фундамента по 35 м) [53].

Развитие коры выветривания фундамента в Красноленинском нефтеносном районе иное. Так, на Каменном месторождении нефти она развита только в своде структуры, на Елизаровском – на большей части поднятия, а на Лорбинском – в сводовой и других частях структуры. В общем же мощность коры выветривания в этом нефтеносном районе достигает 20 – 40 м, а состав и возраст изверженных и метаморфических пород фундамента, как и в других районах Западной Сибири, неодинаковы. Так, по данным 17 поисково-разведочных скважин Каменного месторождения, он состоит из серицитовых, графит-хлорит-кварцевых и кварц-хлоритовых кристаллических сланцев, а также катаклазированных биотитовых гранитов, будучи позднеерифейским (по возрасту гранитов, равному 685 – 810 млн. лет). Четыре поисково-разведочные скважины, прошедшие на Елизаровском нефтяном месторождении по породам кристаллического фундамента, показали, что здесь он представлен кварцевыми порфиритами карбона (308 млн. лет). На Малоатлымской площади опорная скважина вскрыла кварцевые порфиры фундамента, на которых залегают переслаивающиеся вулканические туфы, туфоцесчаники и мидалекаменные диабазы. Возраст последних 231 млн. лет, что соответствует триасу. Возраст самого фундамента по кварцевым порфирам здесь не определялся, а на Айторской площади он позднеерифейский (960 – 990 млн. лет). Это определено Б.С.Погореловым для хлорит-серици-

товых и биотит-кварцевых кристаллических сланцев, которые вместе с каклазироваанными гранитами слагают фундамент на данной площади [126]. Нефть коры выветривания и трещиноватых пород кристаллического фундамента образует часть ее промышленных залежей на Айторском, Елизаровском, Каменном и Лорбинском месторождениях [93, 94, 142, 143] этого района.

Итак, согласно всем фактам и несмотря на гетерогенный и гетерохронный характер фундамента Западно-Сибирского бассейна, слагающие его трещиноватые породы и кора выветривания обладают здесь региональной промышленной нефтегазоносностью. Последнее представляет немаловажный интерес в аспекте обоснования перспективности этого геологического объекта на поиски нефти и газа, поскольку площадь данного бассейна равна 2,56 млн. км² и на ее долю приходится около 25 % суммарной перспективной нефтегазоносной территории СССР [330].

В результате поисково-разведочного бурения в 1981 г. из кристаллических сланцев и залегающих под ними гранитов фундамента были получены промышленные притоки легкой природной нефти на месторождении Оймаша, находящемся на Туранской плите в пределах Песчаномысского свода Южно-Мангышлакского прогиба. Верхняя часть геологического разреза здесь складывается осадочными породами от неогена до юры включительно, а нижняя — мощным вулканогенно-осадочным комплексом пермо-триаса и триаса или триаса (рис. 12), принадлежность которого к осадочному чехлу или к фундаменту вызывает острую дискуссию. В недавнем прошлом данный вулканогенно-осадочный комплекс относили к фундаменту, и никто не спорил о перспективах его промышленной нефтегазоносности, поскольку в аспекте гипотезы об органическом происхождении нефти и газа никаких промышленных запасов этих полезных ископаемых в фундаменте и быть не могло. Тем не менее сейчас уже выявлены в триасовом вулканогенно-осадочном комплексе, содержащем туфолавы, туфобрекчи, туфы и туффиты, промышленные залежи нефти и газа в месторождениях Южно-Жетыбайском, Бектурлинском, Ракушечном и Оймаша.

Материалы геологоразведочных работ и научных исследований за 1979 — 1982 гг. позволили сотрудникам КазНИПИнефть — В.П.Паламарю, В.И.Попкову, А.А.Рабиновичу [99, 144] — сделать вывод о вторичности залежей нефти и газа в нормально-осадочной толще и комплексе пород триаса на всех месторождениях п-ова Мангышлак. Установлено, что практически вся нефть в триасовых породах содержится в трещинах и сообщающихся с ними кавернах поздней генерации. Высокие фильтрационные параметры характерны только для зон наиболее интенсивной трещиноватости, которые связаны с тектоническими разломами, имеют локальное развитие и вследствие этого не обеспечивают условия для латеральной миграции нефти и газа. Об ограниченной латеральной сообщаемости пластовых флюидов свидетельствует также пестрота химического состава и типов триасовых вод. Именно на этой

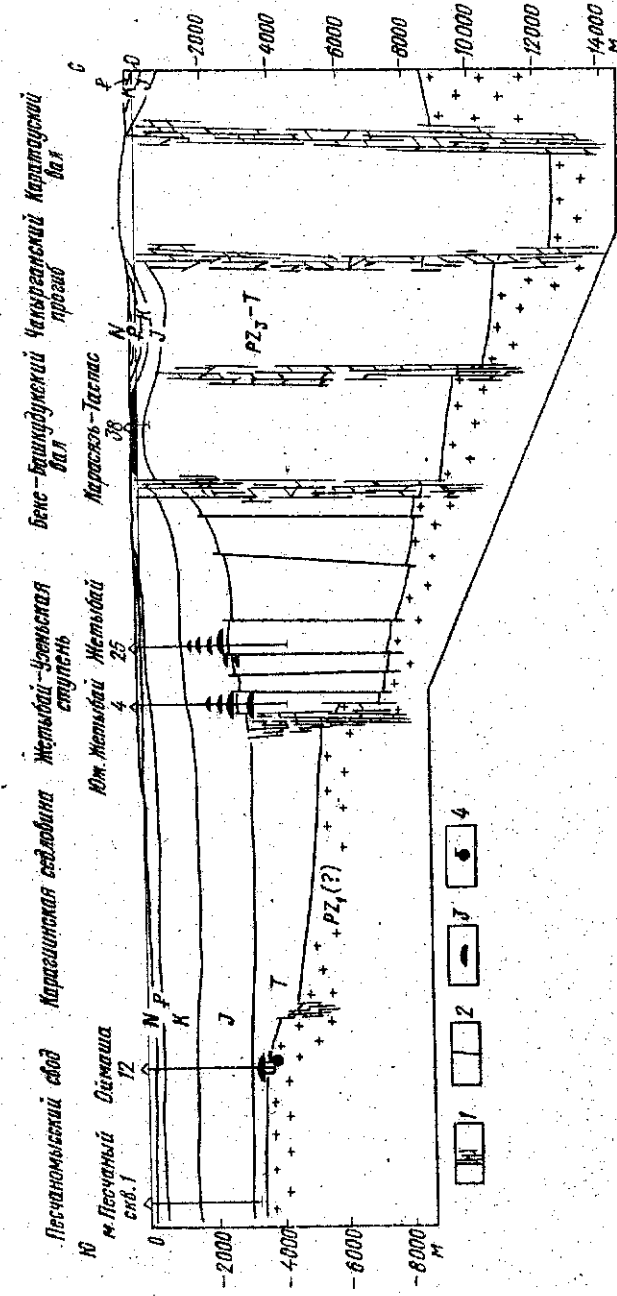


Рис. 12. Геологический разрез Мангышлакской впадины (по данным В.П.Паламаря, В.И.Попкова и А.А.Рабиновича): 1 — зоны региональных разломов; 2 — другие разломы; 3 — залежи нефти; 4 — промышленный приток нефти

базе сделано заключение о вторичности залежей нефти и газа в триасовых и юрско-меловых толщах п-ова Мангышлак и их формировании в результате восходящей вертикальной миграции по зонам интенсивной трещиноватости и разломов из верхней мантии, что подтверждается сходством и генетическим родством природных нефтей из триаса, юры и мела, а также наличием палеозойской пылицы в нефтях из триасовых коллекторов.

Согласно данным бурения на месторождениях Оймаша, под триасовым комплексом в районе скважин 12, 9 и 10 залегают кристаллические сланцы и роговики фундамента, а под ними — граниты. Сква. 18 на глубине около 3600 м из триаса вошла сразу же в граниты. В процессе бурения сква. 12 в интервале 3612 — 3672 м были опробованы роговики и граниты, давшие приток разгазированного бурового раствора, и только граниты на глубине 3723 — 3770 м, опробованные пластоиспытателем, дали приток нефти с дебитом 9,3 м³/сут. При испытании в колонне интервала 3810 — 3850 м, сложенного гранитами, нефть фонтанировала с дебитом 5 м³/сут, а из интервалов 3726 — 3738 и 3750 — 3774 м, также сложенных гранитами, — с дебитом 350 м³/сут на штуцере 18 мм. В сква. 9 из нижней части триасового комплекса (3514 — 3546 м) ударил фонтан нефти с дебитом 250 м³/сут, из кристаллических сланцев фундамента (3600 — 3640 м) — с дебитом 14,4 м³/сут, а из гранитов фундамента и их коры выветривания — с дебитом 28,6 м³/сут, тогда как в сква. 10 нижняя часть триаса и кристаллические сланцы вообще не имели никаких нефтегазопроявлений. Последние наблюдались только в гранитах и значительно ниже (3770 — 3810 м) по разрезу этой скважины. В нескольких интервалах вскрытия гранитов (3600 — 4100 м) зарегистрированы нефтегазопроявления и в сква. 18. С лета 1981 г. и по настоящее время сква. 12 непрерывно находится в эксплуатации, фонтанируя из гранитов нефтью с дебитом 240 м³/сут и газом с дебитом 22 тыс.м³/сут на штуцере 9 мм.

Естественно, открытие промышленных запасов нефти и газа в кристаллическом фундаменте Мангышлакского рифтогенного прогиба на площади Оймаша вызвало большой интерес не только с практической, но и с теоретической точки зрения. Дело в том, что газонефтяная залежь в гранитах от нефтяной залежи в триасовом комплексе здесь надежно отделена "броней", состоящей из кристаллических сланцев фундамента, а также из вулканических туфолов и туфобрекчии триаса, поэтому не может быть и речи о "заимствовании" гранитами нефти сверху или сбоку из осадочной толщи (рис.13). Следовательно, вольно или невольно приходится признать неорганическую природу нефти и газа не только в кристаллическом фундаменте месторождения Оймаша, но и в породах триаса, юры и мела всего п-ова Мангышлак (что подтверждается и вполне очевидным генетическим родством этих нефтей), а также формирование всех здешних залежей и месторождений нефти и газа в результате их восходящей вертикальной недавней миграции по разломам, зонам тектонической трещиноватости и дайкам магматических пород триасо-послемеловой генерации из верхней мантии.

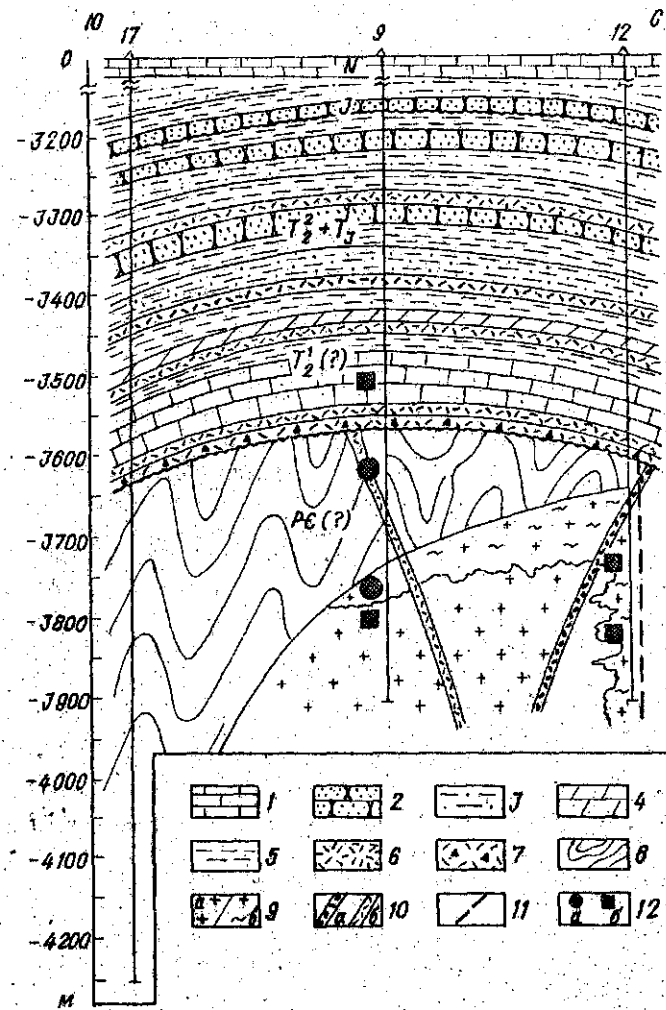


Рис. 13. Геологический разрез нефтяного месторождения Оймаша [144]:

1 — известняки; 2 — песчаники; 3 — алевролиты; 4 — мергели; 5 — аргиллиты; 6 — туфы и туффиты; 7 — туфоловы и туфобрекчии; 8 — кристаллические сланцы; 9 — граниты (а — свежие, б — выветрелые); 10 — дайки магматических пород (а — кислото, б — основного состава); 11 — разломы; 12 — притоки нефти (а — полученные в процессе бурения, б — полученные при испытании в колонне скважины)

Исходя из этого В.П.Паламарь, В.И.Попков и А.А.Рабинович [144] работали и научно обосновали поиски и разведку залежей нефти и газа в

кристаллическом фундаменте Мангышлакской впадины как одно из направлений здесь геолого-разведочных работ. Так, впервые после Припятской впадины [92, 141] и в Мангышлакской нефтегазоносной провинции нашей страны начаты планомерные и целенаправленные поиски промышленных залежей этих горячих ископаемых в кристаллическом фундаменте [144].

На долю Африканского континента приходится 97 месторождений нефти и газа, запасы которых частично или полностью приурочены к породам кристаллического фундамента осадочных бассейнов. Среди них Какуаку (нефтяное) и Пуака (частично морское газовое), расположенные в бассейне Куанза (Ангола); Гемза, Джубал, Рас-Гариб и Хургада (нефтяные) в Суэцком бассейне (Египет); Зарзайтен (нефтяное) и Рекулье (нефтегазовое) в бассейне Иллизи (Алжир); Батон, Блэд-Зрар, Блэд-Катара, Блэд-эд-Лефаа, Блэд-эд-Дом, Мерс-эль-Харез, Сиди-Фили, Тиссеран, Уэд-Бэт и Уэд-Мелла (нефтяные) в Предрифском бассейне (Марокко); но наибольшее их количество выявлено в Сиртском бассейне (Ливия). Этот кратонический рифт уже дал миру 79 таких месторождений, и в их числе нефтяные — Сарир (1339 млн.м³), Амаль (673 млн.м³), Ауджила и Нафора (совместные начальные извлекаемые запасы 208 млн.м³), Рагуба (165 млн.м³), Дара (114 млн.м³) и Бу-Аттифель (102 млн.м³), а также газовое — Хатейба (340 млрд.м³).

Согласно Дж.Уильямсу [363], Ауджила, Амаль и Нафора представляют собой единое месторождение, здесь наиболее подробно изучены промышленная нефтегазоносность кристаллического фундамента и особенности его строения. Если придерживаться этой точки зрения, то совокупные начальные доказанные извлекаемые запасы нефти в недрах участков Ауджила, Нафора и Амаль, равные 881 млн.м³, связаны с кристаллическим фундаментом, делювием из обломков изверженных пород, трещиноватыми кварцитами кембрия — ордовика (?), верхнемеловыми и эоценовыми рифогенными известняками, а также с олигоценовыми песчаниками, залегающими на своде палеозойского выступа кристаллического фундамента, имеющего высоту более 610 м и площадь более 2580 км².

Ауджила — Нафора — Амаль — это гигантское месторождение, где нефть залегают преимущественно в породах кристаллического фундамента и промышленная нефтегазоносность которого подтверждена более чем 180 поисковыми, разведочными и эксплуатационными скважинами, пробуренными вдоль погребенного гранитного хребта на протяжении более 40 км, на глубину 450 м от его кровли. Считается, что около двух третей запасов нефти (т.е. почти 590 млн.м³) этого месторождения сосредоточено в гранитах, гранофирах и риолитах фундамента. По-видимому, его погребенные хребты и холмы высотой до 610 м представляют собой останцы глубоко выветрелой и сильно эродированной докембрийской суши, обнажившейся здесь с раннего палеозоя до позднего мела. Пониженные участки ныне погребенной докембрийской суши сложены, однако, свежими, невыветрелыми гранитами вследствие удаления палеозойской значительной части их сильно коагелированных верхних участков. Выдержанное северо-западное простирание погребен-

ных гранитных хребтов и долин в теле кристаллического фундамента обусловлено развитием палеозойской эрозии вдоль зон трещиноватости и линий тектонических разломов. Трещинно-кавернозно-поровая коллектирующая емкость пород фундамента — результат трещиноватости и выветривания — выщелачивания в период эрозии, а их возраст, определенный калий-аргоновым методом, равен 402 — 568 млн. лет. Скорее всего, однако, граниты имеют позд-недокембрийский (600 — 1250 млн. лет) возраст, но в течение раннего палеозоя они подверглись гидротермальному изменению и действию слабой или умеренной тектонической деформации, во время которой была потеряна часть аргона.

На участке Амаль данного месторождения фундамент представлен изверженными породами от кислого до промежуточного состава, а их изотопный возраст соответствует периодам от кембрия до перми. Эти породы изучены по керну из нескольких скважин и диагностируются как граниты и риолитовые вулканические образования. На участках же Ауджила и Нафора фундамент сложен несколькими типами гранофилов, гранофировых гранитов, гранитов и риолитов. Вдоль трещин полевые шпаты гранулитизированы, а также в различной степени серцитизированы и каолинизированы на глубину от 3 до 100 — 200 м ниже кровли фундамента.

Залежи нефти в фундаменте и покрывающих его осадочных породах гидродинамически связаны между собой и образуют единую массивную нефтяную залежь. Дебитность скважин, фонтанирующих нефтью из фундамента, высокая. Так, в скв. 9-Д начальный дебит нефтяного фонтана был 203, а в скв. 2-Д — даже 1030 т/сут. Обе они фонтанируют нефтью только из расстеклованного риолита и сильно выветрелого гранофира. Есть и такие скважины, которые дают нефть одновременно из пород фундамента и залегающих на нем рифогенных известняков, кластитов и кварцитов.

Интересно отметить, что в разрезе фундамента имеются участки с неодинаковой нефтеотдачей. Так, при опробовании пластоиспытателем на бурильных трубах только одного интервала в фундаменте в скв. 6-Д ударил нефтяной фонтан с дебитом 162 т/сут, а из двух других отдельных частей разреза гранофировых гранитов в скв. 8-Д — 342 и 420 т/сут. После спуска обсадной колонны и ее перфорации на участке протяженностью 179 м в гранофировом граните нефть фонтанировала с дебитом 1622 т/сут через штуцер 19 мм при давлении на устье скважины 4,1 МПа. Перфорация колонны против рифогенного известняка формации Ракб и делювиальных песков, залегающих на гранитах, увеличила дебит этой скважины до 2432 т/сут. Пористость пород кристаллического фундамента здесь в среднем равна 14 %, а их проницаемость лежит в границах 714 — 820 фм². Температура застывания нефти 21 °С, содержание парафина 19—20 % и серы около 0,1 %, а плотность 842 — 852 кг/м³, за исключением нефти из олигоценовых песчаников, у которой она 940 кг/м³. Последняя фонтанирует с глубины около 600 м с дебитом 3,5 т/сут из скв. 1-Ц и используется при строительстве дорог [93, 176, 363].

К выступу кристаллического фундамента в Ауджила — Нафора — Амаль

примыкают либо линзовидные и локально развитые отложения делювиальных песков и конгломератов ("базальный" осадочный горизонт), либо верхнемеловые глинистые сланцы и аргиллиты формации Рахмат, либо известняки, аргиллиты и глинистые сланцы формации Ракб также верхнемеловые [156]. Делювиальные пески и конгломераты не могут быть материнской для нефти и газа свитой. Их нельзя считать и каналом латеральной миграции нефти вследствие линзовидно-локального развития только в пределах самого выступа фундамента. Аргиллиты и глинистые сланцы формации Рахмат, даже если их принять за материнские, не могли насытить выступ фундамента нефтью и газом на глубину 450 м от его кровли, поскольку, с одной стороны, первичная миграция нефти и газа — это процесс выжимания их только вертикально вверх, а не вниз. С другой стороны, далекая первичная и вторичная латеральная миграция нефти и газа по аргиллитам и глинистым сланцам вследствие их непроницаемости (неколлекторского характера) вообще исключается. Что касается известняков формации Ракб, они пористые и проницаемые только тогда, когда образуют локальные рифогенные тела, развитые лишь на вершинах выступов фундамента на участках Ауджила, Нафора и Амаль, а на площади между этими выступами и за пределами данного нефтяного месторождения эти известняки плотные, непроницаемые, что установлено рядом "сухих" скважин [176, 363]. Иначе говоря, известняки формации Ракб также не могут быть ни источником нефтегазообразования, ни каналом далекой латеральной миграции нефти и газа из их "нефтегазоматеринских" свит любого возраста и литологического состава.

Локальный источник органического нефтегазообразования здесь также исключается. Во-первых, об этом свидетельствуют условия образования и залегания делювиальных песков и конгломератов, а также аргиллитов и глинистых сланцев формации Рахмат и известняков формации Ракб. Во-вторых, локальный органический источник и не в состоянии генерировать ни суммарные геологические доказанные запасы нефти данного месторождения, равные как минимум 1762 млн.м³ (извлекаемые — 881 млн.м³), ни суммарные геологические доказанные запасы этого месторождения, сосредоточенные только в кристаллическом фундаменте и равные как минимум 1180 млн.м³ (извлекаемые — 590 млн.м³).

Таким образом, остается одно: нефть кристаллического фундамента на месторождениях Ауджила — Нафора — Амаль имеет неорганическую природу и берет свое начало из верхней мантии. Поскольку все нефти данного месторождения генетически родственны, образуя единое, гидродинамически взаимосвязанное по всем коллекторам массивное скопление, постольку всю нефть этого месторождения также приходится признать абиогенной, мантийной.

С породами кристаллического фундамента осадочных бассейнов Европы связана часть промышленных запасов нефти и газа на 21 месторождении. Из них на долю Венгрии приходится восемь, Советского Союза — девять, Чехословакии — два и Югославии — два. При этом месторождения Бихарнадьба-

йом, Келебия, Керешсегопати, Михайи, Мокрин, Надьлендзел, Хохот-Пустасентгласло, Хохот-Соитер, Баракаевское, Екатерининское, Кушевское, Новомихайловское, Озек-Суатское, Расшеватское, Октябрьское, Костелянское и Лубненское располагаются соответственно в Паннонском, Предкавказском, Предкарпатском и Северо-Крымском прогибах, являющихся эпиорогенными рифтовыми бассейнами. Месторождения же Водный промысел, Ярегское (Печорский прогиб), Кикиндаварош и Кикиндаполе (Банатская депрессия) находятся в кратонических рифтовых зонах.

Особый интерес с точки зрения генезиса нефти и газа представляют Лубненское газовое и Костелянское нефтяное месторождения, чьи залежи сосредоточены только в гранитах типа ранакви (пористость 0—22%), слагающих верхнюю часть выступа Богемского массива, и подпираются сильно минерализованной подошвенной водой хлор-натриевого состава, почти полностью насыщенной растворенным газом. Последний состоит преимущественно из метана с примесью гелия от 0,44 до 0,69%. Ни в разрезе гельвета, ни в разрезе осадочных толщ иного возраста здесь нет ни одной залежи нефти и газа. Стерильные на нефть и газ автохтонные отложения верхнего гельвета не только залегают на промышленно нефтегазоносных гранитах Богемского массива, но и примыкают к нему со всех сторон на его склонах, где пористость гранитов равна нулю, что установлено по керну из скважин. Иначе говоря, стерильные на нефть и газ отложения нижней части верхнего гельвета не только служат непроницаемой породой-покрышкой для нефтяной и газовой залежей в гранитах, но и создают непроницаемую сбoku преграду, исключая тем самым возможность латеральной миграции нефти и газа из любого их источника в осадочной толще, залегающей вниз по падению склонов Богемского массива [93, 221].

Все это и здесь отвергает органический генезис нефти и газа, свидетельствуя в пользу их абиогенной, мантийной природы. К этому можно добавить следующее. Разлом в Богемском массиве является очень важным структурным элементом, отделяя приподнятую часть с максимальной глубиной залегания кровли кристаллического фундамента около 2500 м от погруженной, где эта кровля находится на глубине более 6000 м. Данный глубинный разлом прослежен в Польше и Австрии. В последней он простирается до окрестностей г. Вильдендюрхбах. В штирийскую фазу складчатости на верхнегельветские отложения в районе Богемского массива надвинулись покровы Чехословацких Карпат до их Магурской зоны включительно. В течение же плиоцен-антропогенного времени в формировании Костелянско-Лубненского поднятия превалирующую роль сыграли поперечные тектонические разломы, и именно тогда по ним происходили здесь восходящая вертикальная миграция нефти и газа из подкоровой области, а также аккумуляция их в гранитах под непроницаемой покрышкой верхнегельветских отложений.

В породах кристаллического фундамента четырех эпиорогенно-рифтовых и трех кратогенно-рифтовых осадочных бассейнов Северной Америки залегают часть промышленных запасов нефти и газа восьми месторождений Кана-

ды и 29 — США. Все месторождения Канады располагаются в Западно-Канадском (Альбертском) нефтегазоносном бассейне, а США — в Анадаркском (Хьюгтон-Панхэндл и Эола-Робберсон), Вентурском (Гиперион, Лоундел и Плясерита-Каньон), Западном внутреннем (Бивер, Блюмер, Гейнз, Горхэм, Ивли, Крафт-Пруса, Морел, Орт, Отис-Альберт, Рингуолд, Трэп, Холл-Гарни, Чейз-Силика и Эллис), Лос-Анджелесском (Лонг-Бич, Пляйя-дель-Рэй, Терра-Белла, Уилмингтон, Уэст-Галф-Помхани и Эль-Сехундо), Пермском (Эпко) и Сан-Хоакинском (Керн-Ривер, Маунтин-Вью и Эдисон). Среди них имеются такие настоящие нефтяные и газовые гиганты или сверхгиганты, как Пис-Ривер (8,25 млрд.т нефти и 147,3 млрд.м³ газа) в Канаде, Хьюгтон-Панхэндл (2 трлн.м³ газа и 223 млн.т нефти), Уилмингтон (331 млн.т), Керн-Ривер (199 млн.т) и Лонг-Бич (125 млн.т) в США.

Не имея возможности подробно описать здесь все эти месторождения, остановимся, как и раньше, только на главном и наиболее ярком. Конечно, в Северной Америке привлекает внимание в первую очередь месторождение нефти и газа Пис-Ривер из-за своих огромных запасов. Именно от Пис-Ривер (западно-центральная часть провинции Альберта) до месторождения Ллойдминстер (запад провинции Саскачеван) простирается в виде дуги длиной 960 км и площадью 76,8 тыс.км² через Западно-Канадский эпиорогенно-рифтовый осадочный бассейн пояс тяжелой и вязкой нефти или, как его еще называют, пояс нижнемеловых "нефтяных" или "нефтегудронных песков" формации Мэнвилл. Его геологические запасы уникальны (162 млрд.т). Все нефти этого пояса имеют плотность от 1029 до 946 кг/м³, вязкость при температуре 15 °С — от $n=0,1$ до $n=1000$ Па/с, содержат много серы, азота и кислорода, будучи по своему характеру асфальтовыми.

Исследования изотопов серы, концентраций микроэлементов и соединений с высокой относительной молекулярной массой показали фундаментальное сходство нефтей из месторождений Пис-Ривер, Атабаска, Уобаска, Колд-Лейк, Боннивилл и Ллойдминстер. Правда, за исключением двух последних, нефти данных месторождений извлекаются из пласта нетрадиционными методами. Опытная промышленная разработка отдельных залежей доказала, что коэффициент нефтеотдачи нижнемеловых песков формации Мэнвилл зависит от способа добычи. Так, с применением закачки пара, поверхностно-активных веществ и органических растворителей в пласт этот коэффициент равен 0,3, с применением пилотных установок — до 0,5, а при внутрипластовом сжигании или же открытой разработке с экскавацией нефтяных песков и их переработкой на экстракционном заводе — даже до 0,93. Исходя из этого суммарные извлекаемые запасы нефти месторождений Пис-Ривер, Атабаска, Колд-Лейк, Уобаска, Боннивилл и Ллойдминстер считаются равными 41,2 — 49,5 млрд.м³ [173, 174, 259, 327, 349, 358].

Месторождение Пис-Ривер, содержащее около 147 млрд.м³ газа в отложениях миссисипия — мела, а также 8,25 млрд.т тяжелой и очень вязкой нефти в нижнемеловых песках формации Мэнвилл, докембрийской гранитной дресве — делювии и трещиноватых выступах кристаллического фунда-

мента, располагается примерно в 270 км северо-западнее г.Эдмонтон [249, 358]. Крупный разлом рассекает здесь кристаллический фундамент на два тектонических блока. Нефть в приподнятом блоке образует массивные залежи типа "нефтегудронных песков" в псефитовом делювии гранитов фундамента (кора выветривания). Этот делювий выклинивается к сводам палеоэрозийных и тектонических выступов на поверхности докембрийского фундамента, в которых зоны трещиноватости вмещают массивные залежи нефти, подпираемые подошвенной водой. Наоборот, в теле опущенного блока фундамента не содержится нефти, но на нем, экранируясь разломом, залегают в виде высокой, мощной насыпи, выклинивающейся вниз по падению, гранитный докембрийский псефитовый делювий, насыщенный промышленной нефтью ("нефтегудронные пески"), что видно на рис. 14. Покрышкой "нефтегудронных песков" в псефитовом гранитном делювии докембрия служат нефтеносный, "сухой" аркозовый базальный песчаник, являющийся псаммитовым докембрийско-среднедевонским делювием гранитов фундамента, и известняки комплекса Элк-Пойнт, тогда как покрывку над нефтяными залежами в зонах трещиноватости выступов фундамента слагают породы только среднедевонского карбонатного комплекса Элк-Пойнт.

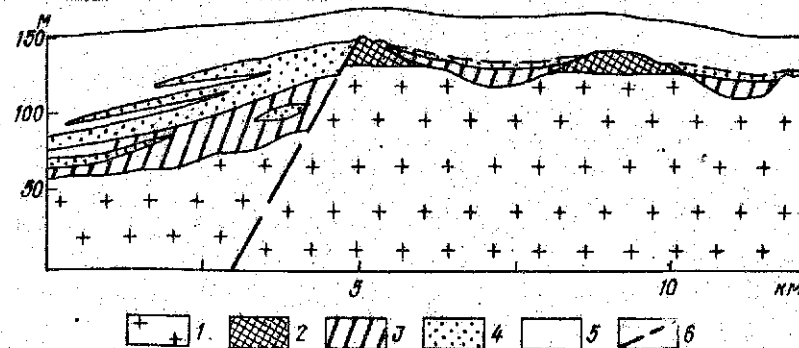


Рис. 14. Схема строения фундамента, базальной части осадочной толщи и нефтяных залежей на месторождении Пис-Ривер [323, 339]: 1 — граниты; 2 — промышленно нефтеносные зоны трещиноватости фундамента; 3 — промышленно нефтенасыщенная гранитная дресва (псефитовый делювий гранитов фундамента); 4 — аркозовый базальный песчаник докембрийско-среднедевонского возраста (псаммитовый делювий гранитов фундамента); 5 — среднедевонский карбонатный (вверху — песчаники) комплекс Элк-Пойнт; 6 — разлом

Откуда берет свое начало нефть гранитных выступов фундамента и псефитового гранитного делювия в Пис-Ривер? Поскольку карбонатный комплекс Элк-Пойнт здесь служит породой-покрывкой, миграция сверху вниз исключается. "Сухой", не содержащий нефти базальный аркозовый песчаник (псаммитовый делювий гранитов фундамента) тоже не может быть источником нефти, так как и этот песчаник является породой-покрыв-

кой. Кроме того, он развит локально, выклинивается по простиранию в отложениях Элк-Пойнт и по этой причине не подходит и для роли канала латеральной миграции нефти из любых "нефтематеринский" свит. Таким образом, остается одно: нефть пришла из ее глубинного, мантийного источника и именно по тому глубинному разлому, который показан на упоминавшемся профиле (см. рис. 14).

Конечно, условия залегания и генетическое родство тяжелых и вязких нефтей из кристаллического фундамента, псефитового гранитного делювия и нижнемеловых песков формации Мэнвилл на месторождении Пис-Ривер позволяют распространить абиогенную природу на все запасы нефти и газа в недрах данной площади, в том числе на запасы нефти в "нефтегудронных песках" формации Мэнвилл. И не только для Пис-Ривер, но и для "нефтегудронных песков" месторождений Атабаска, Уобаска, Колд-Лейк, Боннивилл и Ллойдминстер, поскольку и их нефти генетически родственны нефтям месторождения Пис-Ривер. Следовательно, весь пояс тяжелых и вязких нефтей, имеющий площадь 76,8 тыс. км² и простирающийся на 960 км через канадские провинции Саскачеван и Альберта, сформировался за счет абиогенной мантийной нефти, мигрировавшей в породы фундамента и осадочную толщу по глубинным и оперяющим их разломам. Иначе говоря, комплексно проанализированный выше фактический материал позволил нам доказать несомненную абиогенно-мантийную природу 162 млрд. т (геологические запасы) нефти этого пояса, находящегося в области форланда Западно-Канадского бассейна или, по-другому, погребенного (под маломощной осадочной толщей) западного склона Канадского щита.

И еще одно важное обстоятельство уже относительно возраста, размещения и активности глубинных разломов, а также времени миграции и аккумуляции нефти в данном поясе. Согласно данным работ [232, 340], в допалеозойское время западная часть Канадского щита и его западный склон, ныне являющийся фундаментом Западно-Канадского нефтегазоносного осадочного бассейна на территории западных провинций Альберта, Саскачеван и др., были разбиты на отдельные тектонические блоки-глыбы сетью глубинных разломов-сбросов. В палеозое — кайнозое эти блоки испытывали вертикальные и горизонтальные перемещения вследствие проявления здесь каледонской, варисийской и кайнозойской (в том числе альпийской) фаз диастрофизма. Иначе говоря, все упомянутые разломы неоднократно подвергались омолаживающей реактивизации, причем современные движения этих блоков по омолаженным реактивизированным древним разломам четко отражены в последледниковой дренажной сети. Разлом III (рис. 15) протрассирован от бух. Ранкин в Гудзоновом заливе (на востоке) через площадь "нефтяных песков" месторождений Атабаска и Пис-Ривер вплоть до передовых хребтов Скалистых гор (на западе). С этим дизъюнктивным глубинным структурным элементом должны быть связаны и нижнемеловые пески формации Мэнвилл и содержащаяся в них тяжелая и вязкая нефть месторождений Атабаска и Пис-Ривер, как пишет Дж.К.Спрул [340].

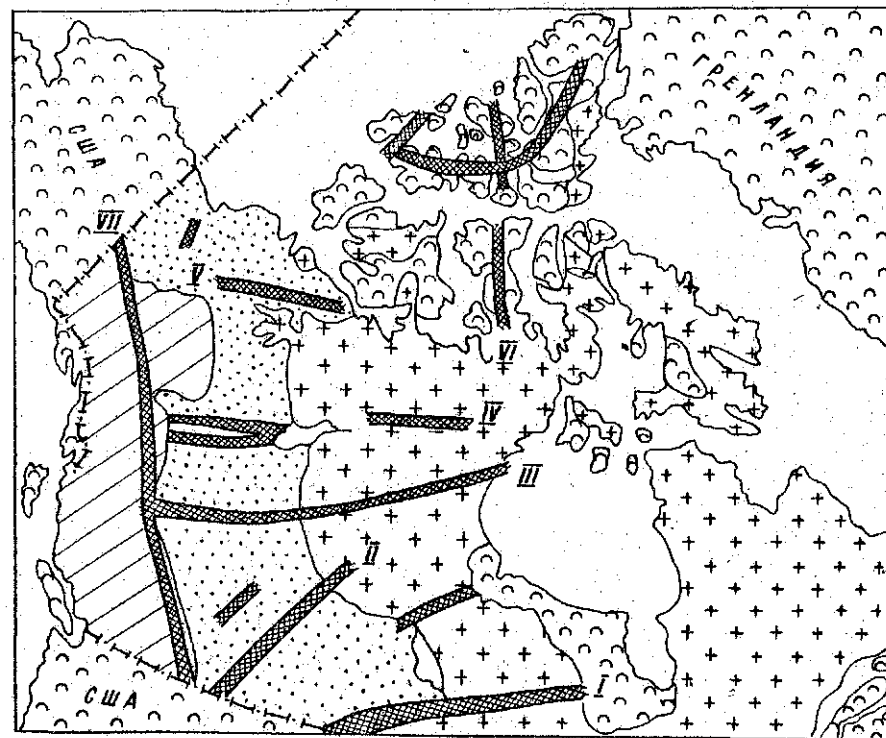


Рис. 15. Глубинные разломы Западной Канады [340]:
1 — кристаллические породы Канадского щита; 2 — Западно-Канадский осадочный бассейн; 3 — ороген Скалистых гор; 4 — смежные территории; 5 — глубинные разломы (I, III, IV, V — главные поперечные, II — диагональный, VI и VII — главные продольные)

Сбросы I — V (см. рис.15) упираются на западе в глубинный разлом, проходящий вдоль Скалистых гор и представляющий собой здесь северную часть Кордильерского кайнозойского рифтового пояса, т.е. северную, вышедшую на сушу из Калифорнийского залива часть Восточно-Тихоокеанского океанического рифтового пояса [120]. Кордильерский рифтовый пояс активен и ныне, что доказывается подвижками по сбросо-сдвигу Сан-Андреас, современными землетрясениями в шт. Калифорния и недавним грозным и мощным извержением вулкана Сент-Элен в шт. Орегон. Все это вместе взятое позволяет не только датировать миграцию и аккумуляцию нефти в нижнемеловых песках месторождений Атабаска, Пис-Ривер, Уобаска и Колд-Лейк третично-четвертичным временем, но и объяснить наличие в этих нефтяных спорово-пыльцевых комплексах более древнего облика захватом последних из более древних пород нефтью в процессе ее миграции на пути

от глубинного, мантийного источника до места аккумуляции в осадочной толще.

Как установлено исследованиями, выполненными в процессе опытной разработки "нефтяных песков" месторождений Атабаска, Пис-Ривер и Колд-Лейк, их нефть отнюдь не продукт выветривания. Это просто нефть с очень высокой температурой застывания. Другими словами, чтобы насытить, например, нижнемеловые пески, эта нефть должна быть жидкой, т.е. нагретой до очень высокой температуры, которую могла ей дать только верхняя мантия Земли — глубинный абиогенный источник. Охлаждению нефти в момент ее аккумуляции в холодных неглубоких (0 — 600 м) недрах осадочной толщи способствовала и дегазация, отделение от нее природного газа, 147 млрд. м³ [249] которого, например, ныне залегают в миссисипско-меловом осадочном комплексе месторождения Пис-Ривер.

В недрах Мидконтинента погребенные горы Амарильо простираются на расстояние 320 км от гранитных гряд Вичитских гор в шт. Оклахома через Техасский Панхэндрл в шт. Новая Мексика и сложены докембрийскими гранитами, диоритами и гнейсовидными гранитами [309]. Погребенный рельеф гор Амарильо характеризуется разницей в отметках, местами достигающей 763 м, и несогласным перекрытием аркозами, доломитами и красноцветами пенсильвания, перми и триаса. На глубинах от 458 до 1068 м вдоль длинной оси гор Амарильо разведаны месторождения газа, а вдоль их склонов — нефтяные месторождения или залежи, в которых часть добычи нефти и газа поступает из аркозов и выветрелых гранитных пород (кора выветривания), включая уцелевшие во время палеоэрозии гранитные глыбы, а также из жил и трещин в очень слабо выветрелых или совершенно свежих гранитах. Остановимся вкратце на условиях залегания нефти и газа на месторождении Хьюгтон-Панхэндрл, как наиболее крупном из упомянутых выше.

На 1.1.67 г. накопленная добыча газа на этом месторождении достигла 1663 млрд. м³, а нефти — 155,9 млн. т, когда эксплуатировалось 11827 и бурилось около 20 новых скважин в месяц. Данные о геологическом строении и условиях залегания этих горючих ископаемых базируются на результатах исследований 20 000 скважин, давших нефть и газ и пробуренных с момента открытия месторождения. Промышленный газ здесь первой дала скв. 1-Мастерсон-С, фонтанировавшая из риолита докембрийского фундамента с глубины 730,5 м в декабре 1918 г. газом с дебитом 150 тыс. м³/сут. Как и газ, промышленная нефть этого месторождения сначала была выявлена не в осадочной толще, а в породах фундамента скв. 2-Барнетт, которая в мае 1921 г. дала нефтяной фонтан с дебитом 27 т/сут из "переотложенных гранитов" (кора выветривания). В 1950 г. после ремонта и переоборудования забоя дебит газа в скв. 1-Мастерсон-С увеличился до 450 тыс. м³/сут, в 1967 г. он достигал 232 тыс. м³/сут, а в 1970 г. — 30 тыс. м³/сут, так что за более чем 50-летний период эксплуатации эта скважина дала из риолита накопленную добычу газа более 290 млн. м³.

На месторождении Хьюгтон-Панхэндрл длиной 490 км и шириной 13 — 91 км площадь промышленной нефтегазоносности отложений перми, карбона и пород кристаллического фундамента составляет более 20 тыс. км², а начальные суммарные разведанные извлекаемые запасы — 2 трлн. м³ газа и 223 млн. т нефти. Продуктивная на нефть и газ толща представлена пермскими известняками и доломитами серии Уолфкемп, отложениями верхнего пенсильвания, аркозами и "переотложенными гранитами", а также невыветрелыми, но трещиноватыми докембрийскими гранитами, диоритами, риолитами и диабазами. Промышленные скопления нефти и газа во всех этих породах характеризуются взаимной гидродинамической сообщаемостью, одинаковым начальным пластовым давлением 2,9 МПа (аномально низкое), единым наклонным флюидным контактом (его смещение по вертикали 375 м), пересекающим границы всех продуктивных отложений (в том числе ангидриты и ангидритовые доломиты формации Вичито), и динамическим напором пластовых вод, движущихся на это огромное скопление нефти и газа вниз по падению с северо-запада на юго-восток.

Участок погребенных нефтегазоносных гранитных гор Амарильо представляет собой горст, со всех сторон обрубленный разломами. Он расположен в недрах канзасских округов Хартли, Мур, Хатчинсон, Грей, Уилер, Олдхэм, Поттер, Карсон, Донли и Коллингеурт. Амплитуды этих разломов непостоянны, но в направлении от восточной части округа Карсон до восточной окраины округа Уилер амплитуда разлома увеличивается от 1500 до 5400 м. Центральная часть погребенных гор Амарильо в недрах округа Грей осложнена дизъюнктивными грабенами Лефорс и Дип-Лейк, заполненными синклинально залегающими промышленно нефтегазоносными продуктами денудации гранитов (кора выветривания). Газонефтяной и водонефтяной контакты и здесь наклонные, а покрывкой нефти и газа служат синклинально залегающие пермские доломиты формации Уолфкемп. Имеется много мест вдоль свода поднятия, в которых основная часть коллекторских доломитов формаций Браун и Уайт, а также "аркозовых доломитов и аркозовых известняков" и "переотложенных гранитов" (кора выветривания) плотная и не содержит ни нефти, ни газа, ни воды. По периферии этого нефтегазового скопления там, где нефтегазоносными коллекторами служат песчаники, поровые пространства выполнены солью и ангидритом. Природный газ месторождения Хьюгтон-Панхэндрл содержит гелий и радон. Концентрация гелия находится в пределах 0,2 — 0,5 % (в куполе Буш — 1,86 %). Это месторождение является главным источником добычи в США гелия [138, 301, 317].

Какова природа здесь нефти и газа? Толщи, содержащие эти горючие ископаемые, не являются, по свидетельству самих американских геологов и геохимиков, нефтегазоматеринскими. Ступенчатая латерально-вертикально-латеральная миграция вверх по восстанию из залегающих глубже отложений нижнего карбона, девона, ордовика, силура и кембрия также исключается: на большей части месторождения коллекторские толщи залегают почти горизонтально в виде очень пологой региональной моноклинали, а газовые зале-

жи удерживаются вверх по восстанию этой моноклинали гидродинамическим экраном. Поскольку напорные воды движутся в пластах вниз по их падению, создавая упомянутый гидродинамический экран, это делает невозможной латеральную миграцию нефти и газа вверх по восстанию, т.е. навстречу текущим водам. Соль и ангидрит, выполняющие поровые пространства вдоль периферии (в основном вниз по падению), также являются барьером, исключая латеральную миграцию нефти и газа вверх по восстанию из участков, расположенных вниз по падению.

Так, внимательный анализ условий залегания нефти и газа на этом месторождении подсказывает единственно возможный ответ: нефть и газ здесь имеют только абиогенный, мантийный источник, откуда они пришли по разломам, окаймляющим южную горстовидную половину месторождения. Это подтверждается и очень высоким содержанием в его газе гелия: концентрация, в среднем равная 0,5 %, означает, что запасы гелия равны 10 млрд. м³.

В Южной Америке также можно указать несколько месторождений, у которых часть запасов нефти приходится на долю пород фундамента двух кратогенно-рифтовых (Сержип-Алагуашский и Восточно-Венесуэльский) и трех эпигоргенно-рифтовых (Некенский, Маракайбский и Фальконский) осадочных бассейнов. В первом из них находятся месторождения Кармополис, Риашуэлу и Сиризинью, во втором — нефтяной пояс Ориноко, в третьем — Чальяко, в четвертом — Мара, Тотумо и Ля-Пас, а в пятом — морское месторождение нефти и газа Ля-Веля. Важным обстоятельством является то, что пять из них классифицируются как подлинны гиганты и супергиганты. Это нефтяные месторождения Кармополис (159 млн.т) в Бразилии, Ля-Пас (260 млн.м³), Мара (121 млн.м³), нефтяной пояс Ориноко (425 — 470 млрд.т.) и Ля-Веля (54 млн.т нефти и 42 млрд.м³ газа) в Венесуэле.

Вдоль северного края Гвианского щита и южного борта Восточно-Венесуэльского бассейна простирается крупнейшее в мире скопление нефти — нефтяной пояс Ориноко. Его геологические запасы оцениваются в 425 — 470 млрд.т, площадь нефтеносности, равная 42 тыс.км², прослежена в основном по левому берегу р.Ориноко (в нижнем течении) почти на 700 км в длину при ширине 50 — 80 км. Наименьшая часть запасов данной нефти характеризуется плотностью 966 кг/м³, более значительная часть — 966 — 1000 кг/м³, а наибольшая часть — 1000 — 1015 кг/м³. Несмотря на это, в пластовых условиях она подвижна из-за необычно высоких температур, существующих здесь вдоль глубинного разлома в недрах осадочной толщи, максимальная глубина залегания которой всего 1000 м. Сейчас в нефтяном поясе Ориноко находятся в пробной эксплуатации 15 скважин, которые естественно фонтанируют нефтью из 20 различных продуктивных горизонтов. Дебиты фонтанов этой тяжелой нефти в пересчете на один продуктивный горизонт находятся в пределах 8 — 95 м³/сут, а каждая скважина может иметь до десяти таких горизонтов. Даже самая тяжелая нефть (1015 кг/м³) данного пояса естественно фонтанирует из скважин с дебитами 8—80 м³/сут в зависимости от мощности продуктивного горизонта.

Полагают, что коэффициент нефтеотдачи в нефтяном поясе Ориноко зависит в основном от технологии добычи, а энергия естественного вытеснения нефти из пласта обеспечится за счет режима растворенного газа и уплотнения коллектора. В сочетании с циклической закачкой пара в пласт режим растворенного газа даст нефтеотдачу около 8 %, но можно достичь и 24 % геологических запасов нефти этого пояса, если эффект от уплотнения коллекторов также окажется значительным.

Для уточнения запасов нефти и подготовки их в 1983 г. к разработке государственная нефтяная фирма "Петровен" начала с середины 1979 г. широкую поисково-разведочную кампанию, в ходе которой будет получено около 16 тыс. км сейсмопрофилей и пробурено около 250 скважин. На базе этих работ планируется ускоренно закончить разработку двух проектов. Один из них нацелен на добычу к 1988 г. 19875 м³/сут подготовленной, очищенной от примесей нефти с участка, расположенного в шт.Монагас, а второй — на добычу 11925 м³/сут неочищенной нефти с площади, находящейся в южной части шт.Ансуатеги. Природные нефти пояса Ориноко очень вязкие, содержат много металлов (например, концентрации никеля и ванадия достигают 0,02 — 0,05 %) и поэтому требуют предварительной очистки и подготовки, иначе они непригодны для обычных нефтеперерабатывающих заводов. С января 1980 г. фирма "Петровен" выполняет еще одну программу бурения, чтобы к 1984 г. закончить 380 скважин, оценить наиболее перспективные, околонтреугольные площади и более точно определить те участки, где будет начата разработка нефтяных залежей. В целом же Венесуэла составила специальный комплексный план и осуществляет по нему ряд мероприятий для достижения в нефтяном поясе Ориноко к 2000 г. добычи нефти, равной 158990 м³/сут [357].

Континентальный каркас в области нижнего течения р.Ориноко и к северу от нее состоит из трех опорных геотектонических структурных элементов — Гвианского щита или кратона на юге, Карибского массива, затопленного в третичный период Карибским морем, на севере и находящегося между ними более или менее мобильного пояса тектогенов. Одним из таких элементов является Восточно-Венесуэльский бассейн, обладающий многими характерными чертами пограничного кратонического рифта. На его пологом южном борту в области нефтяного пояса Ориноко тяжелая и вязкая нефть залегает в литологических ловушках не только верхнетретичных и меловых песков, но и в домеловых породах, которые представлены гранитным делювиом, гранитами и гранодиоритами Гвианского щита [51]. Все коллекторы псаммито-песчистого облика поздне-третичного, мелового и докембрийского возрастов здесь неконсолидированы; а их уплотнение будет оказывать значительное влияние на поддержание пластового давления и вытеснение нефти из пласта [238].

Маракайбский нефтегазоносный бассейн, являющийся эпигоргенной рифтовой депрессией межгорного типа, также располагается в поясе тектогенов. В северо-западной части этого бассейна находится ныне заброшенное нефтяное месторождение Тотумо, дававшее в тридцатые годы нефть из ин-

грузивных и эффузивных пород фундамента. На месторождении Тотумо было 13 скважин, но самой удачной оказалась скв. 3, фонтанировавшая нефтью плотностью 922 кг/м^3 с дебитом $318 \text{ м}^3/\text{сут}$ и давшая накопленную добычу 12879 м^3 .

В 45 км северо-восточнее Тотумо на поднятии Ля-Пас нефть вначале добывалась из трещиноватых и кавернозных известняков формаций Ля-Люна и Когольо мелового возраста, причем наиболее высокодебитными были скважины на гребне антиклинали, где наблюдалась наибольшая трещиноватость данных коллекторов. В связи с этим возникло логичное предположение, что и интенсивно дислоцированное ядро поднятия фундамента, состоящее из изверженных и метаморфических пород, также может быть промышленно нефтеносным, а его система трещин служит дренажной системой как для пород фундамента, так и для залегающих выше известняков.

В 1948 г. здесь впервые в мире специально для поиска нефтяной залежи в кристаллическом фундаменте было начато бурение скв. 97-П, которая прошла по нему 109 м, но не было обнаружено даже нефтепроявлений. И скв. 62-П, в 1949 г. прошедшая 18,3 м по фундаменту, не встретила в нем никакой нефти. К 1952 г. были подсчитаны запасы нефти месторождения Ля-Пас на базе уравнения материального баланса, в результате чего выяснилось, что подсчитанный по такому методу объем нефти намного больше подсчитанного объема коллектирующей емкости известняков. Это дало новое обоснование поиску нефти в фундаменте. В 1953 г. было закончено бурение скв. 86-П общей глубиной 2711 м, ее проходка по фундаменту составила 332 м. Известняки были изолированы технической колонной, а испытанные через фильтр породы фундамента дали фонтан нефти плотностью 855 кг/м^3 с дебитом $620 \text{ м}^3/\text{сут}$. После этого на фундамент здесь было пробурено еще 12 скважин со средней проходкой по его породам 503 м и максимальной — около 942 м. Средний начальный дебит нефти из скважин составлял $572 \text{ м}^3/\text{сут}$, тогда как максимальный достигал $1828 \text{ м}^3/\text{сут}$. Четыре скважины оказались почти "сухими": они давали очень незначительную добычу нефти.

На месторождении Мара, находящемся в 10 км северо-восточнее месторождения Ля-Пас, но в той же структурной зоне, под влиянием таких успешных результатов специально на фундамент была пробурена скв. 22-ДМ. Она прошла по фундаменту 332 м и фонтанировала из него нефтью плотностью 876 кг/м^3 с начальным дебитом $223 \text{ м}^3/\text{сут}$. Солянокислотная обработка пород фундамента увеличила ее дебит нефти до $955 \text{ м}^3/\text{сут}$. После этого разными фирмами было пробурено также специально только на фундамент 29 скважин. Их средняя проходка по фундаменту составляла 580 м, а максимальная, приходящаяся на непродуктивную скв. 4-ДМ, достигала 1135 м. Средний начальный дебит нефтяных фонтанов только из пород кристаллического фундамента составлял $430 \text{ м}^3/\text{сут}$, а максимальный — $2703 \text{ м}^3/\text{сут}$. Так фонтанировала на месторождении Мара скв. 12-ДМ, в которой известняки мелового возраста оказались "сухими".

Судя по немногочисленным кернам, фундамент в центральной части месторождений Мара и Ля-Пас сложен в основном раздробленными и метаморфизованными изверженными породами с зонами интенсивной милонитизации, а на крыльях — кислыми изверженными породами — от грубозернистых двуслюдяных гранитов через роговообманковые граниты до гранодиоритов и диоритов. В некоторых скважинах встречены также фельзиты, пегматиты, андезиты и порфириды, интродуцированные в граниты. Несмотря на совершенно невыветрелые изверженные породы фундамента, проходка по ним на глубине 2440 — 2745 м оказалась неожиданно высокой — в среднем более 7,6 м на одно долото. Максимальная же проходка по породам фундамента здесь достигла 12,2 м на одно долото, что, по нормам для роторного бурения в 1950-х годах, действительно было неплохим показателем. По-видимому, это отчасти обусловлено трещиноватостью и милонитизацией пород фундамента, поскольку уменьшение диаметра ствола скважин, обвалы и прихват бурильных труб происходили гораздо чаще, чем следовало бы ожидать в однообразной, неразуплотненной толще изверженных пород. В кернах последних наблюдалась интенсивная и преимущественно вертикальная трещиноватость, однако нельзя не отметить, что вынос керна был плохим. Измерения в эксплуатирующихся скважинах пластовых давлений показали, что коллекторы (известняк и фундамент) разобщены. Начальное пластовое давление в фундаменте на глубине 2745 м составляло 30,9 МПа (т.е. было аномально высоким). Почти таким же было начальное пластовое давление на аналогичной глубине и для известнякового коллектора нефти. Сейчас эти давления понизились — в известняке до 14,9, а в фундаменте — до 28,5 МПа.

Изменение давления способствует выделению CO_2 и отложению карбоната кальция, который образует вторичный "цемент", запечатывающий поры, трещины и каверны. Из самой верхней, кровельной части кристаллического фундамента ни на месторождении Мара, ни на месторождении Ля-Пас не получено никакой нефти из многих скважин, прошедших в фундаменте по 6 — 6,5 м. Таким образом, верхняя часть фундамента здесь сама играет роль породы-покрышки, эффективность которой усиливается сильной цементированностью "базального песчаника" (т.е. коры выветривания), пачкой мергеля и глинистого сланца мощностью 27,5 м, залегающей на 76 м выше кровли фундамента.

Установлена практическая идентичность нефти из фундамента и известняковых коллекторов мелового возраста как на месторождении Мара, так и на месторождении Ля-Пас, т.е. образование всех этих залежей в фундаменте и осадочной толще за счет одного источника. Тем не менее указанные коллекторы частично изолированы друг от друга и независимы, что кажется удивительным, если иметь в виду их интенсивную трещиноватость. Влияние систем трещин на продуктивность скважин на месторождениях Ля-Пас и Мара при разработке их нефтяных залежей и в фундаменте, и в осадочной толще бесспорно: скважины, в которых при бурении наблюдалась наибольшая потеря циркуляции бурового раствора, дают и наибольшую добычу нефти,

тогда как скважины, в которых не было потери циркуляции, не дали никакой нефти.

Правда, при проходке фундамента не было потерь циркуляции такого масштаба, как при бурении в известняковом коллекторе, и интенсивная трещиноватость, наблюдавшаяся в ядрах из фундамента, не может служить реальным критерием высокой его продуктивности. Дело в том, что кривые для пластовых и забойных давлений в фундаменте не типичны для высокопродуктивных трещиноватых толщ, как в известняке мелового возраста, где пересечение скважиной только одной трещины может обусловить ее высокий дебит. Кривые восстановления давления в фундаменте более типичны для гомогенных толщ, поэтому кажется, что трещиноватость в фундаменте более равномерная, чем в нефтеносном известняке. В 1956 г. только из пород фундамента на месторождениях Ля-Пас и Мара добывалось 12720 м³/сут нефти, причем ее суммарные начальные извлекаемые запасы в первом — 260, а во втором — 121 млн.м³ [253, 331].

Итак, среди 267 промышленных месторождений нефти и газа за рубежом, содержащих часть их запасов в породах кристаллического фундамента осадочных бассейнов, два газовых, три нефтегазовых и 16 нефтяных являются очень крупными. Это Джиджеалпа (140 млрд.м³ газа) в Австралии и Хатейба (340 млрд.м³ газа) в Ливии, Пис-Ривер (147 млрд.м³ газа и 8,25 млрд.т нефти) в Канаде, Хьюгтон-Панхэндр (2 трлн.м³ газа и 223 млн.т нефти) в США и Ля-Веля (42 млрд.м³ газа и 54 млн.т нефти) в Венесуэле, Джатибаранг (90 млн.т нефти) в Индонезии, Зарзантин (173 млн.м³ нефти) в Алжире, Амаль (673 млн.м³ нефти), Ауджила и Нафора (208 млн.м³ нефти), Бу-Аттифель (102 млн.м³ нефти), Дара (114 млн.м³ нефти), Рагуба (165 млн.м³ нефти) и Сарир (1339 млн.м³ нефти) в Ливии, Керн-Ривер (200 млн.м³ нефти), Лонг-Бич (148 млн.м³ нефти) и Уилмингтон (382 млн.м³ нефти) в США, Кармополис (159 млн.т нефти) в Бразилии, нефтяной пояс Ориноко (470 млрд.т нефти), Ля-Пас (260 млн.м³ нефти) и Мара (121 млн.м³ нефти) в Венесуэле.

Если принять во внимание, что извлекаемые запасы нефти месторождения Пис-Ривер около 4,95 млрд.т, а нефтяного пояса Ориноко — около 282 млрд.т, то суммарные начальные извлекаемые запасы только перечисленных здесь крупных зарубежных месторождений abiогенного газа равны 2669 млрд.м³ и abiогенной нефти — 290584 млн.т. К этому необходимо добавить извлекаемые начальные суммарные запасы пояса тяжелой нефти канадских провинций Альберта — Саскачеван, равные как минимум 50000 млн.т (геологические — 163000 млн.т), поскольку abiогенная природа нефти и этого пояса была доказана выше. Тогда суммарные извлекаемые запасы за рубежом abiогенной нефти будут определяться в 340584 млн.т и газа — в 2669 млрд.м³. А ведь в этих цифрах не учтены извлекаемые запасы нефти и газа таких месторождений нашей страны, как Казанское, Лугинское, Мьльджинское, Пунгинское, Советско-Соснинско-Медведовское и Южно-Черемшанское в Западной Сибири, Ачакское и Гугуртлинское в Сред-

ней Азии, где данные горючие ископаемые частично также залегают в породах кристаллического фундамента.

Конечно, промышленная нефтегазоносность пород кристаллического фундамента осадочных бассейнов не исчерпывает полностью проблему происхождения нефти и газа. Одним из серьезнейших доказательств только abiогенной, мантийной природы нефти и газа всех земных недр являются нефтегазопоявления различного вида и масштаба, приуроченные к изверженным и метаморфическим образованиям древнейших щитов в условиях полного отсутствия осадочных пород. Именно такие нефтегазопоявления локального и регионального характера имеются на австралийских, Алданском, Африканском, Балтийском, Бразильском, Гвианском, Канадском и Украинском щитах (рис. 16). Остановимся вкратце только на наиболее интересных и важных примерах.

Региональная нефтегазоносность изверженных пород установлена на Кольском п-ове, где зарегистрированы интенсивные газопоявления в виде выбросов промывочной жидкости и фонтанирования из первичных микро-трещин и межминеральных поровых каналов в щелочных основных и ультраосновных породах, залегающих среди архейских гнейсов и других магматических и метаморфических образований и вскрытых разведочными скважинами. В этом газе из хибинитов, рихсчорритов, ийолитов, малинитов и уртитов содержится (в л/т): метана — 9,37 — 49,2, этана — 0,37 — 1,40, пропана — 0,016 — 0,23, бутана — 0,001 — 0,021, установлено присутствие пентана и гексана. Из газовой-жидкостных включений в таких породообразующих минералах, как нефелин, эвдиалит, сфен, эгирин, альбит и апатит, представленных 74 образцами, также выделен газ с содержанием (в л/т): метана — 0,99 — 54,02, этана — 0,02 — 1,44, пропана — 0,01 — 0,24 и бутана — до 0,05. Кроме того, во всех изверженных породах Хибинского массива установлено наличие черного вазелиноподобного битума, для которого ¹²C/¹³C равно 91,70 (у природных нефтей ¹²C/¹³C лежит в интервале 91,0 — 91,8).

Газоносными на Кольском п-ове оказались и изверженные породы Ловозерского массива. В газе, выделяющемся из микротрещин в фойяитах, луйвритах и ювитах, содержится (в л/т): метана 6,75 — 27,33, этана — 0,45 — 1,27, пропана — 0,32 — 0,85 и бутана — до 0,008. Помимо этого, из первичных микротрещин в мельтейгитах, ийолитах и турьяитах, вскрытых разведочными скважинами в Салмагорском массиве, выделялся газ, в котором содержится (в л/т): метана — 1,74 — 5,32, этана — 0,07 — 0,36, пропана — до 0,01 [135]. К этому уже можно добавить и некоторые данные по бурящейся в Печенгском районе скв. СГ-3. Достигнув глубины 10780 м, она вскрыла вулканогенные образования (0 — 6800 м) и гранитный слой (6800 — 10780 м) возрастом 2,5 — 2,7 млрд.лет с пластовой температурой 180°С (вместо 100°С) на глубине 10 000 м. На глубине 4500 — 8000 м залегают волновод — зона с низкими сейсмическими скоростями, в пределах которой в интервалах 4500 — 4600 и 6000 — 6500 м вскрыты зоны раздробленных изверженных пород. Одна из ранее выявленных зон разуплотнения залегают в подошве интервала

1600 — 1800 м, содержащего сульфидные руды с промышленными концентрациями меди и никеля. В скв. СГ-3 на глубине 6500 м выявлены родник природного рассола, а также гелий, водород, азот и углеводороды, что свидетельствует о непрерывных циркуляциях минерализованных растворов по мощным зонам разломов в сверхглубинных недрах Балтийского щита [48, 77].

Породы Хибинского щелочного массива можно разделить на две группы по температурным условиям их формирования [63]. К первой группе относятся хибиниты, ливочорриты и фойяиты, поскольку температура начала кристаллизации магматических расплавов, породивших эти породы, равна 1085 — 1100°С, а ко второй группе — рисчорриты, ийолит-уртиты и апатит-нефелиновые породы, образовавшиеся при температуре 1100 — 1200°С. Хибинский массив располагается в зоне тектонического контакта архейских гранито-гнейсов и протерозойских вулканогенных пород и представляет собой многофазный конический интрузив, сложенный от периферии к центру кольцевыми телами щелочных и нефелиновых сиенитов, массивных хибинитов, трахитоидных хибинитов, рисчорритов, уртит-мельтейгитов, апатит-нефелиновых пород, ливочорритов и фойяитов, изотопный возраст которых 300 — 400 млн. лет. В Хибинском массиве наблюдаются не выходящие за рамки типичных аутометасоматических преобразований магматических пород проявления альбитизации, микроклинизации, содалитизации, канкринитизации, натролитизации, эгеринизации, амфиболитизации, биотитизации, укрупнения структуры — порфиробластез нефелина и разрастание пертитов. Температуры протекания этих процессов укладываются здесь в интервал 500 — 700°С. Приуроченность Хибинского массива к зоне тектономагматической активизации на Балтийском щите обусловила поступление щелочной магмы (характерной для рифтовых и палеорифтовых зон) по глубинному разлому, уходящему в подкоровую область, и все многообразие пород массива дала первичная базальтовая магма в процессе своей эволюции.

Огромный объем данной магмы, сформировавший Хибинский и Ловозерский массивы, мог поступить лишь непосредственно из мантии [26]. Это подтверждается и тем, что первичным углеродом газов из газовой-жидкостных включений в изверженных породах Хибинского, Ловозерского и Салмагорского массивов был углерод мантии [136]. И хотя упоминавшиеся выше содержания углеводородных газов в изверженных породах Кольского п-ова сами по себе невелики, они являются индикаторами не только первичной газонасыщенности мантии, но и огромного суммарного количества углеводородных газов, которое можно получить умножением их средних концентраций на массу Хибинского, Ловозерского и Салмагорского плутонов. То же справедливо и для суммарного количества черного вазелиноподобного битума, столь часто встречающегося в изверженных породах Кольского п-ова. Так, в совершенно ином свете предстают факты минералогического значения, если не забывать об их региональном и закономерном распространении по разрезу и площади.

Породы, слагающие Украинский щит, обладают в той или иной форме региональной метаноносностью. Наличие метана установлено, например, в составе газовой-жидкостных включений минералов из пегматитосодержащих гранитов Коростенского плутона. Здесь отношение $^{12}\text{C}/^{13}\text{C}$ газов равно 9,28 — 92,15. В газовой-жидкостных включениях в дымчатом лабрадорите пегматитов Корсунь-Новомиргородского плутона, сложеном кварцитами, габбро-лабрадоритами, гранитами рапакиви и гибридными щелочными породами, газовая фаза характеризуется высоким (до 50 %) содержанием метана, а жидкая — высоким насыщением солями, в том числе хлоридом натрия. Концентрация метана в составе газовой-жидкостных включений пегматитовых и кварцевых жил, а также графитосодержащих кварцитов, залегающих на Завальевском графитовом месторождении среди гнейсов, составляет 1,5 — 10,0 %. Отношение $^{12}\text{C}/^{13}\text{C}$ этого метана равно 91,73, данный метан обогащен легким изотопом углерода по сравнению с содержащимся вместе с ним CO_2 , отношение $^{12}\text{C}/^{13}\text{C}$ которого равно 90,24 [76]. Еще интереснее данные по Криворожскому железорудному бассейну, также расположенному на Украинском щите. Во время проходки горных выработок на шахтах бассейна многократно наблюдались притоки горючего газа, приводившие в ряде случаев к его аварийным вспышкам. Анализы газа показали, что в нем содержится до 80 % метана и до 3,93 % тяжелых углеводородов [169].

За рубежом в этом отношении привлекает внимание участок Канадского щита, расположенный в районе оз.Верхнее. Здесь, в провинции Онтарио, при углублении шахты "Андерсилмай" на уникально богатом месторождении самородной меди в трещинах и миндалинах кристаллических пород был встречен исходящий по сбросу пульсирующий приток метана и насыщенного хлоридом натрия природного рассола с аномально высоким пластическим давлением (8,1 МПа на глубине 510 м), а на руднике "Сентрал Патрисия" — обильные выделения метана из архейских кристаллических пород, также содержащих промышленные медные руды. В течение 10 лет здесь зарегистрировано 135 вспышек или взрывов этого газа [348]. Еще более обильными выделениями горючего газа характеризуются докембрийские породы Африканского щита в горнорудном районе Витватерсранд (ЮАР), где разрабатываются ураново-золотые месторождения, приуроченные к архейским породам, которые заполняют древний грабен. В одном из здешних рудников к 1958 г. было зарегистрировано более 190 внезапных выделений углеводородных газов, а общее их количество, выносимое при вентиляции ураново-золотых рудников и из буровых скважин, превышает 500 млн.м³/год [246]. Если этот газ выделялся постоянно с одним и тем же дебитом, то за 1 млн лет его должно было бы здесь выделиться более 500 трлн.м³, а за все время, истекшее с конца архея (2600 ± 100 млн. лет), — более 2600·500 трлн.м³, т.е. более 13 · 10⁵ трлн.м³ (!?).

К этому необходимо добавить следующее. В шт.Санта-Катарина Бразилии пустоты в лишенном трещин и невыветрелом базальте, прорывающем

кристаллические породы Бразильского щита, заполнены жидкой нефтью, что согласно заключению С.Пауэрса [309], известного в прошлом сторонника органического генезиса нефти, бесспорно свидетельствует в пользу присутствия в расплавленной магме нефти, которая не разрушилась и при магматических процессах. То же установлено и в Норвегии, где на площади Арендаль, не имеющей нигде вокруг даже на дальних подступах осадочных пород, в дайках долеритов (температура кристаллизации более 1000°C), секущих архейские гнейсы Балтийского щита, пустоты диаметром до 1 см заполнены жидкой нефтью, состоящей из нормальных парафиновых углеводородов от C_{10} до C_{22} с некоторой примесью разветвленных, т.е. изопреноидов. Согласно анализам У.Д.Эванса, Р.Д.Нортон и П.С.Купера, это несомненно абиогенная нефть [224]. Конечно, следует помнить, что аналогичных примеров множество. По ним давно имеется богатая и разнообразная литература, но, к сожалению, большая ее часть представляет собой специализированную периодику, издающуюся в разных странах, что затрудняет ее доступность.

ГЛАВА III

КОСМОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ АБИОГЕННОЙ ПРИРОДЫ НЕФТИ И ГАЗА

Известно, что в газовой-пылевой среде, заполняющей межзвездное пространство, содержатся молекулы (радикалы) CN и CN . В 1972 г. австралийские астрономы наблюдали на расстоянии 30000 световых лет от Земли огромное облако, состоящее из аминокислот и белка. Значение этого факта велико, так как следы существования абиогенных углеродсодержащих веществ обнаружены в той части нашей Галактики, где еще только происходит образование новых звезд и планет [274]. Наблюдаются молекулы CN , CN , C_2 и в спектрах относительно холодных звезд, в атмосфере которых согласно теоретическим расчетам, должны содержаться также молекулы CO , OH и NH в количестве, на несколько порядков меньшем, чем молекулярный водород H_2 [108, 315].

Лабораторные исследования спектров сложных молекул показали наличие в атмосферах комет таких взвешенных, абиогенных органических соединений, как синильная кислота (HCN), метиловый эфир тиоциановой (CH_3SCN) и изотиоциановой (CH_3NCS) кислот, этиловый эфир изоциановой кислоты ($\text{C}_2\text{H}_5\text{NCO}$), меркапид (CH_3S) и кислотный остаток изоциановой кислоты (NCO), а также радикалы — формил (HCO), карбоксил (HCO_2), метоксил (CH_3O), этоксил ($\text{C}_2\text{H}_5\text{O}$) и тиоциан или изотиоциан (NCS). Поскольку в метеоритах довольно много серы, ее минеральные соединения, например троилит, должны содержаться и в составе комет. Кроме того, из установленной Л.Бирманном и Э.Треффем гораздо большей, чем предполагалось, плотности газов в головах комет, следует, что в окрестностях кометного ядра, на расстоянии 10.000 км и более, могут происходить экзотермические химические реакции ионов воды, водорода и гидроксидов с имеющимися там молекулами ацетилена (C_2H_2) и углекислого газа [167].

В непрерывных спектрах звездообразного ядра и хвоста кометы Аренда — Ролана (1956h) выявлены эмиссии CN , C_2 и C_3 [81]. Из данных о распределении вещества в головах комет 1919 III и 1939 V следует, что при удалении от их ядер количество C_2 уменьшается быстрее, чем CN . Считается, что это обусловлено непосредственной десорбцией молекул C_2 с поверхности твердых частиц, содержащихся в голове кометы, или же возникновением более сложных, но легко диссоциирующих молекул, тогда как CN является продуктом диссоциации родительских молекул, обладающих большой продолжительностью жизни. Исследование спектрограмм имеющей углеродную кому кометы 1960 II Барнхама позволило и в ней обнаружить молеку-

лы C_2 . По данным о полной энергии можно подсчитать [5], что в комете 1943 I полное число молекул C_2 равно $7 \cdot 10^{32}$, CN — 10^{33} , а C_3 — 10^{31} внутри изофоты, соответствующей радиусу комы, равному $3,7 \cdot 10^5$ км. Плотность же вблизи ядра этой кометы составляет 10^{11} молекул в 1 см^3 , а на границе комы — две молекулы CN, одна молекула C_2 и 0,04 молекулы C_3 в 1 см^3 . В более слабой комете 1955 III Мркоса плотность вблизи ядра оказалась не меньше 3000 молекул в 1 см^3 , на расстоянии 50000 км от ядра — 70 молекул в 1 см^3 . Правда, сейчас считается, что плотность кометных атмосфер может быть еще большей и достигать значений, сравнимых с плотностями планетных атмосфер [78].

Непосредственное изучение кометного вещества в лабораториях пока невозможно из-за отсутствия его образцов, поэтому особое значение приобретают лабораторные исследования различных метеоритов, упавших на Землю [22, 23, 175, 236, 237, 243, 271, 272, 276, 277, 289, 291 — 293, 315]. нас интересуют только те материалы, в которых обнаружены различные соединения углерода. К таким относятся, например, Ярдымлинский железный метеорит, упавший в виде метеоритного дождя в 1959 г. в районе сел Ярдымлы, Телавар и Арус на территории АзССР. Углерод в этом метеорите представлен смоляно-черным тонкокристаллическим графитом в виде нодулей и мелких зерен, расположенных между балками камасита. Кроме того, выделено экстрагируемое органическое вещество, спектральный анализ которого показал наличие в нем парафиновых углеводородов. Они найдены и в графитовых желваках из железных метеоритов Каньон-Дьябло и Одесса. Изотопный состав многих элементов из Ярдымлинского железного метеорита исследовался методом масс-спектрометрии, по данным которого содержание стабильных изотопов породообразующих элементов в этом метеорите такое же, как в земном веществе. В графите из данного метеорита отношение $^{12}C/^{13}C$ составляет 89,44 при $\delta^{13}C = -0,50\%$, а определенный по свинцу изотопный возраст метеорита равен 4,5 млрд. лет. Он образовался в результате конденсационного роста вещества из охлаждающегося плазменного облака солнечного состава, когда твердый железо-никелевый сплав генерируется паровой фазой протопланетного облака при температуре около 1500°C в восстановительных условиях.

К группе каменных метеоритов — уреилитов, содержащих алмазы и представляющих собой оливин-пиконитовые ахондриты, относится метеорит Новый Урей, упавший в 1886 г. у с.Новый Урей на правом берегу р.Алатырь. Это один из семи известных пока уреилитов.

Зерна данного метеорита, имеющего брекчированное строение, разделены углеродистым веществом, образующим самостоятельные выделения неправильной формы размером до 0,3 мм. Содержание углерода составляет 2,13 — 2,26 %. Углерод концентрируется в алмазах, графите и экстрагируемом органическом веществе. Последнее сложено главным образом парафиновыми углеводородами, однако спектральный анализ показал наличие групп — CH_3 , $=CH_2$ и $C-N-H$. В общем случае в этом метеорите $^{12}C/^{13}C =$

$= 90,9$ и $\delta^{13}C = -0,71\%$, что свидетельствует о его сходстве с углистыми хондритами. Для чистой фракции алмаза $\delta^{13}C = -0,57\%$, алмаз-графитовых сростков — 0,63 %, а для экстрагированного органического вещества — 2,77 %, т.е. $^{12}C/^{13}C = 91,52$. Изотопный возраст метеорита Новый Урей (калий-аргоновый метод) 2,5 — 3,9 млрд. лет. Исходя из строения уреилитов можно предположить, что их образование произошло на ранней стадии развития Солнечной системы либо в результате конденсации в условиях сверхвысоких давлений и последующей агломерации вещества, либо в результате прохождения через метеоритное вещество сильных ударных волн (например, от вспышек раннего Солнца или от соударения астероидных тел). Как при кристаллизации земных алмазов, так и при образовании кристаллов метеоритных алмазов исходный углерод мог быть гетерогенным. Что касается других уреилитов, то метеориты Дьялпур и Гоальпара содержали некоторое количество материала, экстрагируемого органическими растворителями.

Энстатитовые хондриты составляют немногочисленную группу каменных метеоритов — всего 17. Они существенно обогащены углеродом, характеризуются наиболее высокой восстановленностью, а их главными минералами являются энстатит и никелистое железо. Один из этих метеоритов — энстатитовый хондрит Индарх — упал в 1891 г. возле одноименного села на территории нынешней Нагорно-Карабахской автономной области. Помимо графита и клифтона углерод здесь представлен и другими формами. Так, хроматографическим анализом в экстракте из метеорита Индарх определено содержание нормальных парафиновых углеводородов $C_{15} - C_{24}$, а также фитана (изопреноидный углеводород), причем преобладает $n-C_{18}H_{38}$. Для общего углерода в метеорите Индарх $\delta^{13}C$ равно $-1,29\%$, что характерно для углистых хондритов ($\delta^{13}C$ от $-0,37$ до $1,88\%$). Возраст этого метеорита, определенный рубидий-стронциевым методом, составляет 4,59 млрд. лет, что согласуется с возрастом других энстатитовых хондритов. Фракционирование метеоритного вещества энстатитовых хондритов происходило в процессе конденсации охлаждающейся солнечной туманности, а сами энстатитовые метеориты формировались в астероидном поясе.

В метеорите Крымка (неравновесный гиперстеновый хондрит), выпавшем в виде обильного метеоритного дождя в 1946 г. возле сел Крымка, Екатериновка, Петровка и Каменный мост (Николаевская область), иногда наблюдаются трещинки, выполненные стеклом и углеродистым веществом. Кроме того, в этом метеорите содержится до 0,01 % экстрагируемого органического вещества. Возраст хондрита Крымка, определенный калий-аргоновым методом, составляет 3,84 — 4,4 млрд. лет, а торий-гелиевым — 4,5 — 4,8 млрд. лет. Каменный метеорит Ставрополь, упавший в 1857 г. на Северном Кавказе в г.Ставрополь, содержит 22,46 % общего железа и является типичным гиперстеновым хондритом, претерпевшим перекристаллизацию в космосе. Содержание углерода в нем равно 0,17 %, а отношение $^{12}C/^{13}C$ составляет 90,6. В гиперстеновом хондрите Холбрук обнаружен органический

полимер, содержание которого достигает 50 кг/т. Экстрагируемый органическими растворителями материал установлен в бронзитовых хондритах Губара и Кульп, в шлифах которых также наблюдались битумы. В метеорите Кульп, упавшем в 1906 г. у одноименного села (АзССР), содержание органических соединений, которые экстрагировались органическими растворителями, достигает 0,081 %, а никелистого железа — 18,93 %. Из метеорита Чейнпур, относящегося к амфотеритовым хондритам, экстрагировано 2,7 кг/т нормальных парафиновых углеводородов.

С точки зрения космогеохимической истории углеродистых соединений, наиболее интересную, хотя и немногочисленную (всего 36), группу каменных метеоритов образуют углистые хондриты. Обогащенные углеродом, серой, водородом, азотом, а также первичными редкими газами и подвергшиеся наибольшему окислению углистые хондриты представляют собой либо материал, формировавшийся во внешней зоне астероидного пояса, либо кометное вещество. На ранних стадиях конденсации материала углистых хондритов, когда температура достигала почти 1027°C , происходили фракционирование менее 10 % металлов и силикатов и частичное плавление, а затем агломерация (при температурах $27 - 177^{\circ}\text{C}$) с одновременным образованием органических соединений, водных силикатов, карбонатов, магнетита и элементарной серы. Судя по рассчитанной скорости охлаждения, углистые хондриты могли образоваться на глубине 70 — 150 км в родоначальных небесных (метеоритных) телах, радиус которых был не менее 400 км.

Углистый хондрит Мигей упал в 1889 г. возле одноименного села (Николаевская область). Это довольно хрупкий (легко растрескивается пальцами) и черный на изломе метеорит, покрытый тонкой корой плавления. Изучение под микроскопом показало, что он сложен черным углистым веществом, содержит мелкие хондры и минеральные зерна с включениями непрозрачного углистого вещества. В последнем наблюдаются мелкие зерна сульфидов и никелистого железа. Хондрит Мигей сложен минералами высоко- и низкотемпературных парагенетических ассоциаций с примерно равным соотношением.

Формы нахождения углерода в метеорите Мигей различны, но в основном это высокомолекулярные органические соединения, представленные неэкстрагируемым сложным полимером (или сополимером) и экстрагируемым органическим веществом. Значительная часть водорода здесь также входит в состав названных соединений. Согласно Г.П.Вдовыкину [22], метеорит Мигей, а также другие углистые хондриты обогащены органическими соединениями, которые в результате неорганического химического синтеза образовались еще на ранней стадии эволюции метеоритного вещества. Эти органические соединения, например, в метеорите Мигей распределены в межхондровом материале тонкодисперсно и представлены главным образом полимерной субстанцией. С применением современных методов анализа в экстрагируемом органическом веществе этого метеорита идентифицированы алифатические от C_{15} до C_{26} (в том числе и изопреноидные) и ароматические

(включая многоядерные) углеводороды, жирные кислоты, углеводы и аминокислоты. Кроме того, при дроблении образца этого углистого хондрита в вакууме выделялись газы, среди которых методом газовой хроматографии установлены метан, этан, пропан, изобутан, *n*-бутан, изопентан, *n*-пентан, бензол, этилен, пропен, 1-бутен и изобутен, *цис*-2-бутен, 4-метил-*цис*-2-бутен, 2-метилпентан, 3-метилпентан и метилциклопентан. Контрольные исследования, проведенные для выяснения возможности образования газов при дроблении метеорита и сравнительного анализа газов в образцах различных пород земного происхождения, убедительно доказали, что перечисленные выше газы несомненно имеют внеземную, метеоритную природу.

Методами газовой хроматографии и масс-спектрометрии в органическом экстракте из углистого хондрита Мигей обнаружены алканы от C_{15} до C_{26} с преобладанием *n*- C_{19} и *n*- C_{18} и насыщенные изопреноиды, т.е. 2,6,10-триметилпентадекан (норпристан), 2, 6, 10, 14-тетраметилпентадекан (пристан) и 2, 6, 10, 14-тетраметилгексадекан (фитан) с преобладанием пристана. Ранее изопреноидные углеводороды считались бесспорными признаками биогенности, но недавно они были синтезированы в экспериментах по нагреванию смеси монооксида углерода и водорода.

В бензольных элюатах органических экстрактов из метеорита Мигей методами газовой-жидкостной хроматографии и ультрафиолетовой спектрометрии установлен широкий ассортимент внеземных ароматических углеводородов, в том числе таких многоядерных, как 1,12-бензперилен, антрацен, перилен, коронен и 3,4-бензпирен. Кроме того, выделены из этого экстракта нормальные жирные кислоты ряда $\text{C}_{12}-\text{C}_{20}$ с преобладанием C_{16} и C_{18} , углеводы (глюкоза и манноза), а также аминокислоты — глутаминовая и аспарагиновая кислоты, глицин, аланин, серин, лейцин, треонин, пролин, валин, лизин, тирозин, фенилаланин и гистидин. Многие из этих аминокислот (с преобладанием глицина и аланина) многократно синтезировались из неорганических веществ, причем такие, как аспарагиновая и глутаминовая кислоты, аланин, треонин, серин, валин и цистин, выделены из образцов свежих (горячих) пеплов, выпадавших во время извержения в 1973 г. вулкана Тятя (Курильские о-ва). В органическом экстракте из углистого хондрита Мигей методами инфракрасной и ультрафиолетовой спектрофотометрии, а также ЯМР-спектроскопии обнаружены группы $-\text{CH}_3$, $-\text{CH}_2$, $-\text{C}=\text{O}$, многоядерные ароматические углеводороды, аллильные группы ($\text{CH}_2=\text{CH}-\text{CH}_2-$) и соединения, содержащие азот или кислород. В отличие от биогенного органического вещества органический материал, экстрагируемый из метеорита Мигей, оптической активностью не обладает.

Межхондровое пространство в этом метеорите заполнено тонкодисперсным полимерным органическим веществом, в котором инфракрасной спектрофотометрией и рентгенометрическим анализом установлены ароматические связи $\text{C}-\text{H}$, группы OH и $-\text{C}=\text{O}$, ароматическая конденсированная структура углеродного скелета с боковыми группировками. Кроме того, с помощью электронного парамагнитного резонанса в углистом хондрите Мигей обнаружены и свободные органические радикалы. Их присутствие

доказывает, что органическое вещество этого метеорита имеет внеземное происхождение и образовалось в результате синтеза из неорганического материала и последующего действия внеземных источников энергии, например космического излучения и нагревания. По данным масс-спектрометрического исследования, углерод полимерного вещества метеорита Мигей несколько богаче тяжелым изотопом, чем углерод экстрагируемого из этого же хондрита органического вещества. Значение δD фракции воды, выделенной при нагревании до $180^{\circ}C$, составляет $-4,2\%$, а при нагревании от 180 до $800^{\circ}C$ — от $-5,4$ до $-7,4\%$. Изотопный возраст углистого хондрита Мигей, определенный рубидий-стронциевым методом, равен $4,54$ млрд. лет, а калий-аргоновым — $2,4 - 4,6$ млрд. лет.

Углистый хондрит Борискино упал в 1930 г. возле с. Старое Борискино Оренбургской области. Его осколки покрыты ноздреватой корой плавления, толщина которой измеряется долями миллиметра. Содержание сжигаемого углерода в этом метеорите составляет $1,78 - 2,07\%$, а в органическом экстракте инфракрасной спектроскопией установлено наличие сложной смеси соединений с метильной, метиленовой и карбоксильной группами. В *n*-гептановых элюатах этого же экстракта методами газовой хроматографии и масс-спектрометрии идентифицированы нормальные алканы от C_{16} до C_{24} и изопреноидные углеводороды, а в бензольных элюатах — такие ароматические углеводороды, как 1,12-бензперилен, перилен, коронен, антрацен и 3,4-бензпирен. Основная часть органического вещества здесь, однако, представлена полимерным материалом, который, согласно данным ЭПР-спектроскопии, рентгенометрии и электронографии, является сложной смесью высокомолекулярных полимеров с конденсированной ароматической структурой и свободных органических радикалов. Наличие последних указывает на внеземную абиогенную природу органического вещества этого метеорита, изотопный возраст которого, определенный калий-аргоновым методом, составляет $1,9 - 3,4$ млрд. лет.

Углистый хондрит Грозная упал в 1861 г. возле г. Грозный. В его углистой основной массе неравномерно рассеяны оливиновые и пироксеновые хондры, а также минеральные зерна. Углистый материал иногда содержится и внутри хондр. Спектральные исследования экстрагируемого органического вещества (вязкого, люминесцирующего, с включениями игольчатых кристалликов) показали, что в его состав входят нормальные алканы $C_{16} - C_{21}$, изопреноидные углеводороды (главным образом, пристан и фитан), такие метилалканы, как 2-метилалканы (C_{15} , C_{17}), 3-метилалканы (C_{15} , C_{17}) и децилциклогексан. Кроме того, в органическом веществе этого метеорита обнаружены аминокислоты — аспарагиновая и глутаминовая кислоты, глицин, аланин, серин и валин, т.е. аминокислоты, ранее выявленные и в метеорите Борискино, в котором, кроме того, содержались лизин и треонин. Полимерное же органическое вещество метеорита Грозная, по данным различных исследований, представляет собой ароматический комплекс с конденсированной структурой. Отношение $^{12}C/^{13}C$ для общего углерода составляет

$90,3$, причем $\delta^{13}C$ полимерного органического вещества равно $(-2,23\%)$, а экстрагируемого — $(-2,87\%)$. Изотопный возраст этого углистого хондрита, определенный калий-аргоновым методом, составляет $2,7 - 3,5$ млрд. лет.

Углистый хондрит Каинсаз в виде метеоритного дождя упал в 1937 г. на территории сел Каинсаз, Костеево, Таш-Елга, Красный Яр и Новые Карамалы в Муслимовском районе Татарской АССР. Осколки этого метеорита покрыты черной корой плавления толщиной $0,09 - 0,15$ мм. В их межхондровом пространстве наблюдается тонкодисперсно и равномерно распределенное углеродистое вещество, в органическом экстракте которого методами газовой хроматографии и масс-спектрометрии идентифицированы парафиновые углеводороды, представленные нормальными алканами $C_{17} - C_{24}$, а также изопреноидными углеводородами — пристаном и фитаном. Основная часть органического вещества углистого хондрита Каинсаз, однако, является органическим полимером (с примесью частиц графита). Отношение $^{12}C/^{13}C$ в нем составляет $90,69$ ($\delta^{13}C = -1,88\%$), а изотопный возраст метеорита — $2,1 - 4,2$ млрд. лет.

Конечно, восстановление космологической истории углистых метеоритов — трудная и противоречивая задача. Определение физико-химических условий, господствовавших на родительских для метеоритов небесных телах, все еще базируется только на данных химии и на взаимоотношениях углеродистой и неуглеродистой фаз, а также на интерпретации микроструктур изученных метеоритов. Углистые хондры состоят из сложенных высокотемпературными минералами хондр, погруженных в тонкораздробленную низкотемпературную основную массу из гидратированных силикатов и углистого (углеродистого) вещества [289, 291]. Проще всего такое строение объясняется тем, что хондры представляют собой разбрызганные (из очень раскаленной тучи) частицы, которые периодически смешивались с неизменной космической пылью в пределах зон, близких к поверхности родительского тела метеоритов. Однако нельзя рассматривать хондры как брызги, образовавшиеся до конденсации данного небесного тела, поскольку это противоречит свойствам хондр, низкотемпературной матрице и летучему содержанию метеоритов.

По данным микроструктурных исследований препаратов из 22 углистых хондритов, в том числе Але, Аргей и Ивуна (петрологический тип С 1), Маррей, Мигей, Мокоя, Кааба, Реназзо, Сен-Капре (тип С 2), Бали и Тонк (тип С 3), они сложены эвгедральными кристаллами троилита, сферическими или округленными зёрнами стекла, магнетита, троилита, оливина, энстатита, полевого шпата и др., жильным заполнением и конкрециями кальцита, гипса, сульфата магния, серпентина и др., а также спорадически встречающимися минеральными образованиями, напоминающими слепки микроорганизмов. Имеются многочисленные глобулы с ровной, неровной и даже ежевидной игольчатой оболочками из непрозрачного углисто-углеродистого вещества и гидратированных силикатов, как будто бы эти глобулы-брызги соприкасались с частицами космической пыли, будучи еще горячими и липкими. Неко-

торые глобулы содержат не только оливиновые ядра, но и включения стекла с пузырьками газов, как, например, в метеорите Мокоя. Крупный газовый пузырек обнаружен в оливиновой глобуле и из метеорита Аргей рядом с ее довольно-таки рассредоточенным ядром. В метеоритах Але и Аргей наблюдаются корочки кальцита, гипса и сульфата магния фумарольного типа, а в углистых хондритах Бали, Мокоя, Сен-Капре и Эркот — радиально-лучистые конкреции серпентина.

Изучение углисто-углеродистой фазы и микроструктур дает возможность гораздо правдоподобнее воссоздать условия, в которых происходила конденсация родительских (для углистых хондритов) небесных тел. Родительское тело конденсировалось из облака космической пыли при сравнительно низких начальных температурах, по крайней мере в большинстве случаев. Нагревание, необходимое для плавления силикатов, требует, чтобы это небесное тело было гораздо крупнее, чем принимается сейчас большинством ученых. Его диаметр не должен быть меньше 1000 км и, вероятно, не превышает 2500 км. А фрагментация на конечных стадиях жизни этого тела могла обуславливаться взрывной вулканической деятельностью, которая до ее выявления на Ио (один из спутников Юпитера) также не принималась во внимание.

Состав космической пыли, возможно, определялся преимущественно первичными гидратированными силикатами, оксидами железа, большим количеством льдов из таких газов (с легкими химическими элементами) максимальной космической обильности, как CH_4 , $(\text{CN})_2$, CO , CO_2 , H_2O , NH_3 и т.д. Спорным пока остается вопрос о том, следует ли считать никелистое железо и углисто-углеродистую фазу с большой молекулярной массой первичными главными компонентами космической пыли или же их нужно рассматривать как генерированные позднее в процессе конденсации родительского (для углистых метеоритов) небесного тела.

Поверхностные зоны такого тела снабжались брызгами только из окраинных и наименее горячих глубинных областей типа раскаленной тучи, и найти путь к самому его горизонту могла лишь очень небольшая часть высокотемпературных брызг. Эпигенетические коры фумарольного типа, эпигенетические пластины троилита, а также кубики пирита внутри метеоритов, обладающих высокой концентрацией углерода, ясно указывают на цементацию их летучими веществами, на то, что из поверхностных зон бывшего родительского небесного тела на Землю падают только те метеориты, которые зарождались на участках, охваченных постмагматической фумарольной активностью. Когда самые верхние зоны сварной коры родительского тела твердеют, путь для летучих веществ из глубинного его недр закрывается, и они инициируют вулканическую деятельность взрывного типа. Именно последней можно объяснить автофрагментацию родительских небесных тел гораздо большего размера, чем в случае действия механизмов перепада температур или удара. Короче говоря, наиболее правдоподобную на современном уровне знаний историю образования углисто-углеродистого хондрита можно пред-

ставлять себе только в виде таких последовательных фаз, как конденсация космической пыли, перемешивание продуктов поверхностных и глубинных зон родительского тела, цементация конденсатами из отходящих летучих веществ, взрывная вулканическая деятельность, фрагментативное состояние и падение на Землю.

И наконец, несколько слов о возможном биогенезе на небесных телах, являющихся прародителями углистых и других метеоритов. Все изложенное выше априори исключает любой биогенез, поскольку данные тела-прародители слишком малы, характеризуются непостоянными и не подходящими для жизни условиями на их поверхности. На них, по-видимому, не было атмосферы и гидросферы. Об этом свидетельствуют, кроме того, свежий облик оливиновых зерен, отсутствие следов эрозии, выветривания и стратификационной слоистости вещества метеоритов, столь характерной для седиментации в аквальных средах Земли. Следовательно, углисто-углеродистые субстанции, "пропитывающие" все метеориты, берут свое начало не от внеземных астероидно-метеоритных форм жизни, а только и только от космической материи периода добиологической эволюции [289, 291]. Гидратированные силикаты также являются первичными компонентами метеоритов, а не вторичными, как на Земле, продуктами выветривания.

Проанализируем результаты исследований по общей и органической космогеохимии метеоритов, выполненных разными учеными в разное время и в различных странах.

Изучены и описаны следующие метеориты: железные — Бургабли, Каньон-Дьябло, Одесса, Толука и Ярдымлинский; обрит — Нортон Канти; уреилиты — Гоальпара, Дьялпур и Новый Урей; энстатитовые хондриты — Индарх, Пилиствере, Хвигтис и Эйби; бронзитовые хондриты — Грейди, Губара, Жильгуан, Киссий, Кульп, Лихна, Тишиц и Шарис; гиперстенные хондриты — Бисунпур, Брудерхейм, Галлингберг, Крымка, Кунашак, Мезе-Мада-раш, Севрюково, Ставрополь, Фармингтон, Холбрук и Хомстед; амфотеритовые хондриты — Нгави, Семаркона и Чейнпур; 27 углистых хондритов, в том числе первого петрологического типа (С 1) — Але, Аргей и Ивуна, второго (С 2) — Борискино, Кааба, Кольд Боккевельд, Маррей, Мигей, Мокоя, Псевдо, Реназзо, Санта-Крус, Сен-Капре и Харипура, третьего (С 3) — Бали, Беллз, Вигарано, Грозная, Каинсаз, Лянсе, Мурчисон, Орнан, Тонк, Уоррентон, Феликс и Эркот и четвертого (С 4) — Карунда. Таким образом, изучены 62 метеорита из Северного и Южного полушарий земного шара.

Углерод в форме графита содержится во всех видах изученных метеоритов — в железных октаэдриках, обрите, уреилитах, энстатитовых, обычных и углистых хондритах.

Экстрагируемое органическими растворителями внеземное, абиогенное органическое вещество выявлено во всех упомянутых углистых хондритах, уреилитах, железных метеоритах Каньон-Дьябло, Одесса, Толука и Ярдымлинский, а также во всех названных амфотеритовых, энстатитовых, бронзитовых и гиперстенных хондритах, за исключением Грейди, Пилиствере,

Фармингтон, Жильгуан, Киссий, Кунашак, Лихна, Севрюково, Мезе-Мадараш, Ставрополь и др.

Не экстрагируемое органическими сольвентами взеземное, абиогенное полимерное или сополимерное органическое вещество содержится во всех упоминавшихся углистых метеоритах, обычных и неравновесных хондритах, а также в уреилитах. По спектральным данным различных авторов, оно представляет собой интенсивно, но неравномерно замещенный органический полимер с конденсированной ароматической структурой. Его содержание обычно равно 25 – 35 кг/т, и 70 % углерода углистых хондритов приходится именно на этот органический полимер. Изучение метеоритов Аргей, Мокоя, Мигей, Борискино, Кольд Боккевельд, Маррей, Феликс, Харипура и Холбрук показало, что в состав данного органического полимера входят 3-гидроксibenзойная, 4-гидроксibenзойная, 4-гидроксифенилуксусная, 4-гидроксibenзоилуксусная, бензолтетракарбоксовая и бензолпентакарбоксовая кислоты, а также, по-видимому, триметилловый эстер бензолтрикарбоксовой кислоты. Выделить и диагностировать однозначно на спектрограммах другие соединения, входящие в состав этого органического полимера или, быть может, сополимера, пока не удалось. В некоторых масс-спектрах с высокой разрешающей способностью наблюдались также пики ионов, содержащих азот и серу.

Полный элементарный анализ выделенного из углистого хондрита Аргей полимерного органического материала показал, что в нем содержится (в %): углерода – 70,39, водорода – 4,43, азота – 1,59, кислорода – 9,80, серы – 6,91, хлора – 1,22, фтора – 1,25, остатка (зола) – до 4,58. Если исключить галогены, то эмпирическая формула состава данного полимера примет вид $C_{10,0}H_{7,2}O_{1,0}S_{0,4}$. В углистом хондрите Мокоя наблюдались прозрачные хлопья этого полимера размером в несколько микрометров, обугливающиеся при нагревании, а в метеорите Мигей органический полимерный материал в виде включений размером 2 – 3 мкм содержался в массе из силикатных частиц того же размера [237]. Взеземное происхождение его бесспорно.

В углистых хондритах содержатся и углеводородные газы. Так, масс-спектрометрический анализ газов, выделившихся при дроблении под вакуумом образцов углистых хондритов Аргей (С 1), Кольд Боккевельд (С 2) и Маррей (С 2), показал большое содержание в них метана и на три порядка меньшее количество этана и других легких алканов. Методом газовой хроматографии в смеси газов, выделившихся при аналогичных условиях из углистого хондрита Мигей (С 2), установлено наличие таких углеводородов, как метан, этан, пропан, бутан и изобутан, пентан и изопентан, бензол, этилен, пропен, 1-бутен и изобутен, *цис*-2-бутен, 4-метил-*цис*-2-бутен, 2-метилпентан, 3-метилпентан и метилциклопентан, которые также имеют взеземную, метеоритную природу [22, 23, 237].

Различные концентрации нормальных алканов от C_{10} до C_{32} установлены методами масс-спектрометрии и газовой жидкостной хроматографии в экстрактах и их элюатных фракциях из таких 35 метеоритов, как Каньон-Дьяб-

ло, Одесса, Толука, Ярдымлинский, Гоальпара, Дьялпур, Новый Урей, Индарх, Брудерхейм, Кульп, Губара, Крымка, Чейшпур, Аргей, Але, Ивуна, Борискино, Кааба, Кольд Боккевельд, Маррей, Мигей, Мокоя, Псевдо, Реназзо, Санта-Крус, Сең-Капре, Харипура, Вигарано, Грозная, Каинсаз, Лянсе, Орнан, Уоррентон, Феликс и Эрот. При этом концентрации нормальных алканов увеличиваются при переходе от хондритов С 1 к хондритам С 2 и С 3.

Бимодальное распространение нормальных насыщенных углеводородов, свидетельствующее в пользу их взеземной абиогенной природы, установлено для многих метеоритов, например Але, Аргей, Ивуна, Мокоя, Вигарано и Уоррентон.

Разветвленные насыщенные углеводороды содержались в девятнадцати из двадцати исследованных метеоритов. При этом пристан выявлен в метеорите Кааба, пристан и фитан – Аргей, Борискино, Вигарано, Карунда, Маррей, Мигей, Мокоя, Реназзо, Санта-Крус, Каньон-Дьябло, Индарх и Чейшпур, а норпристан, пристан и фитан – Одесса, Толука, Брудерхейм, Грозная, Лянсе и Феликс. Самые высокие концентрации изопреноидных углеводородов в углистых хондритах характерны для типа С 3, меньшие – для типа С 2 и наименьшие – для типа С 1, т.е. наблюдалось прямо противоположное тому, что можно было бы ожидать. К этому необходимо добавить, что раньше наличие изопреноидов (пристана и фитана) считалось бесспорным доказательством биогенности, однако недавно эти углеводороды были синтезированы из неорганического вещества по методу Фишера – Тропша. Во всяком случае ни одна из гипотез органического происхождения нефти не в состоянии объяснить качественные и количественные данные об алифатических углеводородах (в частности, и об изопреноидах), полученные при исследовании метеоритов.

Ни газовая хроматография, ни масс-спектрометрия не дают возможности определять в изученных метеоритах специфические циклопарафины, но на их присутствие указывает структурно-групповой анализ. Так, в нормальной гептановой фракции органического экстракта, например, из углистых хондритов Аргей и Маррей с помощью этого анализа определены концентрации однокольцевых (в том числе и 1,3-дициклогексилгексан), двукольцевых (в том числе и декалин), трех-, четырех-, пяти- и шестикольцевых циклопарафинов. Считается, что в метеорите Аргей содержатся циклогексилалканы, а среди четырехкольцевых циклопарафинов – холестаноподобные циклические насыщенные углеводороды, поскольку на масс-спектрах имеются крупные пики ионов холестана ($C_{27}H_{48}$). При прямом введении исследуемого образца, газовой хроматографии и масс-спектрометрии в гомологических рядах циклопарафинов наблюдались и более крупные пики ионов $C_{16}H_{25}$ и $C_{16}H_{26}$, а также еще более крупные пики ионов $C_{15}H_{23}$ и $C_{15}H_{26}$. Масс-спектрометрия продуктов сухой перегонки одного из метеоритов показала наличие и 18,19-диметилциклопентанопергидрофенантронов.

После удаления серы из четыреххлористого углеродного элюата органического экстракта, извлеченного из углистых хондритов, в нем были выяв-

лены и олефины, т.е. неопределенные углеводороды с двойной связью между С и Н и формулой гомологического ряда C_nH_{2n} .

Во многих изученных экстрактах из углистых хондритов обнаружены ароматические углеводороды ряда $C_6 - C_{14}$, при этом 3,4-бензопирен, антрацен, перилен и 1,12-бензоперилен выявлены в метеоритах Борискино, Мигей и Кольд Боккевельд, бензол и толуол — в метеоритах Аргей и Кольд Боккевельд, фенантрен, антрацен, пирены, флюорантены, дигидробензфлюорантены, фенилнафталины, пицены, три- и тетрафенилалканы — в метеоритах Аргей и Маррей, а фенантрен и антантрен — в метеорите Кольд Боккевельд. Кроме того, в метеорите Аргей обнаружены алкилбензолы и нафталин, а в метеорите Маррей — алкилбензолы с алкилзамещениями, доходящими до семи атомов углерода, нафталин и алкилнафталины с алкилзамещениями до трех атомов углерода, бифенил ($C_6H_5 \cdot C_6H_5$) или аценафтен [$C_{10}H_6(CH_2)_2$], аценафталины, ряд инденов ($C_6H_4 \cdot CH_2 \cdot CH_2 \cdot CH$), а также тетралины ($C_{10}H_{12}$) или инданы ($C_6H_4 \cdot CH_2 \cdot CH_2 \cdot CH_2$). Концентрация ароматических углеводородов значительно выше в углистых хондритах типа С 2, чем типа С 1.

В изученных метеоритных алканах не наблюдалось общего преобладания атомов углерода с нечетным числом, за исключением одного из осколков метеорита Аргей. Напомним, что преобладание атомов углерода с нечетным числом над атомами углерода с четным числом считается бесспорным критерием биогенности углеводородов.

В исследованных метеоритах установлено наличие и разнообразных кислородсодержащих органических веществ. Так, при масс-спектрометрическом изучении летучих компонентов углистых хондритов Аргей, Маррей и Кольд Боккевельд наблюдалось небольшое количество спиртов, а исследование водных вытяжек из метеоритного материала показало присутствие в них фенольных соединений — ароматических спиртов, кислот, эстеров и др. Например, в водных вытяжках из углистых метеоритов Аргей, Мокоя и Харипура идентифицированы 2-, 3- и 4-оксибензойная, 3,5-диоксибензойная, 4-оксифенилуксусная (миндальная), 3-метокси-4-оксибензойная, 3-метокси-5-оксибензойная, 3,4-диоксибензойная и 3-метоксибензойная (анисовая) кислоты. При прямом введении исследуемого образца и масс-спектре с высоким разрешением для углистого хондрита Маррей в области температур 255–285°C наблюдались ионы, соответствующие фуранам (например, C_4H_4O), алкилфенолам (C_7H_8O и др.), алкилбензофуранам (C_9H_8O и др.) и представляющие собой продукты деградации взвешенных абиеогенных метеоритных термически лабильных соединений. (Фенольные соединения, выявленные в гидролизатах, уже приводились выше при описании полимерного органического материала метеоритов.)

В нескольких углистых хондритах обнаружены жирные кислоты. Например, изучение фракционированного органического экстракта из метеорита Аргей показало наличие в нем метиловых эстеров карбоновых кислот, в том числе и метиловых эстеров этих кислот с прямыми цепочками, а методом

газово-жидкостной хроматографии в мочевином аддукте эстеровой фракции выявлены жирные кислоты ряда $C_{14}, C_{16} - C_{20}, C_{22}, C_{24}$ и $C_{26} - C_{28}$. Никакого сходства между распространением кислот из метеоритов и из любых образцов земного происхождения не установлено. Главным отличием было содержание в метеорите жирных кислот с нечетным числом атомов углерода, т.е. C_{17}, C_{19} и C_{27} , и если слабое преобладание атомов углерода с четным числом, которое наблюдалось в метеоритах, полностью отнести на счет контаминации, то не принимать во внимание можно было бы лишь не более половины выявленных концентраций жирных кислот. При изучении бензол-метанолового экстракта, обработанного 2 %-ным раствором КОН, из метеорита Мигей оказалось, что жирные кислоты представлены в нем нормальными соединениями ряда $C_{12} - C_{20}$.

К этому необходимо добавить, что К.Квенволденом и Дж.Юнзом в углистых хондритах Мурчисон и Маррей обнаружено 17 различных жирных кислот взвешенной абиеогенной природы. Основываясь на аналитических данных, эти ученые считают, что жирные кислоты возникли в космосе миллиарды лет назад, когда Солнечная туманность начала конденсироваться в Солнце и планеты. Там, где температуры были достаточно низкими, жирные кислоты попали в материал углистых хондритов. О взвешенном абиеогенном генезисе органического вещества метеоритов пишет и Г.П.Вдовыкин [22], исходя из фактов выявления методом ЭПР свободных органических радикалов в полимерном органическом веществе углистых хондритов Мигей и Борискино.

Сразу же после образования Земли началась бомбардировка ее метеоритами. Даже сейчас из космоса в верхнюю атмосферу Земли поступает несколько десятков тонн метеоритов в сутки, а 1 т метеоритной материи может содержать около 0,2 кг жирных кислот.

Углистые, энстатитовые и гиперстеновые хондриты содержат простые и комбинированные сахара. Например, глюкоза и манноза качественно и количественно идентифицированы в этаноловом экстракте из метеоритов Маррей, Мигей, Брудерхейм, а арабиноза, глюкоза и манноза — из метеоритов Аргей и Хвтитис.

Поскольку при прямом введении анализируемых образцов метеоритов в источник ионов и масс-спектрах с высоким разрешением вся свободная сера при температурах ниже 170°C улетучилась из этих образцов и поскольку никакой эволюции сероводорода не наблюдалось, постольку все обнаруженные серосодержащие соединения следует считать взвешенными (находящимися в положении *in situ*) компонентами метеоритов. При нагревании образца углистого хондрита Маррей под сильным вакуумом ($133 \cdot 322 \cdot 10^{-9}$ Па) в интервале температур 160 – 200°C на масс-спектрах наблюдались пики ионов с элементарными составами, соответствующими тиофенам (например, C_4H_4S) и бензотиофенам (например, C_8H_6S), а в области температур 255 – 286°C — алкилтиофенам, алкилбензотиофенам, дибензотиофенам и, по-видимому, некоторым тиофенолам (например, $C_6H_4S_2$ и $C_7H_6S_2$). Оба последних соединения являются молекулярными ионами пиролизных продуктов сернис-

гих субстанций. Кроме того, в углистых хондритах Аргей и Кольд Боккевельд масс-спектрометрически идентифицирован серооксид углерода (COS), в метеорите Аргей — сернистый ангидрид (SO₂), а в метеоритах Аргей и Маррей — сероуглерод (CS₂).

В метеоритах имеются и галогенсодержащие взвешенные соединения. Например, на масс-спектрах для летучих фракций из углистых хондритов Аргей и Кольд Боккевельд идентифицированы алкилхлориды ряда C₁₂—C₁₈, а также хлорбензол (Аргей) и дихлорбензол (Кольд Боккевельд). В углистом хондрите Маррей в этих же условиях на восьми масс-спектрах также наблюдались пики дихлорбензола: постоянно и устойчиво отмечались два члена молекулярного ионного мультиплета (C₆H₄³⁵Cl₂ и C₆H₄³⁵Cl³⁷Cl) совпадающие с ожидаемой массой в пределах 0,003 массовой единицы. В четырех из восьми масс-спектров для данного метеорита наблюдался и пик иона C₆H₄Cl⁺ (потеря одного атома хлора).

В связи с тем что абиогенные аминокислоты (глутаминовая и аспарагиновая кислоты, аланин, серин, валин, цистин, глицин и др.) были найдены в стерильно отобранных образцах вулканического пепла, выпавшего из газово-пепловой паяющей тучи, в которой непрерывно сверкали молнии во время извержения вулкана Тятя, немаловажными кажутся исследования азотсодержащих соединений в метеоритах. Методом бумажной хроматографии при сепарации этаноловых экстрактов обнаружены аминокислоты в метеоритах Маррей и Брудерхейм, а общие концентрации свободных и комбинированных аминокислот — в метеоритах Нортон Канти, Эйби, Хвигтис, Аргей, Лянсе, Карунда, а также четырех углистых хондритах типа С 2 и двух типа С 3. Наибольшая концентрация аминокислот была в углистом хондрите Лянсе, который содержал не обусловленные контаминацией глицин, фенилаланин и β-аланин. Свободные и связанные аминокислоты найдены и в углистых хондритах Мигей, Борискино и Грозная. Среди связанных аминокислот в метеорите Мигей методом бумажной хроматографии определены глицин, глутаминовая кислота, аланин, серин, лейцин, треонин, пролин, валин, а также лизин, тирозин и фенилаланин. Эти метеориты исследовались тем же методом и после гидролиза их полимерного органического материала, в результате чего глицин, аланин, глутаминовая и аспарагиновая кислоты, серин и валин обнаружены в метеоритах Мигей, Борискино и Грозная, лизин и треонин — в метеоритах Мигей и Борискино, а гистидин и лейцин — только в хондрите Мигей. Тем не менее преобладают в этих трех углистых хондритах только глицин и аланин. Среди аминокислот, абиогенно синтезированных путем облучения протонами простых исходных субстанций, также преобладают глицин и аланин.

Конечно, этим не исчерпываются азотсодержащие органические соединения метеоритов. Их гораздо больше, что видно из следующего. В не подвергавшемся действию ионообменных реагентов водном экстракте из метеорита Мокоя идентифицированы методом бумажной хроматографии соединения, соответствующие нормальному пурина (C₅H₄N₄), а также имидазолу

(C₃H₄N₂). Исследование, выполненное методом тонкослойной хроматографии фракции экстракта, полученного из хондрита Аргей с помощью девяти стерильных растворителей, позволило качественно и количественно определить в этой фракции концентрации таких азотсодержащих органических соединений, как меламина (C₃H₆N₆), амелин (C₃H₄N₅O₂), аденин (C₅H₅N₅) и гуанин (C₅H₄N₅O).

Пик иона с элементным составом пиколина (C₆H₇N) наблюдался в масс-спектре (с высоким разрешением) фракции соединений, улетучивавшихся из метеорита Маррей (С 2) при температурах 25 — 146°C и атмосферном давлении. В области температур 146 — 254°C этого масс-спектра пиков азотсодержащих соединений не было, зато в интервале 254 — 409°C наблюдались пики ионов с элементными составами, соответствующими алкилпирролам (например, C₅H₇N), алкилпиридинам (C₆H₇N) или анилинам (C₆H₅NH₂), бензонитрилу (C₇H₅N) и индолу (C₈H₇N) или метилбензонитрилу (C₆H₄CH₃CN). Похожие соединения обнаружены при температуре 255—285°C и вакууме 133 322 · 10⁻⁹ Па, когда растертый в порошок образец метеорита Маррей был непосредственно введен в источник ионов масс-спектрометра.

Не менее интересны и важны для понимания природы нефти на Земле исследования оптической активности нефти и ее порфиринов или их производных в метеоритах. К сожалению, в этом аспекте изучены пока только несколько метеоритов и среди них углистый хондрит Аргей. Порфирины определены в нем качественно и количественно: в ультрафиолетовом абсорбционном спектре для дважды фракционированного бензол-метанолового экстракта наблюдался четкий пик, соответствующий эстерифицированным ванадиевым порфиринам, концентрация которых составляет около 0,01 кг/т. Изучение возможных источников контаминации некосмического, земного, происхождения (в том числе и загрязнения метеорита отпечатками человеческих пальцев) показало, что контаминированные образцы непременно должны были бы содержать в 10 раз больше хлоринов, чем порфиринов. Поскольку же в органическом экстракте из метеорита Аргей хлоринов не было совершенно, то нельзя не признавать взвешенной абиогенной природы порфиринов данного углистого хондрита. И если раньше это казалось трудно объяснимым, то после полученного Г.У.Ходгсоном и Б.Л.Бейкером [244] из неорганических веществ синтеза ванадиевого, никелевого, медного и других порфиринов и их комплексов в воспроизведенных лабораторно реальных геохимических условиях, использование порфиринов в качестве критериев биогенности стало вообще несостоятельным. Подробнее это будет показано несколько ниже.

В результате омыления с целью фракционирования (простой гидролиз не может вызывать оптическую активность) бензол-метанолового экстракта из углистого хондрита Аргей было установлено, что в омыленной фракции этого экстракта плоскость поляризованного света вращается влево, давая максимум оптической активности 18 — 28 миллиградусов влево на длине

волны 435 мкм и постоянную оптическую активность, равную $(-2) - (-12)$ миллиградусов на длине волны 500–650 мкм, где абсорбция была весьма малой. Позднее эти исследования были повторены на других образцах того же метеорита, и оказалось, что оптическая активность омыляемой фракции экстракта из него измеряется от $-4,5$ до $-1,8$ миллиградуса на длине волны 410–600 мкм, а неомыленной фракции – от $-5,2$ до $-4,5$ миллиградуса на длине волны 500–605 мкм.

Внеземная абиогенная метеоритная природа этих оптически активных органических соединений здесь не может вызывать никаких сомнений. Во-первых, оптически активные вещества уже синтезированы из неорганических веществ Е.И.Клабуновским и А.П.Терентьевым [160] при лабораторных исследованиях по проблеме абсолютного асимметрического синтеза, о чем также будет идти речь ниже. Во-вторых, омыление фракции (экстракта из метеорита Аргей) не может полностью уничтожить ее оптическую активность, которой обладают, например, кислотные и спиртовые "части" эстеров, а также жирные кислоты, аминокислоты и соединения из полимерного органического материала, идентифицированные в упомянутых выше метеоритах и бесспорно являющиеся внеземными абиогенными.

В углистых хондритах часто наблюдается флуоресценция (люминесценция), которой обладают либо отдельные слои (Кааба) и микроструктуры (Аргей) метеорита, либо его органические экстракты (Кольд Боксвелд). Люминесцировали в ультрафиолетовых лучах органические экстракты и из содержащего алмазы урейита Новый Урей. После длительной экстракции семью органическими растворителями (петролейный эфир, хлороформ, спиртобензол и др.) углистого хондрита Грозная из него выделено вязкое органическое вещество с игольчатыми кристалликами, которое также люминесцировало в ультрафиолетовом свете. В гиперстеновом же хондрите Крымка не его органический экстракт, а именно многочисленные хондры оливина люминесцировали голубоватым цветом в ультрафиолетовых лучах, что обусловлено, по-видимому, дефектом их кристаллической структуры [22, 289].

Очень интересными оказались данные анализа изотопного состава, полученные для углистых хондритов Аргей, Харипура, Маррей, Мокоя и др.

Таблица 5. Изотопный состав метеоритного углерода и водорода [237]

Метеорит	$\delta^{13}\text{C}, \%$		$\delta\text{D}, \%$	
	Экстракт органического вещества	Сжигаемый углерод	Экстракт органического вещества	Конституционно связанная вода
Аргей	-10,1	-11,4	+27,5	+29,0
Харипура	-3,1	-3,7	-1,5	-3,3
Маррей	-4,0	-3,9	+8,4	+9,6
Мокоя	-17,9	-17,4	+25,9	+23,5

Как видно из табл. 5, водород воды и экстрагируемого органического вещества исследованных метеоритов значительно обогащен дейтерием по сравнению с веществом земного происхождения. Кроме того, простое сравне-

ние этих данных позволяет предположить, что содержащиеся в метеоритах органическое вещество и вода получили водород из одного и того же внеземного источника. Что касается $^{12}\text{C}/^{13}\text{C}$, то здесь не все ясно. Уменьшение содержания ^{13}C в органических веществах земного происхождения принято считать свидетельством их биогенности, но при оценке изотопного состава углерода из органического вещества метеоритов следует проявлять осторожность: биологические процессы отнюдь не единственный возможный механизм обогащения или обеднения тем или иным изотопом. Кроме того, роль различных компонентов может оказаться и реверсивной. Например, главные концентраторы углерода на Земле, как известно, карбонаты, которых в метеоритах слишком мало для этого.

Изученные метеориты либо неметаморфизованы, либо несут в себе следы метаморфизма, однако в обоих случаях в метеоритах имеются внеземные органические соединения, которые могли образоваться и в результате реакции захваченных метеоритами газов уже после высокотемпературного периода их развития. Исходя из этого даже органические соединения графитовых стяжений из железных метеоритов Д.У.Нуер, Дж.Оро и Г.П.Вдовыкин, которые их идентифицировали, считают также внеземными [22, 23, 293].

Органические вещества из метеоритов экстрагировались такими растворителями, как бензол, хлороформ, четыреххлористый углерод, петролейный эфир, спиртобензол (этанол и бензол в соотношении 1:1), изобутиловый спирт, этанол и метанол, которые различными исследователями применялись в неодинаковой последовательности для разных метеоритов с целью максимального извлечения из них органического материала. Для перевода растворителя в парообразное состояние и доведения экстракта до постоянной массы при температуре 40°C чаще всего использовался очищенный азот. После удаления растворителя из раствора экстракт подвергался хроматографическому фракционированию в заполненной силикагелем колонке, в результате чего получались четыре фракции экстракта – "н"-гептановый, четыреххлористый, бензолный и метаноловый эликаты. Поскольку первые две фракции обычно содержат свободную серу, она удалялась с помощью колонки с коллоидной медью. Гептановая фракция содержала алканы и циклоалканы, четыреххлористый углеродная – серу, некоторые олефины и простые ароматические углеводороды, бензолная – ароматические углеводороды, а метаноловая – практически все те неуглеводородные соединения, которые находились в исследуемом экстракте. (В ряде случаев применялся и фракционный люминесцентный анализ.) Полученные таким способом экстракты и их фракции исследовались методами инфракрасной и ультрафиолетовой спектроскопии, а также хроматографии и масс-спектрометрии с высокой разрешающей способностью (главный метод изучения).

Для исследования сложных смесей органических веществ инфракрасная спектроскопия, конечно, не очень информативный метод. Однако, давая бледную с аналитической точки зрения картину, она позволяет идентифицировать абсорбционные спектры водных экстрактов и экстрактов, приготовленных на органических растворителях, из метеоритов, и спектры поглощения,

указывающие на наличие в них различных алифатических, ароматических и карбонильных связей и гидроксильных групп, причем по областям абсорбции углерод – водород можно предположить существование всех типов ветвления. Кроме того, как оказалось, инфракрасные спектры природной нефти, экстрактов из обычных современных и древних отложений и промышленных продуктов реакции Фишера – Тропша отличаются от инфракрасного спектра органического экстракта из метеоритов. Так, например, спектр бензол-метанолового экстракта из углистого хондрита Аргей указывает на гораздо более сложную смесь органических соединений.

Информативность ультрафиолетовой спектрометрии оказалась такой же, как и инфракрасной: удалось получить лишь несколько интересных, но общих выводов. Например, установлено, что гептановые элюаты органических экстрактов из углистых хондритов Аргей и Маррей никакими абсорбирующимися соединениями не содержат, а это при наличии интенсивных пиков, соответствующих членам гомологических рядов C_nH_{2n-2} , C_nH_{2n-4} ..., на масс-спектрах этих же гептановых фракций свидетельствует о присутствии в них скорее циклоалканов, а не олефинов. Ультрафиолетовый спектр бензольной фракции органического экстракта из метеорита Маррей соответствует гораздо более сложной смеси органических соединений, чем бензольная фракция органического экстракта из любых осадков и осадочных пород земного происхождения. Аналогичный анализ такой же фракции органического экстракта из метеорита Аргей показывает, что и здесь мы имеем дело с более сложной смесью органических соединений, чем бензольные фракции органических экстрактов из осадков, осадочных пород земного генезиса и природных нефтей.

Итак, постоянное присутствие углерода в метеоритах всех видов, а также его количественная корреляция с концентрациями рассеянных элементов дают основание полагать, что распространение углерода и органического материала рассмотренных метеоритов определялось некоторым первичным процессом еще во время образования Солнечной системы. При этом органический материал обычных хондритов представляет собой остаток первичного внеземного абиогенного органического вещества. В заключение темы о метеоритах подчеркнем еще раз, что все изложенное выше – результат теоретического обобщения, конструктивно-критического анализа и корреляции, проведенных на базе работ [22, 23, 97, 115–117, 175, 236, 237, 243, 271, 272, 276, 277, 289, 291–293].

Абиогенные углеводородные соединения различного типа содержатся не только в межзвездном пространстве, но и в холодных звездах, кометах и метеоритах. Они имеются в планетах и их спутниках. Во всяком случае это установлено для большинства из них в пределах нашей Солнечной системы. Так, при нормальных температуре и давлении содержание метана в атмосфере Сатурна определялось бы слоем толщиной 350 м, Юпитера – 800 м, Урана – 2200 м и Нептуна – 40000 м. Плутон и его спутник Харон – это снежные комья из метана и воды, смешанных с твердым материалом. Их атмос-

феры метановые. Согласно результатам, полученным американской автоматической межпланетной станцией "Маринер-4", в углекислотной атмосфере Марса содержатся такие углеводородные абиогенные органические соединения, как формальдегид (H_2CO), серооксид углерода (COS), метан (CH_4) и уксусный альдегид (CH_3CHO), а также H_2O , O_2 , O_3 , CO , NH_3 , NO_2 и H_2S [97, 108, 310, 311]. Космическими зондами "Вояджер-1", позднее "Вояджер-2" установлено, что в азотной атмосфере Титана (спутника Сатурна) содержится до 1 % метана и в меньших количествах ацетилен (C_2H_2), синильная кислота (HCN) и ее кислотный остаток (CN), ацетиленитриид (C_2HCN), этан (C_2H_6), этилен (C_2H_4), пропан (C_3H_8) и метилацетилен (CH_3C_2H). Оказалось, что внешний слой атмосферы Титана представляет собой туман из абиогенных органических соединений, ниже которого выявлен слой из более сложных углеводородсодержащих веществ, а еще ниже – слой облаков из абиогенного метана и более крупных абиогенных органических частиц. На поверхности Титана (диаметр 5140 км) атмосферное давление 0,16 МПа, температура (-183)⁰С и метан может находиться не только в газообразной, но и в жидкой формах, играя там такую же роль, как вода на Земле. Вероятно, на Титане существуют частично замерзшие и "заиленные" более сложными углеводородами озера или моря метана, который выпадает из атмосферы в виде дождя и снега. Подсчитано, что толщина снежного покрова из абиогенных углеводородов на Титане может достигать 1 км, а в атмосфере непосредственно над его северным полюсом зафиксирован "капюшон" из концентрированных абиогенных органических соединений, присутствующих там, по-видимому, только зимой, продолжительность которой достигает 7,5 лет. Кроме того, установлено, что такие спутники Сатурна, как Энцелад и Рея, покрыты ледовым панцирем из твердого метана и характеризуются холодным метановым вулканизмом [230, 296].

Наличие углеводородов в атмосфере Титана впервые выявил Г.Койпер в 1944 г., а реакции, которые в ней протекают, были определены только в 1981 г. Ученые Мериллендского университета в США использовали для этого смесь газообразного азота с 1–4 % метана, которую они облучали ультрафиолетовым светом, электронами, γ -частицами, протонами и электрическими разрядами. (На Титане имеются все эти источники энергии: ультрафиолетовый свет поступает от Солнца, частицы с высокими энергиями – от космического излучения, со средними – от солнечного ветра, а с низкими – от радиационных поясов Сатурна. Электрические же разряды возникают в атмосфере Титана при грозах.) Действие ультрафиолетового света на эту смесь приводило к образованию прежде всего этана и пропана, а электрических разрядов, протонов, γ - и β -частиц – к абиогенному синтезу синильной кислоты, ацетилена, этилена и аммиака. HCN имеется в межзвездном пространстве, и ясно, что реакции, которые в прошлом Земли привели к предбиологическим молекулам пуриновых (аденин – $C_5H_5N_5$, гуа.н.н – $C_5H_4ON_5$, гипоксантин – $C_5H_3ON_4$ и ксантин – $C_5H_4O_2N_4$) и пиримидиновых (урацил – $C_4H_4O_2N_2$, цитозин – $C_4H_5ON_3$ и тимин – $C_5H_6O_2N_2$) оснований,

а также аминокислот, явно играют значительную роль и во всей Солнечной системе. Об этом свидетельствуют также и факты идентификации дериватов и продуктов реакции синильной кислоты с углеводородами в космическом пространстве, относительно холодных звездах, атмосферах комет, некоторых планет или их спутников (например, Титана) и метеоритах, о чем уже шла речь выше.

С точки зрения абиогенезиса углеводородов, не менее важными кажутся и космохимические условия образования обычного алмаза, лонсдейлита (алмаз с гексагональной структурой), чаолита (углерод со слабо выраженной гексагональной структурой), парафиновых углеводородов и других углеродистых субстанций в уреилитах, поскольку они коррелируются в той или иной мере с геохимическими условиями (температура 600–1650°C и давление 3136–5586 МПа) кристаллизации природных алмазов Азии, Америки и Африки, содержащих окклюдированные CH_4 и высшие алканы, C_2H_4 , C_3H_6 , CH_3OH , $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$, CO_2 , CO и др. Технологический же синтез алмаза в США осуществляется при температуре около 1027°C и давлении 4903,5 МПа. Чаолит по структуре сходен с ранее искусственно синтезированным карбином, а также образуется при высокотемпературном нагревании графита. Эксперименты по превращению вещества углистого хондрита Мигей с целью изменения его химического состава, перекристаллизации минеральных фаз и образования алмазов выполнены под воздействием сильных ударных волн при давлении 4903,5 МПа [22].

ГЛАВА IV

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ ГЕОХИМИЧЕСКИЙ БАЗИС ТЕОРИИ НЕОРГАНИЧЕСКОГО НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ

В отличие от всех существовавших и существующих теорий и представлений об органическом происхождении нефти, до сих пор не имеющих в своем арсенале промышленно или лабораторно воспроизведенного процесса образования нефти, теория неорганического генезиса нефти и газа обладает серьезным и разнообразным экспериментальным базисом, который начал создаваться еще в конце прошлого века.

Первый крупный вклад в разработку экспериментальных, лабораторных основ абиогенного синтеза нефти внес в 1866 г. выдающийся французский химик М.Бертло. Его эксперименты, с одной стороны, базировались на высокотемпературных реакциях взаимодействия углекислого газа и щелочных металлов, а с другой — на аналогичных реакциях щелочных металлов с карбонатами. В результате этого абиогенно синтезировались в лабораторных условиях либо продукты конденсирования ацетиленов, похожие на обычные битумы и смолы — гудроны, либо продукты реакции водорода с уже конденсированным материалом, т.е. высшие углеводороды. Так, например, реакция водорода с ацетиленом давала этилен и гидрид этилена, а в результате дальнейших реакций водорода с полимерами ацетиленов или же этиленов получались метановые углеводороды, похожие на те, которые входят в состав природных нефтей Северной Америки. При этом в зависимости от температуры и материала, сопутствующего реакции, возможен был, как указывает при описании экспериментов М.Бертло, почти неограниченный ассортимент разнообразных взаимодействий, в результате которых абиогенно синтезировались и отдельные виды углеводородов, и сама природная нефть. А поскольку начавшиеся реакции непрерывно возобновлялись, этот процесс неорганического образования нефти мог бы продолжаться непрерывно и длительно [178, 216].

Другой французский ученый, А.Биассон, опубликовал в 1871 г. результаты своих экспериментов, также посвященных неорганическому синтезу углеводородных смесей. В его лабораторных опытах, проводившихся при высокой температуре, использовалась смесь из водяного пара, углекислого газа, сероводорода и железа. Эти эксперименты показали возможность такого взаимодействия данных субстанций, при котором произошел синтез смеси углеводородов, похожей на природную нефть. Согласно А.Биассону, в недрах Земли возможны и другие варианты реакций неорганического образования нефти: вода, содержащая карбонат кальция в растворенном состоянии

из-за избытка в ней диоксида углерода, реагирует с сульфидом железа (или же просто с железом) при температуре, достаточно высокой, чтобы вызвать в результате диссоциации появление водорода и углерода, которые затем рекомбинируются в углеводороды и нефть [216].

Д.И. Менделеев пошел по несколько иному пути, как показывает опубликованная им в 1877 г. работа, посвященная карбидной теории происхождения нефти. В экспериментах было продемонстрировано, что действие воды или водяного пара на карбид железа при высокой температуре приводит к образованию углеводородов (нефти) и оксидов железа [118]. Работы Д.И. Менделеева вызвали огромный интерес, были проведены новые лабораторные опыты, в которых реакция соляной и серной кислот или только горячей воды с карбидами железа, марганца и других металлов, в том числе и с так называемым зеркальным (марганцовистым, богатым химически связанным углеродом) чугуном, вызывала образование углеводородов, по составу и свойствам совершенно одинаковых с нефтью, то же получалось при действии воды на углеродистый уран. Примером синтеза такого типа является образование ацетиленового газа в результате действия воды на карбид кальция, а из ацетилена, как известно, можно получить более сложные углеводороды, которые, взаимодействуя друг с другом при высоких температурах, могут привести в конечном счете к продукту с высокой сложностью состава [216].

Эксперименты и представления М. Берглю, А. Биассона и Д.И. Менделеева об абиогенном глубинном происхождении нефти и газа отошли в область истории, так как уровень геологических знаний не позволял установить наличие воды, серной и соляной кислот, сероводорода, щелочных металлов, их сульфидов и карбидов в составе глубинных недр Земли. Сейчас когениит (карбид железа) и троилит (сульфид железа), сера, сернистые и хлористые соединения, а также щелочные металлы обнаружены во всех метеоритах [22, 237]. Если исходным материалом для образования Земли была космическая пыль метеоритного состава и даже сам метеоритный материал, то несомненно присутствие карбидов, сульфидов и других названных веществ в ее недрах, в том числе в подкоровой области — мантии. В наше время минералого-петрографическими и другими исследованиями карбиды и сульфиды металлов, щелочные металлы, вода, соляная и серная кислоты, их соли обнаружены во многих изверженных породах глубинного или мантийного генезиса, и, кроме того, инструментально определяются в составе выделений действующих базальтовых и андезитовых вулканов. Таким образом, выдвигавшиеся ранее возражения против представлений М. Берглю, А. Биассона и Д.И. Менделеева незаметно для многих сняты с повестки дня в результате прогресса геологических исследований.

Конечно, наиболее важным продолжает и сейчас оставаться тот вариант синтеза нефти и нефтепродуктов из неорганических веществ, который давно известен как процесс Фишера — Тропша и уже использовался в нефтехимическом производстве при определенных условиях. Базисом этого процесса

был появившийся еще в 1913 г. патент Баденской анилиново-содовой фабрики, защищающий синтез жидких углеводородов и кислородсодержащих соединений при пропускании водорода и избытка монооксида углерода над катализаторами. При температурах в области 360–420°C и давлении до 11,8 МПа в этом процессе получались газы (этилен, пропилен и некоторое количество этана), а также маслянистый и водный слои конденсата. Первый из этих слоев содержал непредельные углеводороды с температурами кипения от 50 до 200°C и примесь неуглеводородных соединений, а второй состоял из спиртов, альдегидов, кетонов, кислот и разнообразных продуктов их конденсирования [37].

Новые элементы в процесс абиогенного синтеза жидкого топлива внес в 1921 г. Фр. Фишер, бывший в то время директором Угольного института в г. Мюльгайм (Рур) и заменивший в описанной реакции избыток монооксида углерода на избыток водорода. Водяной газ (т.е. смесь водорода и монооксида углерода), тщательно очищенный от сероуглерода и сероводорода, под давлением в 14,7 МПа направлялся в трубку, содержащую катализаторы и нагретую до 410°C. В результате этого происходила реакция, продуктом которой была двухслойная жидкость с водным слоем, состоящим из различных кислородсодержащих соединений — высших спиртов, кетонов, альдегидов, низших жирных кислот, и маслянистым слоем, имеющим вид светложелтого флюида с плотностью 829 кг/м³, температурой застывания (–30)°C, теплотворной способностью 31,6–38,5 кДж и возможностью отгонки 97% при температуре ниже 200°C. Эта жидкость получила название синтола, в ней были идентифицированы муравьиная, уксусная, пропионовая, изомасляная и другие органические кислоты, содержащие до шести атомов углерода, и метиловый, этиловый, пропиловый и другие спирты, содержащие до девяти атомов углерода, а также кетоны — ацетон, метилэтилкетон, диэтилкетон и метилпропилкетон. Нагревая синтол в автоклаве, в котором не было никаких реактивов, Фр. Фишер и Г. Тропш получили воду и пахнущую нефтью жидкость, состоящую из олефиновых и нафтеновых углеводородов.

Согласно Фр. Фишеру и Г. Тропшу, механизм этих реакций синтеза объясняется следующим образом. Сначала при действии водорода на монооксид углерода образуется формальдегид: $\text{CO} + \text{H}_2 \rightarrow \text{H-COH}$, при отсутствии оснований диссоциирующий по уравнению $2\text{HCHO} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{CH}_4$. Наоборот, в присутствии щелочей и карбонатов щелочных металлов происходит превращение формальдегида в метиловый спирт (по уравнению $2\text{HCHO} \rightarrow \text{CO} + \text{CH}_3\text{OH}$), который при соответствующем давлении реагирует с новой молекулой монооксида углерода, давая в результате уксусную кислоту: $\text{CO} + \text{CH}_3\text{OH} \rightarrow \text{CH}_3\text{COOH}$. Последняя восстанавливается в соответственный альдегид, так получают кислородсодержащие абиогенные органические соединения [37, 157].

Несколько позднее Фр. Фишер и Г. Тропш отказались от производства синтола, требовавшего высоких давлений, а следовательно, дорогостоящего оборудования, и переориентировались на синтез углеводородов под атмос-

ферным давлением. Когда при температурах выше 300°C под атмосферным давлением пропусклась смесь водорода и монооксида углерода над такими катализаторами, как оксид кобальта или размельченное железо, тогда синтезировался метан: $\text{CO} + 3\text{H}_2 \rightleftharpoons \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$. Применение такого катализатора, как алкалинизированное железо, позволяет проводить реакции при температуре около 300°C , а такого, как кобальт, — при температуре 270°C . Когда катализатор обладал слабой щелочностью, продуктами реакции водорода и монооксида углерода были этан, пропан и пентан, а после того как стали применяться катализаторы с более высокой щелочностью (оксид меди, кобальт и хром или же медь, кобальт и уран), длина углеводородных цепей стала быстро увеличиваться, в результате чего синтезировались даже твердые парафины. Продуктами этого неорганического синтеза были этан, пропан и бутан, этилен, пропилен и бутилен, а также бензин, желтого цвета керосин и богатые парафином нефтяные масла. Плотность синтетического бензина при температуре 20°C составляла 714 кг/м^3 . Начало его кипения приходилось на 59°C , при нагревании до 100°C выкипало 33 % бензина, до 150°C — 80 %, до 185°C — 95 %. Этот бензин содержал довольно большое количество ненасыщенных углеводородов, правда, только моноолефинового состава.

Еще в 1925 г. на конгрессе в г. Питсбурге (США) Фр. Фишер сообщал, что по желанию можно ориентировать реакции абиогенного синтеза нефти и нефтепродуктов по одному из двух главных направлений, получая в виде побочных продуктов углекислый газ или воду: 1) $n\text{CO} + (2n + 1) \text{H}_2 \rightarrow \text{C}_n\text{H}_{2n+2} + n\text{H}_2\text{O}$; 2) $2_n\text{CO} + (n + 1) \text{H}_2 \rightarrow \text{C}_n\text{H}_{2n+2} + n\text{CO}_2$. В тех же экспериментах, где использовались давления порядка 0,9–1,2 МПа, реакция синтеза имела промежуточный характер, при котором получались и водный слой, содержащий спирты и альдегиды, и маслянистый слой, состоявший из углеводородов. Иначе говоря, в этом случае получается смесь синтола и нефти [37]. И наконец, в 1935 г. в Германии (г. Оберхаузен) был пущен первый в мире завод по синтезу жидкого моторного топлива (по Фишеру — Тропшу) производительностью 25000 т/год [137].

Процесс Фишера — Тропша давно используется для промышленного получения восков. Согласно Л.Ивановскому [64], "технологическому" понятию воск невозможно дать химическое определение, с химико-товароведческой точки зрения воски подразделяются на природные, очищенные, или рафинированные, и синтетические. Последние обладают некоторыми отличительными признаками, например карбоцепной структурой оптимальной длины, и имеют комплексную природу.

Воск каждого типа характеризуется определенным химическим составом. Его компоненты — это различные насыщенные алифатические соединения, среди которых основную роль играют высокомолекулярные углеводороды и сложные эфиры (в том числе псевдоэфир), хотя определенное значение имеют также жирные и восковые кислоты, спирты, кетоны и эфиры. Углеводороды могут быть либо нормальными, либо разветвленными. В пос-

леднем случае "боковые цепи" образуют и кольцевые соединения. Спиртовые компоненты сложных эфиров — это или нерастворимые в воде восковые или многоатомные, растворяющиеся в воде, спирты. В псевдоэфирах вместо спиртов присутствуют различные алифатические или ароматические амины. Жирнокислотными компонентами сложных эфиров и псевдоэфиров являются высокомолекулярные жирные и восковые кислоты, из которых последние всегда обладают оптимальной длиной цепей. Отдельные типы восков состоят из гомологов одного определенного ряда или же соединений, имеющих молекулы неодинакового строения и разных размеров.

Из разработанных до сих пор методов промышленного производства синтетических восков широкое техническое применение нашли только гидрирование монооксида углерода и полимеризация этилена. Воски Фишера — Тропша появились на рынке еще в 1935 г. Их получали путем дальнейшего укрупнения молекул синтола, образующегося абиогенно из водяного газа (смесь CO и H_2), соответственно подбирая катализаторы, активаторы и соотношения водорода и монооксида углерода. Длина цепи новых высокоплавких восков Фишера — Тропша может охватывать даже 70 атомов углерода. Эти воски обезмаслены и содержат преимущественно узкие фракции высокомолекулярных нормальных алканов с примесью разветвленных высокомолекулярных насыщенных углеводородов [64]. С помощью процесса Фишера — Тропша синтезированы и такие изопреноиды, как пристан, норпристан и фитан [22, 237, 276], наличие которых в нефти долгое время считалось бесспорным доказательством ее биогенной природы.

Помимо кратко описанных лабораторных работ Д.И. Менделеева, М. Берглю и А. Биассона по неорганическому синтезу нефти, а также реальных технологических процессов Фишера — Тропша по абиогенному производству нефти и нефтепродуктов известны и другие эксперименты. Например, А.А. Джардини, Ч.А. Залотти и Дж.Ф. Лэкнером осуществлен синтез углеводородов путем реакции кальцита и водорода. Исходными материалами в их экспериментах были водород, полученный в результате электролиза, и свеже-расколотые ромбоздры оптического кальцита. Образцы последнего, неплотно завернутые в платиновую фольгу, были помещены в нагреваемый снаружи нижний конец сосуда — "бомбы" и выдерживались там в атмосфере гелия до тех пор, пока не достигались нужные температуры. В соответствующий момент в экспериментальную систему добавлялся водород из аппарата высокого давления объемом 25 см^3 с затвором "холодного" типа. Пробы газа, образовавшегося в результате реакции кальцита с водородом, извлекались из верхнего холодного конца сосуда — "бомбы". После окончания эксперимента весь газ из "бомбы" выпускался, затем вся система промывалась и заполнялась гелием, а сама "бомба" извлекалась из печи и охлаждалась, после чего весь эксперимент проводился повторно с самого начала со свежими порциями кальцита и водорода. Температуры, при которых производились эти эксперименты, охватывали интервал $(420 \pm 5) - (970 \pm 10)^{\circ}\text{C}$, давление (первоначально создаваемое только водородом) изменялось в

процессе опыта от 0,7 до 78 МПа, а продолжительность экспериментов составляла от нескольких минут до 64 ч. Основные результаты этих экспериментов сводятся к следующему. Реакция начинается при температуре около 500°С. Ее скорость строго зависит от температуры, а в пределах исследованной области, кроме того, от давления и времени. Обычными, постоянными продуктами этих реакций, как видно из табл. 6, являются метан и вода. В определенных условиях появляются также этан (C₂H₆) и монооксид углерода (СО). Углекислый газ не наблюдался ни разу, а при некоторых, несколько видоизмененных реакциях образовывались графит и твердые углеводороды. Скорость реакции кристаллографически анизотропна. Состав газообразных, жидких и твердых продуктов реакций изучался методами масс-спектрометрии и рентгеноскопии (дифракция рентгеновских лучей). В этих экспериментах установлена и зависимость термической диссоциации кальцита при реакции с водородом от площади: кальцит в порошке реагировал с водородом гораздо быстрее, чем отдельный его ромбоэдр той же массы.

Таблица 6. Масс-спектрометрический состав газообразных продуктов некоторых реакций кальцита с водородом в расчете на безводную основу [228]

Номер опыта	Давление, МПа	Температура, °С	Продолжительность опыта, ч	Выход продуктов абиогенного синтеза, %			
				H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	СО
4	78,0	660	4,5	99,01	0,88	0,08	0,03
29	65,3	480	18,0	99,96	0,04	—	—
32	66,0	580	20,0	99,56	0,26	—	—
37	65,3	835	3,0	98,90	1,10	—	—
44	59,3	715	15,0	96,75	3,20	—	—

Примечание. Предел чувствительности определений равен 0,01 %; остаточный гелий (менее 0,05 %) обычная примесь в большинстве экспериментов; в опыте 32 обнаружено 0,11 % азота и 0,02 % кислорода; в H₂ входят HD и D₂.

На электронных микрофотографиях нереагировавших поверхностей кальцита были видны углубления, частично имевшие вид перфорированной поверхности, и продукты начинавшейся реакции, локализующиеся как раз возле этих дефектов. Оптическое исследование показало, что реагировавшие площади возле дефектов увеличивались вдоль кристаллографических направлений. Пробы оставшегося после эксперимента кальцита быстро погружались в пластик, и плоская, ровная поверхность шлифовывалась для последующего изучения перпендикулярно к четырем граням ромбоэдра. Глубина "изъявлений", образовавшихся на этих гранях в результате реакции кальцита с водородом, измерялась на кристаллографически аналогичных гранях ромбоэдра (1101), (1101) и (0111), (0111) и оказалась неодинаковой, тогда как соседние, смежные пары (1101), (0111) и (1101), (0111) были затронуты этой реакцией на одинаковые глубины. Среднее соотношение разницы в глубине "изъявлений" (созданных реакцией) между этими двумя парами в 29 изученных образцах кальцита было равно 2:1. Кристаллографи-

ческая ориентация реакционных поверхностей определена в трех образцах этого минерала; оказалось, что она постоянна.

Исходя из изложенного, А.А.Джиардини, Ч.А.Залотти и Дж.Лэкнер сделали вывод, что углеводороды и графит изверженных пород, графитовые жилы, а также графит в графитизированных мраморах и кристаллических сланцах вполне могли образоваться абиогенно в результате реакции кальцита с водородом, воспроизведенной в данных экспериментах [228].

Современные экспериментальные исследования дают возможность ответить на вопрос, как могли возникнуть на добиотической Земле молекулы, из которых состоят живые организмы. В основе таких исследований лежат представления о примитивной первозданной атмосфере нашей планеты на заре ее юности, о различных формах энергии, существовавших в такой атмосфере, и об естественной химической эволюции. Экспериментальные данные показывают, что атомы химических элементов уже в первичной атмосфере образуют молекулы, которые, будучи абиогенными по своей природе, представляют огромный интерес для понимания начала органической эволюции. Естественные каталитические свойства минеральной поверхности первозданной Земли позволяют затем в процессе автокатализа отбирать среди этих молекул наиболее благоприятные. При этом главную роль играют генерации макромолекул двух общих типов. Первый образуется из связи углерод — углерод и проходит через виниловую полимеризацию (напомним, что винил — это группа CH₂:CH), а второй возникает в результате дегидратирующего конденсирования в водной среде так, что дает начало абиогенному образованию протеина, нуклеиновой кислоты и полимеров углеводного типа.

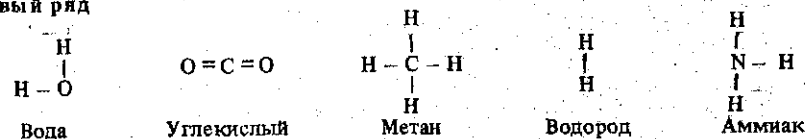
В настоящее время утвердилось мнение, что первозданная Земля вначале была окружена атмосферой, состоявшей из материала, имеющего преимущественно редуцированный характер, т.е. из атомов водорода, углерода, азота и кислорода в их полностью восстановленной или гидрогенизированной форме. Это согласуется с относительной обильностью в космосе данных химических элементов, которые в первозданной атмосфере Земли образовывали комбинации только с господствовавшим в ней водородом, в результате чего возникли молекулярный водород (H₂), метан, аммиак и вода.

В начале химической эволюции Земли (около 4,7 млрд. лет назад) такие реальные источники энергии, как ультрафиолетовая радиация Солнца, космическое излучение, радиоактивность некоторых веществ на земной поверхности и движение атмосферных масс (вследствие термической конвекции), генерирующее электростатические потенциалы и электрические разряды — молнии, действуя на названные атомы и молекулы, вызывали раздробление связей С — Н, Н — О, Н — Н и Н — Н и обуславливали появление новых промежуточных продуктов, обладающих более высоким уровнем энергии. Эти продукты были затем рекомбинированы до промежуточных стабильных соединений (рис.17). В течение последних тридцати лет такой ход химической эволюции многократно воспроизводился экспериментально. Еще в

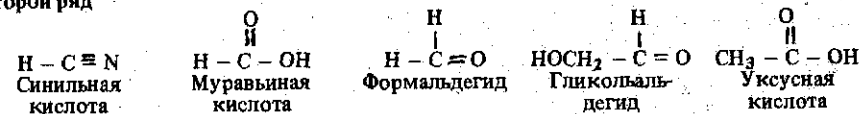
1950 г. М.Кельвин воспроизвел под действием ионизирующей радиации от ускорителя частиц абиогенную конверсию CO_2 в воде и в водороде до таких органических соединений, как муравьиная кислота, формальдегид и др. В 1953 г. С.Миллер, использовавший смесь CH_4 и NH_3 с аналогичными источниками энергии, абиогенно получил аминокислоты — глицин, аланин и аспарагиновую (α -аминоянтарную) кислоту [183—185, 286—287].

Это стало началом экспериментальных исследований всех примитивных мономерных молекул, являющихся своеобразными конституционными блоками триады полимеров — протеинов, нуклеиновых кислот и углеводных полимеров (полисахаридов, целлюлозы, крахмала и др.), необходимых для биогенезиса. В результате добавления к указанным реакционным смесям таких катализаторов, как железо, цинк, ванадий, никель и другие металлы, в рассмотренной эволюционной схеме очень рано появляются абиогенные порфирины, в свою очередь оказывающиеся катализаторами для дальнейших репродукции и репликации, давая, таким образом, начало молекулярному отбору еще в период добиотической химической эволюции Земли.

Первый ряд



Второй ряд



Третий ряд

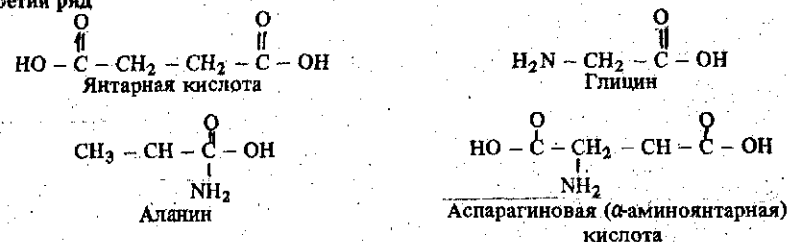


Рис. 17. Первобытные (первый ряд), первозданные (второй) и примитивные (третий) органические молекулы добиотической Земли [185]

Из веществ, слагающих первозданную атмосферу нашей планеты, оказалось возможным синтезировать в лабораториях обширную коллекцию примитивных мономерных органических молекул в водных растворах. Было показано, что в результате такого синтеза образуется HCN и ее пентамер — аденин. В свою очередь из аденина, являющегося основанием нуклеиновой кислоты, можно абиогенно получать другие гетероциклические базисы, необходимые для образования нуклеиновых кислот. Из формальдегида, обра-

зующегося непосредственно из CO_2 или из CH_4 , водорода и воды, абиогенно синтезированы не только аденин, но и сахара. С.Поннамперум [303] при ультрафиолетовом облучении разбавленного раствора рибозы (сахар с пятью атомами углерода), необходимого для синтеза рибозида, получил вместе с аденином и аденозин. Если облучаемый ультрафиолетовым светом аденозин абсорбируется аденином в водном растворе пироглюкофатного эстера, то абиогенно синтезируется адениловая кислота ($\text{NH}_2 \cdot \text{C}_5\text{H}_2\text{N}_4 \cdot \text{C}_5\text{H}_8\text{O}_3 \cdot \text{O} \cdot \text{PO}_3 \cdot \text{H}_2$), а также даже АТФ (аденозин-трифосфат). Таким образом, было продемонстрировано, что не только "строительные блоки" нынешних организмов можно генерировать в результате абиогенных процессов, но и основное средство обращения энергии — АТФ, используемое всеми организмами, может образовываться при похжей абиогенной конверсии таких источников первичной энергии, как ионизация и свет.

В общем исследовании по изучению химической эволюции первичной атмосферы Земли, в основе которых лежало облучение ионизирующей энергией, ультрафиолетовым светом и электрическими разрядами систем, содержащих метан, аммиак и воду, в прямых или ступенчатых экспериментах привели к абиогенному синтезу таких органических веществ, как мочевины, аминокислоты, дипептиды, полипептиды, протеиноды, макромолекулы, аденин, гуанин, пентозные сахара, дезоксиаденозин, АТФ, нуклеотиды, составные части нуклеиновых кислот, жирные кислоты, порфирины и нефть [13, 183—185, 193, 227, 275, 286, 287, 299, 302—305, 315, 352]

Экспериментальные работы по синтезу углеводородов из неорганических веществ естественно занимают особое место в исследованиях по проблеме добиотического возникновения различных органических соединений в результате действия разнообразных форм энергии на первичную атмосферу Земли задолго до появления в ней любых форм жизни. Именно таковы и лабораторные исследования, выполненные С.Поннамперумой и его коллегами. В первых своих экспериментах они показали, что, действуя искровыми электрическими разрядами на метан (аналогично молниям в атмосфере, содержащей метан), можно абиогенно синтезировать различные углеводороды [305]. Эти же эксперименты продемонстрировали, что свойства получаемых углеводородов зависят от типа электрических разрядов и распределения затраченных энергий.

Несколько позднее применявшаяся методика была модифицирована, и новые эксперименты проводились следующим образом. Полукольцевая головка в экспериментальной установке состояла из пирексовой стеклянной трубки и подсоединенной к ней стеклянной колбы емкостью 500 мл. Внутренний электрод был изготовлен из прута нержавеющей стали сечением 6 мм и почти достигал дна колбы. Узкое горло последней покрывалось металлической фольгой, служившей наружным электродом. После того как в этой установке электрические разряды создавались на протяжении одной недели в атмосфере метана, синтез углеводородов прекратился, а появившийся на стенах колбы осадок приобрел вид нефтяной пленки.

Затем 100 нкг вещества данной пленки растворялись в гексане, сушились в токе азота и подвергались хроматографированию на десятисантиметровой колонке с оксидом алюминия. Далее материал в колонке элюировался 100 мл дистиллированного гексана, и одна из порций гексанового элюата пропусклась через очень мелкое молекулярное сито, чтобы отделить нормальные алканы от разветвленных и циклических. Хроматограммы показали, что условия, являющиеся достаточными для разделения углеводородных смесей из природной нефти, недостаточны для разделения углеводородов, абиогенно синтезированных при электрических разрядах в метане. Чтобы улучшить состояние дела с разделением хроматограммы этой синтетической углеводородной смеси, была использована капиллярная колонка длиной 30,5 м, запрограммированная по нагреванию на $2^{\circ}\text{C}/\text{мин}$. Однако, несмотря на появившиеся в хроматограмме большие "бугры", сменяющиеся множеством мелких пиков, индивидуальная их идентификация вновь оказалась невозможной, поскольку исследуемый материал явно содержал множество разнообразных абиогенных углеводородов.

Вследствие этого пришлось отказаться от хроматографии при разделении данной углеводородной смеси и использовать масс-спектрометрию. Оказалось, что формы дробления для смеси, синтезированной при электрическом разряде в метане, свидетельствуют об отсутствии в данной синтетической смеси нормальных алканов и изопреноидов с разветвленной цепью и наличии ненасыщенных углеводородов чрезвычайно упорядоченного характера, что было отдельно подтверждено бромированием [306]. Отсюда видно, что, модифицируя опыты с электрическими разрядами в метане, можно синтезировать не только нормальные алканы и изопреноиды с разветвленной цепью, о чем мы уже упоминали, но и ненасыщенные углеводороды (олефины).

Абиогенному синтезу порфириновых структур, встречающихся и в природной нефти, до недавнего времени мало уделяли внимания, хотя были известны два его способа. В первом использовались леволиновая кислота и ультрафиолетовый свет вместо энзима, а во втором — пиррол и формальдегид. При этом пиррол получается либо из ацетилен (а также из этана) и аммиака в результате реакции, протекающей при температуре 300°C , либо из метана и аммиака в реакциях синтеза, происходящих при электрических разрядах.

В 1967 г. Г.У. Ходгсон и Б.Л.Бейкер, в прошлом убежденные сторонники органического происхождения нефти, известные своими трудами в области геохимии порфиринов и микроэлементов природных нефтей Канады, осуществили в США неорганический синтез порфиринов в лабораториях Национальной ассоциации по изучению космического пространства и аэронавтике [244]. В реакциях, воспроизводивших реальные геохимические условия, ими продемонстрирована легкость синтеза металлопорфириновых пигментов из абиогенных веществ, полученных в экспериментах по изучению первозданной и примитивной атмосферы Земли.

В первой серии этих реакций использовались редистиллированные пир-

рол и параформальдегид, которыми заполнялись четыре вакуумированные идентичные стеклянные трубки, причем в первую из них добавлялась соль никеля, во вторую — соль меди, в третью — соль ванадия, а четвертая трубка служила контрольной, поскольку в ней были только пиррол и параформальдегид. Заполненные трубки выдерживались в течение 3 ч при температуре 84°C . Затем они вскрывались, а их содержимое экстрагировалось бензолом и подвергалось элюации. Хроматографический анализ этих экстрактов и элюатов показал присутствие тетрапиррольных порфириновых пигментов во всех (но преимущественно в бензольных) элюированных фракциях из тех трубок, в которые добавлялись соли указанных металлов. Судя по типичным пикам кривых абсорбции, красной флуоресценции в ультрафиолетовом свете и быстрому комплексообразованию с медью в уксусной кислоте, установлено, что данные синтетические тетрапиррольные пигменты являются свободными порфиринами, а не их металлическими комплексами. В этих реакциях получены не только качественные, но и количественные данные: наибольший выход порфиринов дала реакционная система с никелем, меньший — с медью и еще меньший — с ванадием.

Во второй серии экспериментов по неорганическому синтезу порфиринов, где реакции в течение 20 ч протекали при температуре 135°C , получены преимущественно металлические комплексы порфиринов. При этом максимальным был выход медно-порфиринового комплекса, меньшим — никелевого и наименьшим — ванадиевого.

Третья серия экспериментов проводилась в течение 42 ч при температуре 97°C , когда в реакционные системы, идентичные упомянутым выше, добавлялась в различных количествах вода, чтобы полнее воспроизвести в лабораторных условиях предполагаемую геохимическую обстановку природного абиогенного синтеза порфиринов и их металлических комплексов. Оказалось, что присутствие воды в реагирующих смесях уменьшило выход металлопорфириновых комплексов. При изучении влияния количества воды на синтез никелевого, медного и ванадиевого порфиринов попутно установлено, что реакции с катионами двух- и трехвалентного железа не дали порфириновых комплексов, а в реакции пиррола, параформальдегида, воды и хлорида ртути был получен хлорин (восстановленный порфирин).

Конечно, чтобы еще полнее воспроизвести реальные геохимические условия синтеза порфиринов, требовалось присутствие в реагирующих смесях не только воды, но и горных пород, которые могли бы, с одной стороны, быть донорами никеля, меди, железа, серебра, ванадия, магния, цинка, ртути и кобальта (т.е. тех металлов, которые имеют первостепенное значение в геохимии земных порфиринов), а с другой — создавали бы твердые поверхности и среды, препятствующие или, наоборот, благоприятствующие абиогенезису порфиринов и их металлических комплексов. Такие эксперименты были выполнены путем добавления к пирролу, параформальдегиду и воде смеси, приготовленной из множества раздробленных образцов различных глинистых сланцев, аргиллитов и карбонатов, предварительно проэкстраги-

рованных, а затем прокаленных при температуре 600°С в течение нескольких часов. (Экстрагирование и выжигание органического вещества обеспечили стерильность образцов на органику.) Продукты этих реакций изучены с помощью современных методов хроматографии, масс-спектрометрии и оптической спектроскопии, которые подтвердили наличие металлов в абиогенно синтезированных порфириновых комплексах [244].

Таким образом, данные эксперименты показали, что порфирины и металлопорфириновые комплексы могут абиогенно формироваться в природе при вполне приемлемых геохимических условиях из низких концентраций пиррола и параформальдегида в водных системах, причем присутствие двухвалентных катионов и особенно никеля и меди способствует синтезу порфиринов. Доказано также, что медный и другие катионы легко извлекаются из минералов, добавляемых к упоминавшимся выше реакционным системам. Кроме того, поскольку порфирины и их металлические комплексы удалось получить при таких умеренных геотермохимических условиях, постольку это доказывает возможность их неорганического синтеза и при введении энергии облучения. В свое время это было продемонстрировано в случае пиррола и бензальдегида, а также в случае с леулиновой кислотой при образовании пиррола. В некоторых классических экспериментах с электрическими разрядами в атмосфере метана, аммиака и паров воды также обнаружены красные субстанции, содержащие компоненты с пиками на кривых абсорбции в соответствующей области. Отсутствие флуоресценции дало основание идентифицировать их не со свободными порфиринами, а уже с их металлическими комплексами [286, 287, 352].

Итак, к упоминавшемуся выше перечню биологически важных соединений, которые образуются в условиях добиогической первичной атмосферы Земли, прибавляются и порфирины. Базисная порфириновая структура при этом могла сформироваться из простых ее предшественников независимо от чрезвычайно сложных биологических ступеней, которые могли развиваться позднее при появлении живых организмов. Иначе говоря, Г.У.Ходгсон и Б.Л.Бейкер пришли к научно обоснованному выводу, что порфирины не являются "биологическими метками" ископаемой жизни, а, наоборот, представляют собой те абиогенные вещества, с помощью которых возникла жизнь на Земле. Об этом же заявлял в своих трудах и Дж.Бернал [13].

Спектральные анализы каменных углей и рассеянного в песчаных породах ископаемого обугленного органического вещества растительного происхождения показали, что в их состав входят такие химические элементы, как серебро, алюминий, бор, барий, бериллий, кобальт, хром, медь, железо, галлий, германий, магний, марганец, молибден, натрий, никель, свинец, стронций, олово, рубидий, титан, ванадий, цинк и цирконий. Нельзя ли действительно было бы рассматривать такой углистый материал и обугленное ископаемое органическое вещество в качестве еще одного природного источника приобретения природной нефтью микроэлементов во время миграции ее по осадочным породам?

Чтобы проверить это предположение, были выполнены экспериментальные работы, которые состояли в получении бензольных вытяжек из ископаемых торфов, бурого и каменного угля и в спектрографическом исследовании их зольных остатков. Образцы торфа были отобраны на торфоразработках возле с.Полоничи (Львовская область), бурого угля — из Магеровского месторождения (также Львовская область), а каменных углей — из пластов намюрских углей в шахтах Львовско-Вольнского бассейна. Перед началом этих работ порошки упомянутых горючих ископаемых были сожжены на золу, после чего был исследован ее состав полуколичественным методом на спектрографах ИСП-22 и КСА-1. Как видно из табл. 7-8, в золах торфа, бурого и каменного углей были обнаружены алюминий, барий, бериллий, кальций, кобальт, хром, медь, железо, галлий, германий, магний, марганец, молибден, натрий, никель, свинец, скандий, кремний, олово, стронций, титан, ванадий, цинк и цирконий. Однако формы содержания этих элементов в торфах, буром и каменных углях были еще неизвестны, и следовало выяснить, связаны ли они с органической частью упомянутых горю-

Таблица 7. Состав зольной части торфа, бурого угля и экстрактов из них [84]

Элемент	Концентрация в золе, 10 ⁻³ %					
	Торф		Торфяной бензольный экстракт	Бурый уголь		Буругольный бензольный экстракт
	До экстракции	После экстракции		До экстракции	После экстракции	
Ag	Не обн.	Не обн.	1-3	Не обн.	Не обн.	3-6
Al	>3000	100-300	>3000	>3000	>3000	>3000
Ba	60-90	1-3	60-90	300-600	60-90	600-900
Be	Не обн.	Не обн.	Не обн.	3-6	1-3	Следы
Ca	>3000	100-300	>3000	>3000	>3000	>3000
Co	Не обн.	Не обн.	1-3	6-9	3-6	10-30
Cr	3-6	Следы	6-9	100-300	60-90	300-600
Cu	3-6	1-3	3000	30-60	3-6	1000
Fe	>3000	300-600	3000	>3000	3000	3000
Ge	Не обн.	Не обн.	Не обн.	60-90	3-6	100-300
Mg	600-900	30-60	3000	3000	2000	3000
Mn	10-30	1-3	300-600	60-90	30-60	100-300
Mo	3-6	Не обн.	6-9	60-90	30-60	60-90
Na	60-90	60-90	Не обн.	60-90	10-30	60-90
Ni	6-9	1-3	100-300	10-30	3-6	2000
Pb	6-9	Не обн.	60-90	60-90	10-30	60-90
Sc	Не обн.	"	Не обн.	6-9	1-3	10-30
Si	>3000	>3000	>3000	>3000	>3000	>3000
Sn	Не обн.	Не обн.	Не обн.	6-9	3-6	10-30
Sr	60-90	"	600-900	60-90	30-60	100-300
Ti	100-300	30-60	300-600	2000	1000	600-900
V	6-9	1-3	10-30	60-90	30-60	300-600
Zn	Не обн.	Не обн.	1000	3-6	Не обн.	100-300
Zr	10-30	"	60-90	100-300	100-300	Не обн.
V/Ni	1,0	1,0	0,1	3,0	10,0	0,3

Таблица 8. Состав зольной части сапропелевого и гумусового каменных углей, а также экстрактов из них [84]

Элемент	Концентрация в золе, 10 ⁻³ %					
	Сапропелевый уголь		Экстракт из сапропелевого угля	Гумусовый уголь		Экстракт из гумусового угля
	До экстракции	После экстракции		До экстракции	После экстракции	
Ag	Не обн.	Не обн.	3-6	Не обн.	Не обн.	Следы
Al	>3000	30-60	>3000	>3000	>3000	>3000
Ba	60-90	Не обн.	300-600	300-600	60-90	600-900
Be	Следы	"	Следы	Следы	Следы	Следы
Ca	600-900	300-600	>3000	300-600	100-300	>3000
Co	3-6	Не обн.	6-9	3-6	Не обн.	10-30
Cr	3-6	Следы	30-60	60-90	3-6	60-90
Cu	300-600	6-9	2000	30-60	3-6	2000
Fe	>3000	>3000	3000	3000	1000	3000
Ga	Не обн.	Не обн.	30-60	Не обн.	Не обн.	30-60
Ge	"	"	Не обн.	60-90	"	100-300
Mg	3000	30-60	>3000	10-30	"	1000
Mn	3-6	1-3	10-30	3-6	"	60-90
Mo	Следы	Следы	Следы	Не обн.	"	Не обн.
Na	10-30	Не обн.	60-90	10-30	"	60-90
Ni	10-30	1-3	3000	10-30	1-3	3000
Pb	6-9	Не обн.	30-60	10-30	6-9	30-60
Si	>3000	>3000	3000	>3000	>3000	>3000
Sn	60-90	Не обн.	100-300	60-90	6-9	60-90
Ti	Не обн.	"	3-6	1000	300-600	600-900
V	60-90	Следы	3000	3-6	1-3	100-300
Zn	60-90	Не обн.	600-900	6-9	Не обн.	600-900
Zr	30-60	30-60	Не обн.	6-9	6-9	1-3
V/Ni	3,0	?	1,0	0,2	1,0	0,1

чих ископаемых, или же они содержатся в минеральной их части. Не была исследована также и возможность извлечения из них микроэлементов таким органическим растворителем, как бензол. Для проверки этого экстрагированные порошки торфа, бурого и каменных углей были также сожжены на золу, после чего состав ее вновь исследовался на спектрографах. Сравнение зольных составов каждого горючего ископаемого до экстракции и после нее показало, что концентрации выявленных микроэлементов в золах первых выше, чем в золах вторых. После неоднократной проверки был сделан вывод, что уменьшение концентраций микроэлементов в торфе, буре и каменных углях после экстракции свидетельствует о связи выявленных в них микроэлементов с металлоорганическими соединениями определенного строения, которые содержатся в ископаемых углях и торфах и растворяются в бензоле. В течение года проводилось накопление экстрактов, их тщательное фильтрование, обезвоживание, обессоливание, упаривание и озоление. Результаты спектрографического исследования состава зольных остатков таких экстрактов приведены в табл. 7-8. В золе экстрактов, как видно из этих таблиц, содержатся элементы, не только ранее найденные в упомяну-

тых горючих ископаемых, но и считавшиеся отсутствующими из-за очень низких их концентраций в торфе и углях. В опытах в качестве органического растворителя использовался спектрально чистый бензол, т.е. индивидуальное углеводородное соединение, содержащееся в довольно значительных количествах в природных нефтях.

Совместное рассмотрение обеих таблиц дает возможность оценить относительную подвижность обнаруженных химических элементов. Некоторые из них (первая группа), содержащиеся в больших количествах в образцах торфа и углей, составляют также наибольшую часть зольных остатков полученных экстрактов. Сюда можно отнести алюминий, барий, кальций, хром, медь, железо, магний, кремний и титан. Они наиболее подвижны, быстро увеличивают свои концентрации в растворенном состоянии параллельно увеличению времени экстрагирования или объема экстрагируемой массы. Вторая группа элементов состоит из германия, марганца, никеля, свинца, стронция и ванадия. Иногда к ней относятся также медь, цинк, барий, натрий. Подвижность этих элементов, вероятно, несколько меньше, чем подвижность элементов первой группы, поскольку они характеризуются способностью концентрироваться в экстракте несмотря на то, что в исследованных образцах торфа и углей их содержится значительно меньше. Остальные элементы дают в экстракте концентрации, либо аналогичные их концентрациям в торфе и углях, либо немного превышающие их. Представителями таких элементов можно считать молибден, цирконий, скандий, олово, бериллий, кобальт, серебро и галлий. Иногда таким же поведением характеризуются хром, марганец и натрий. Рассмотренные подвижности обнаруженных элементов имеют относительное значение еще и потому, что уменьшение или увеличение подвижности безусловно зависит как от природы исследованных горючих ископаемых, органического растворителя, температуры, продолжительности и скорости экстрагирования, так и от особенностей металлоорганических соединений, с которыми связаны обнаруженные микроэлементы в торфе и углях.

Проведенные опыты показали еще одну интересную особенность: концентрации микроэлементов в экстрактах увеличивались с увеличением кратности экстрагирования. Иначе говоря, если одним и тем же самым объемом бензола обрабатывать все новые и новые порции порошков упомянутых выше горючих ископаемых, то содержание микроэлементов в экстракте увеличивается. Нам кажется, что это равноценно следующему заключению: если при одной и той же площади поперечного сечения экстрагируемой массы горючих ископаемых путь, по которому через эту массу фильтруется бензол, возрастает, то в бензоле увеличивается концентрация экстрагированных им органических носителей микроэлементов, а следовательно, увеличивается и содержание микроэлементов в золе бензольных экстрактов. Отсюда можно сделать обоснованное экспериментом заключение о связи содержания микроэлементов в природных нефтях с длиной пути их миграции по осадочным породам, а также с длительностью самого процесса миграции

нефти. Это положение основывается, во-первых, на том, что природная нефть содержит такой углеводород, как бензол, способность которого извлекать органические носители зольных элементов из торфа, бурого и каменных углей доказана экспериментально. Следовательно, во время миграции природной нефти по пористым и трещиноватым средам — песчаным, алевроитовым или известняковым коллекторским породам — должно происходить извлечение аналогичных органических соединений с зольными элементами из ископаемого обугленного растительного детрита, содержащегося во всех коллекторских породах осадочного происхождения.

Во-вторых, поскольку содержание зольных элементов в бензольных экстрактах возрастало при увеличении общей массы экстрагируемых горючих ископаемых, постольку это должно происходить и во время движения природной нефти по осадочным коллекторским породам. В этом случае нефть, фильтрующаяся в порах и трещинах пласта осадочной коллекторской породы латерально и вертикально во время ее миграции, будет встречать все новые и новые количества органического обугленного детрита, содержащегося в межзерновом пространстве пород-коллекторов. Однако если содержание в нефти микроэлементов рассматривать как функцию расстояния и продолжительности ее миграции, то нельзя забывать, что аккумуляция в нефти микроэлементов зависит и от ее растворяющей способности. В свою очередь эта способность должна зависеть от химического состава природной нефти, от состава обугленного растительного детрита и от тех термодинамических условий, при которых происходят миграция и аккумуляция нефти. Понятно, что тезис о зависимости содержания зольных элементов в природной нефти от продолжительности и расстояния ее миграции является следствием из результатов проведенных экспериментов. Основываясь на нем, можно утверждать, что нефть, залегающая ближе к месту ее рождения — глубинному очагу нефтеобразования, должна иметь меньшее количество зольных элементов, поскольку она прошла меньший путь во время миграции. (Отсюда также следует, что нефть, испытавшая влияние только вертикальной миграции, может в общем содержать меньшее количество зольных элементов, чем нефть, аккумуляция которой происходила с участием и латеральной миграции.)

Эксперименты, подтвердив возможное органическое происхождение одного из источников микроэлементов в нефти, однако, показали, что их содержание можно и не связывать с исходным для нефтеобразования органическим материалом. Для лучшего понимания значения этого вывода напомним, что уже не раз указывалось другими исследователями — природные нефти не содержат порфиринов в количестве, достаточном для того, чтобы связывать с ними весь ванадий и никель, которые присутствуют в нефти [218, 240]. С другой стороны, установлено, что порфирины содержатся не только в нефтях и горючих сланцах, но и в ископаемом органическом материале, а также и в ископаемых углях в виде металлических комплексов уже с ванадием и никелем, а не с магнием и железом. Проведенная нами экспериментальная работа указывает на возможный источник не только ванадия и

никеля, но и других элементов, которые вместе с ними встречаются в нефти и происхождение которых также достоверно неизвестно [46, 70, 72]. Вероятно, частично нефть может приобретать микроэлементы из различных ископаемых растительных тканей, камедей, смол, хитиновых остатков и другого материала, обычно содержащегося в природных нефтях и осадочных породах всех литофациальных типов, где их обнаруживают соответствующими методами.

Таким образом, в свете всех проанализированных здесь фактов и экспериментальной работы, описанной выше, микроэлементы природных нефтей, даже такие, как никель и ванадий, уже не могут больше использоваться в качестве бесспорного критерия органического происхождения нефти. Приходится смириться с тем, что открытие порфиринов (естественных пигментов, родственных хлорофиллу и гемину) в нефти, бывшее когда-то одним из самых значительных достижений в вопросе о генезисе нефти, потеряло свое первоначальное значение. Это видно уже из того факта, что, если нефть, образовавшаяся в результате неорганического синтеза или имеющая космическое происхождение, действительно не должна была бы содержать в себе микроэлементы, то она сможет приобрести их вследствие миграции по осадочным породам.

Остановимся еще на одной особенности проблемы микроэлементов природных нефтей, а именно на изменении отношения V/Ni и на тех представлениях, которые склонны строить некоторые исследователи на этом материале. Хотя известно, что отношение V/Ni изменяется в довольно широких пределах в различных природных нефтях, в работах ряда геохимиков делаются попытки уверить читателей, что его можно использовать в качестве бесспорного критерия для диагностики нефтематеринских свит, поскольку якобы нефти, происходящие из определенной нефтематеринской свиты, имеют и определенное, специфическое и только им присущее значение этого отношения [15, 19, 69, 240, 265, 266]. Чтобы убедиться в претенциозности такого утверждения, достаточно обратиться к табл. 7—8. Как видно из них, отношение V/Ni в бензольных экстрактах, за исключением только одного случая, абсолютно не похоже и не сопоставимо с отношениями V/Ni в торфе, буром угле и сапропелевом каменном угле, хотя эти горючие ископаемые здесь можно рассматривать в качестве своеобразных "нефтематеринских" пород, выделивших правда, во время эксперимента не нефть, а только металлоорганические комплексы. Единственный вывод, который можно сделать на этом материале, сколь условен бы он ни был, это то, что отношение V/Ni в экстрактах, как правило, в десятки раз меньше, чем в исходных продуктах.

Несколько сомнительно, чтобы любой обугленный детрит так же, как и нефть, сумел сохранить от разрушения содержащиеся в нем ванадиевые и никелевые металлоорганические комплексы, поскольку он мог подвергаться действию тепла. В самом деле, среди различных факторов, принимающих активное участие в процессах миграции и аккумуляции нефти, тепловой эффект привлекает к себе внимание тем, что влияние тепла вполне может изме-

нять отношение V/Ni в нефтях. С.М.Катченков [69] обнаружил, что нефти из самых древних отложений характеризовались высоким значением отношения V/Ni, а Г.У.Ходгсон установил, что в нефтях западной части Канады наблюдается обратная картина: нефти из самых древних и глубоко залегающих формаций обычно имели очень низкие отношения V/Ni. Он предположил, что уменьшение отношения V/Ni с увеличением возраста нефтей могло быть здесь отражением эффекта "созревания" нефтей под действием тепла, увеличивающегося с увеличением глубины залегания нефтей, которые, по его мнению, никогда не испытывали в своем геологическом прошлом сколько-нибудь значительного действия диастрофизма [240].

Широко распространено мнение, что природная нефть, залегающая на больших глубинах, где существует высокая температура, должна превращаться вследствие термической деструкции в более легкие, жидкие и газообразные ее разновидности, а также в нефтяной кокс. В процессе миграции нефти из высокотемпературной области в более низкотемпературную должны уходить вверх только газообразные и легкие жидкие фракции нефти, оставляя позади твердый и нерастворимый в ней нефтяной кокс. При этом естественно ожидать, что деструкции должны подвергнуться и металлопорфириновые соединения так, что их концентрация вдоль пути миграции нефти может уменьшаться из-за задержки части данных соединений в нефтяном коксе.

Для изучения этих представлений была выполнена серия лабораторных экспериментов с пробами тяжелой черной и очень вязкой природной нефти из макмаррейских (ранний мел) нефтяных песков месторождения Атабаска, залегающих в недрах северо-восточной части канадской провинции Альберта. Эта нефть была взята вследствие высоких концентраций в ней ванадия и никеля, а также потому, что она считается многими геологами "молодой и незрелой" [241]. Ее проба, доставленная с Битьюмаунтского нефтеперерабатывающего завода, загружалась в стальную герметичную "бомбу" сверхвысокого давления объемом 800 мл конструкции фирмы "Америкэн Инстрамент Сьюперпреша" и очищалась с помощью тока сверхчистого азота. После опрессовки "бомбы" она нагревалась до желаемой температуры при постоянном взбалтывании специальным устройством. Поскольку уже первые результаты экспериментов показали, что температуры менее 350°C не вызывают заметной реакции в течение избранных интервалов времени, дальнейшие исследования проводились при нагревании до 358–428°C. По окончании эксперимента "бомбу" охлаждали до комнатной температуры, давление внутри нее снималось, ее содержимое в центрифуге разделялось на жидкую и твердую фракции, и для жидкой фракции определялись плотность, вязкость, сернистость, а также содержание ванадия и никеля. Результаты этих экспериментов приведены в табл. 9, и, как видно из нее, несмотря на существенное преобразование тяжелой вязкой нефти в более легкую и менее вязкую, ее сернистость уменьшилась менее чем в два раза. Отношение V/Ni осталось геохимически тождественным, и, хотя концентрации ванадия и никеля значи-

Таблица 9. Влияние нагревания на свойства макмаррейской нефти [241]

Температура, °C	Время нагревания, ч	Плотность, кг/м ³	Вязкость, 10 ⁻⁶ м ² /с	Сернистость, %	Содержание, 10 ⁻⁴ %		V/Ni
					V	Ni	
21	—	1022	60000,0	5,2	211,0	77,2	2,73
358	32,0	996	708,3	3,7	152,0	67,0	2,47
	62,5	976	67,0	3,7	113,0	33,5	3,37
	63,0	975	102,5	3,7	107,0	34,5	3,10
	88,0	957	49,3	3,5	67,5	26,6	2,54
	152,5	928	12,9	3,2	18,2	7,1	2,57
383	12,2	982	225,6	3,7	122,0	43,6	2,80
	19,0	942	19,2	3,7	43,5	17,9	2,43
	23,0	944	16,3	3,2	32,1	13,4	2,33
	47,0	914	5,1	3,1	6,7	3,0	2,27
	100,0	882	He опр.	2,3	0,8	0,6	1,32
	1,5	972	108,0	4,1	161,0	45,9	3,51
408	2,5	964	75,2	4,6	84,3	34,2	2,47
	4,0	939	12,0	3,7	36,9	15,8	2,33
	5,7	932	9,6	3,4	18,9	7,3	2,59
	12,3	892	2,8	3,2	3,4	1,4	2,46
	1,2	940	10,3	He опр.	30,4	13,4	2,27
	2,0	919	4,9	3,6	15,0	5,8	2,61
428	3,0	896	2,8	3,3	2,2	1,5	1,46
	4,3	889	2,5	2,9	1,8	0,9	2,00

тельно уменьшились, в нефти эти металлы все еще содержались даже после нагревания до 428°C.

Чтобы уточнить ход термических реакций, эти эксперименты продублированы на нефти, нагреваемой не в очень крупной "бомбе", а в стеклянных запаянных трубках. В них загружалась проба макмаррейской нефти 0,01 кг, после чего они запаивались и помещались в специальный блок, в котором давления достигали 6,9 МПа. После окончания эксперимента трубки извлекались из печи, охлаждались и вскрывались, а их содержимое разбавлялось бензолом и центрифугировалось для отделения нефтяного кокса. Кокс экстрагировался бензолом, экстракт выпаривался и озолялся, после чего в золе определялось содержание ванадия и никеля, чтобы дополнить данные аналогичного характера по жидкой фракции нефти, извлеченной из трубки. Результаты этих экспериментов приведены в табл. 10, и их отличие от предыдущих необходимо отнести главным образом за счет каталитического эффекта содержащихся в нефти каолинита, иллита, пирита и кварца (около 1,5%), постоянно взбалтывавшихся в качающейся стальной "бомбе". Кроме того, в последней имелся значительный свободный реакционный объем, способствовавший более глубокой термической деструкции исследуемой нефти. Поскольку трубки не взбалтывались, катализ был гораздо слабее, и нефть, нагревавшаяся в запаянных стеклянных трубках, сохранила при 423°C гораздо больше металлопорфириновых соединений.

Таблица 10. Влияние нагревания в стеклянных запаянных трубках макмаррейской нефти из раннемеловых отложений на изменение содержания в ней ванадия и никеля [241]

Температура, °С	Продолжительность нагревания, ч	Концентрация, 10 ⁻⁴ %		V/Ni
		V	Ni	
350	88,0	102,0	41,1	2,48
	185,0	66,5	30,3	2,19
	232,5	45,1	17,8	2,53
354	124,8	96,3	36,7	2,62
	377	8,0	188,6	He опр.
400	32,0	139,0	"	He опр.
	48,0	81,8	43,5	1,88
	72,0	65,5	29,1	2,25
	163,0	5,5	3,2	1,73
	187,0	8,2	He опр.	He опр.
	8,0	84,1	33,1	2,54
	403	6,0	107,4	43,9
423	8,0	74,2	30,5	2,43
	16,0	34,7	28,5	1,22
	3,0	111,2	39,7	2,80
	4,0	71,0	23,3	3,05
	6,0	39,3	18,6	2,11
	8,0	18,2	11,0	1,66

В следующей серии аналогичных экспериментов с применением качающейся стальной герметичной "бомбы" исследовались более жидкая тяжелая нефть из раннемеловых песчаников месторождения Ллойдминстер и сравнительно легкая нефть из девонских рифогенных известняков месторождения Редуотер. Оба эти месторождения находятся также в провинции Альберта. Результаты данных экспериментов приведены в табл. 11 и хорошо коррелируются с материалом, помещенным в табл. 9—10, показывая, что даже при температурах 410—416°С и в ллойдминстерской, и в редуотерской нефтях сохраняются достаточно крупные концентрации ванадия и никеля и что это приложимо ко всем природным нефтям.

Подводя итоги описанных экспериментов, Г.У.Ходгсон и Б.Л.Бейкер делают следующие заключения. Металлопорфириновые соединения природных нефтей полностью устойчивы к действию нагревания до высоких температур и должны сохраняться при этих температурах в нефтях в гораздо большей степени, чем другие органические соединения. Если принять за пластовую температуру 100°С, т.е. выше, чем пластовые температуры во всех нефтяных залежах Западно-Канадского бассейна, то время, необходимое для изменения содержания металлопорфириновых соединений в этих нефтях Канады в процессе их термического "созревания", должно быть не меньше 10 млрд. лет, что более чем в два раза превышает возраст Земли. Так, экспериментально было установлено, что действие нагревания на нефть либо вовсе не играет никакой роли в процессе "созревания" природной нефти,

Таблица 11. Изменение концентраций ванадия и никеля в ллойдминстерской и редуотерской природных нефтях при нагревании [241]

Температура, °С	Продолжительность нагревания, ч	Концентрация, 10 ⁻⁴ %		V/Ni
		V	Ni	
Месторождение Ллойдминстер				
21	—	92,5	38,7	2,39
358	144,0	11,8	7,1	1,66
410	"	5,2	15,3	1,83
Месторождение Редуотер				
21	—	4,1	9,9	0,41
358	171,0	1,0	2,6	0,38
408	10,0	0,1	0,5	0,20
408	5,5	1,1	2,3	0,46
416	14,5	0,2	0,3	0,66

либо очень слабо влияет на него. Замеренные в экспериментах скорости разложения порфиринов и удаления металлов из природных нефтей при температурах около 400°С таковы, что наблюдающиеся в нефтях постоянные отношения порфиринов к металлам не могут объясняться термическими причинами [241, 242].

Остановимся кратко еще на одном важном обстоятельстве, вызывающем критические замечания относительно подвижности металлоорганических соединений в природной нефти. Многие исследователи, занимающиеся геохимией ее микроэлементов, полагают, что порфиринов и их металлических комплексов в светлых легких нефтях и газоконденсатах нет, что они якобы удалены из них вследствие специфической геохимической истории возникновения и существования этих горючих ископаемых. Как показали выполненные нами экспериментальные исследования природных газоконденсатов, отобранных из газоконденсатонефтяных и чисто газовых залежей Предкарпатского прогиба (Новобитковское, Старуньско-Гвиздецкое, Рудковское и Бориславское месторождения), а также Днепровско-Донецкой впадины (Чернухинское месторождение), ассортимент и концентрации микроэлементов в них не меньше, чем в обычных природных нефтях. Плотность этих газоконденсатов находится в пределах 725—791 кг/м³, смолистость — 0,5—8 %, а возраст отложений, в которых залегают газоконденсаты, определяется как среднеэоценовый, олигоценовый, тортонский, юрский и раннекаменноугольный (табл. 12).

Подвижность соединений с ванадием и никелем, содержащихся в природных нефтях, экспериментально установлена и Л.Г.Гуляевой с В.И.Ермаковой [40]. Изучая микроэлементы в нефтяном коксе, эти исследователи изучили и "летучую" фракцию нефти, оседающую на крышках прибора ЛК при получении кокса (на крышке внутреннего тигля и на крышке над колпаком). Выявлено, что в этой фракции всегда находятся ванадий и никель,

Таблица 12. Состав зольной части природных газоконденсатов Украины [87, 88], 10^{-3} %

Элемент- ный состав золи и дру- гие харак- теристики конденсата	Новобитковское						Месторождение			
	Новобитковское						Старуевско- Гвиздецкое Скв.40	Рудковское, из всех скважин	Борислав- ское, Скв.1635	Чернухин- ское, Скв.3
	Скв.464	Скв.476	Скв.473	Скв.400	Скв.460	Скв.460				
As	300-600	1-3	6-9	3-6	3-6	10-30	10-30	6-9	3-6	
Al	3000	300-600	1000	1000	2000	600-900	>3000	1000	2000	
As	Не опр.	Не опр.	Не опр.	Не опр.	Не опр.	Не опр.	Не опр.	Не опр.	1-3	
Va	2000	30-60	300-600	2000	1000	100-300	300-600	100-300	100-300	
Be	Не опр.	Не опр.	Не опр.	Не опр.	Не опр.	Не опр.	Не опр.	Не опр.	Следы	
Ca	>3000	>3000	>3000	>3000	>3000	>3000	>3000	>3000	>3000	
Cd	Не опр.	Не опр.	Не опр.	Не опр.	30-60	Не опр.	Не опр.	Не опр.	Не опр.	
Co	30-60	6-9	10-30	60-90	600-900	3-6	6-9	3-6	3000	
Cr	30-60	6-9	30-90	1-3	30-60	3-6	10-30	3-6	30-60	
Cu	300-600	>3000	100-300	100-300	300-600	30-60	600-900	30-60	100-300	
Fe	>3000	>3000	>3000	>3000	>3000	>3000	>3000	>3000	2000	
K	>3000	Не опр.	Не опр.	2000	Не опр.	Не опр.	?	2000	Не опр.	
La	3-6	3-6	3-6	3-6	3-6	3-6	Не опр.	Не опр.	3-6	
Mg	>3000	>3000	>3000	>3000	>3000	300-600	2000	>3000	2000	
Mn	300-600	6-9	60-90	100-300	100-300	6-9	60-90	100-300	10-30	
Mo	Следы	Не опр.	1-3	6-9	6-9	1-3	1-3	Не опр.	6-9	
Na	3000	600-900	3000	>3000	>3000	>3000	>3000	>3000	>3000	
Ni	2000	100-300	1000	3000	2000	100-300	1000	2000	>3000	
Pb	300-600	60-90	300-600	1-3	300-600	600-900	3000	6-9	300-600	
Si	>3000	1000	3000	1000	2000	1000	3000	600-900	>3000	
Sn	300-600	60-90	100-300	100-300	2000	30-60	300-600	30-60	10-30	
Sr	600-900	300-600	600-900	2000	1000	100-300	2000	1000	100-300	
Ti	1-3	3-6	1-3	1-3	1-3	1-3	3-6	1-3	30-60	
V	300-600	100-300	100-300	1000	1000	30-60	1000	1000	3000	
Zn	600-900	100-300	30-60	30-60	600-900	30-60	300-600	10-30	2000	
Zr	6-9	6-9	6-9	6-9	6-9	Не опр.	6-9	6-9	Не опр.	
V/Ni	0,3	1,0	0,3	0,3	0,5	0,2	1,0	0,5	1,0	

Плотность
конденсата
при 20°C,
кг/м³

725

750

755

759

771

735

782

791

740

2,0

2,0

Смоли-
стость, %

+0,225

+0,138

+0,155

+0,155

+0,208

+0,173

+0,173

+0,173

+20,75

+0,311

Оптическая
активность,
град

Возраст
коллектора

Среднеэоценовый

Олигоценый

Юрско-гортосский

Позднеолигоценый

Визейский

причем последний концентрируется в более легкой ее части, оседающей на крышке над колпаком, а ванадий — в основном на внутренней крышке тигля, ближе к поверхности нефти.

Интересный материал с точки зрения термодинамики дают кристаллы флюорита с газожидкостными включениями. Некоторые из них располагались в геометрически правильных плоскостях, параллельных граням куба, представляя собой первую генерацию включений. Другие же наблюдались в виде полос на месте бывших трещин, приблизительно параллельных плоскостям спайности и кливажа кристаллов флюорита и пересекавшихся как друг с другом, так и с первичными плоскостями. Эти включения представляют собой вторую их генерацию. Большинство включений первой генерации имеют округлую форму и всегда содержат капельки желтой нефти и немного непрозрачного вещества, по-видимому, битума, а также пузырьки газа. С помощью специального устройства определена температура образования кристаллов исследованного флюорита. По данным о включениях первой генерации, температура среды, в которой росли кристаллы флюорита, измеряется интервалом 83–115°C. По данным же включений второй генерации, эта температура измеряется интервалом 112–172°C. Минерализация углеводородной фазы включений, представляющей собой раствор солей натрия, кальция (главным образом, хлориды) и серебра, равна 0,045 кг/л.

Для исследований были отобраны шесть кристаллов флюорита из различных, далеко расположенных точек месторождения Кейв-ор-Рок в шт.Иллинойс (США). Эти кристаллы выросли на стенках жеод и имели не менее трех хорошо выраженных граней куба. У всех шести кристаллов грани куба были с точки зрения кристаллографии одними и теми же. Нефть, находящаяся во включениях в кристаллах флюорита, флюоресцирует в ультрафиолетовом свете и содержит фракцию, кипящую при низкой температуре. Эта желтая нефть быстро испаряется в момент, когда включение вскрывается, и по данным химическо-

го анализа, его отношение С/Н примерно равно 1,0–2,0. Газово-жидкостные включения второй генерации, изученные иными исследователями на других кристаллах флюорита из этого же месторождения Кейв-ор-Рок, обычно содержали бесцветную одностую жидкость и газовый пузырек, но в некоторых случаях в них наблюдались и капли жидкой желтой нефти. Согласно данным Р.М. Грогэна и Р.С. Шроуда [231], давление в минералообразующем растворе во время роста кристаллов флюорита достигало 23,8 МПа. Таким образом, этот экспериментальный геохимический материал, базирующийся на изучении реальных кристаллов и включений, доказывает, что жидкая, очень легкая нефть в реальных гидротермальных минералообразующих растворах может сохраняться как жидкость и при температурах 112–172°C.

В пользу возможной абиогенной и высокотемпературной природы нефти свидетельствует и нахождение углеводородных флюидов в кристаллах кварца, температура образования которых выше 100°C. Исследованные кристаллы кварца отобраны из керна доломита (миссисипского возраста), поднятого в скв. 9-5-Харматтан с глубины 2730 м в Западно-Канадском бассейне. В этом доломите имеются пустоты, на свободной поверхности которых росли эвгедральные кристаллы доломита до появления здесь кварца. Скв. 9-5-Харматтан в 1955 г. сдана в эксплуатацию с начальным дебитом 566 тыс.м³/сут газа и 8 м³/сут конденсата плотностью 780 кг/м³. Кристаллы кварца отобраны из части газоносного доломитового коллектора, расположенной на 15 м выше газонефтяного контакта и на 13 м ниже постмиссисипского стратиграфического несогласия.

В этих кристаллах обнаружены газово-жидкостные включения трех видов. Первый вид — округлые, неправильной формы диаметром в среднем около 0,3 мм рассеянные пузырьки, не обладающие закономерными ориентировкой и пространственным расположением. Исследования по определению температуры образования (гомогенизации) выполнены именно на этих включениях. Второй вид — небольшие участки скопления множества включений диаметром около 0,1 мм, обладающих удлинённостью, частичным параллелизмом и планарным размещением. И наконец, имеются плоские или уплощённые газово-жидкостные включения длиной до 2 мм, параллельные и обычно группирующиеся в крупные системы. При изучении под микроскопом ни в одном случае не установлено связи включений с открытыми или залеченными трещинами. Кристаллы, являющиеся носителями этих включений, чисты и прозрачны.

Жидкая фаза обладает голубой флюоресценцией, а в состав газово-жидкостных включений, согласно их масс-спектрометрическому анализу, входят (в %): метан — 64,9; этан — 10,7; пропан — 4,66; *n*-бутан — 2,45; изобутан — 0,78; циклопентан — 0,45; пентаны — 3,32; бензол — 0,13; метилциклопентан — 0,81; гексаны — 1,57; толуол — 0,09; метилциклогексан — 0,14; гептаны — 0,74; ксилол — 0,03; диметилциклогексан — 0,04; азот — 1,60; диоксид углерода — 7,53. Интересно, что в газово-жидкостных включениях в кварце совсем не было воды. Следовательно, каковы бы ни были механизм

и время образования этих кристаллов кварца, хотя бы часть их должна была расти так, чтобы в конце концов запечатать полости включений в присутствии углеводородной фазы при температуре значительно выше 1С⁰ [290].

Способность природных нефтей вращать луч поляризованного света, названная оптической активностью, также относится к числу тех интересных явлений природы, вокруг которых вот уже долгие годы ведется острая научная дискуссия. Острота ее обусловлена тем, что оптическая активность нефтей еще со времени ее открытия Ж.П. Био [179] постоянно связывается с проблемой происхождения нефти. После открытия в природных нефтях "носителей" оптической активности, являющихся органическими соединениями специфического строения, подавляющее большинство исследователей стало отстаивать концепцию, согласно которой это свойство рассматривается в качестве унаследованной от органического вещества нефтематеринских свит. Несмотря на попытки отдельных исследователей указать на иную возможность приобретения оптической активности — вследствие логически допустимого растворения и уноса с собой оптически активных веществ из пород во время миграции нефти, унаследованность оптической активности стала считаться почти общепризнанной и не вызывающей особых сомнений. Более того, ее стали использовать в качестве одного из доказательств органического происхождения нефти.

В процессе выполнения нами экспериментальных работ по исследованию миграции и аккумуляции нефтей и газа, а также происхождения различных типов нефтей, было установлено, что оптическая активность природных нефтей, вызываемая специфическими соединениями, имеющимися в них, тем не менее может и не быть связанной с органическим веществом так называемых нефтематеринских свит. Напомним еще раз, что все осадочные горные породы, являющиеся природными местами нефти, в частности различные пески и песчаники, содержат в рассеянном виде ископаемое органическое вещество на разных стадиях его естественного метаморфизма, начиная от торфяной стадии и кончая каменными углями. Это органическое вещество встречается как в виде рассеянных микроскопических частиц, так и в виде отдельных более крупных обломков и кусочков торфа, бурых и каменных углей. Особенно заметно содержание органического вещества, прошедшего в той или иной мере угольный путь метаморфизма, в песчаниках и алевролитах флиша Карпат и Предкарпатья [31, 32, 369]. Но мог ли служить этот органический материал, тонко рассеянный в массе песков и песчаников, в качестве источника оптической активности нефтей? Чтобы проверить это, нами были поставлены экспериментальные работы, заключающиеся в получении бензолных вытяжек из ископаемых торфов, бурых и каменных углей. Образцы торфа были взяты на торфоразработках близ с. Полоничи (Львовская область), бурых углей — из Магеровского месторождения (Львовская область), а каменных углей — из шахт Львовско-Волынского бассейна, добывающих намюрские угли.

После получения вытяжек они исследовались на оптическую активность

на стандартном, универсальном сахариметре. Для всех вытяжек было обнаружено четко выраженное вращение плоскости поляризации светового луча вправо (табл. 13). Применявшийся в опытах органический растворитель

Таблица 13. Оптическая активность бензольных экстрактов из торфа и ископаемых углей [85, 86]

Вещество	Кратность экстрагирования	Оптическая активность, определенная по углу вращения плоскости поляризации света вправо	
		$^{\circ}S$ (международная сахарная шкала)	Круговые градусы поляриметра
Бензол	—	0	0
Экстракт из торфа поленицкого торфяника	1	0,1–0,2	0,035–0,069
	2	0,2–0,3	0,069–0,104
	3	0,5–0,6	0,173–0,208
Экстракт из бурого угля Магеровского месторождения	1	0,3–0,4	0,104–0,138
	2	0,5	0,173
	3	0,7	0,242
Экстракт из каменного угля Львовско–Волынского бассейна	1	0,6–0,7	0,208–0,242
	2	0,8–0,9	0,277–0,311
	3	1,5–1,6	0,519–0,554

(бензол) содержится в значительных количествах в природных нефтях и конденсатах и, будучи взятым в чистом виде, является оптически абсолютно неактивным веществом [6, 134, 313]. Следовательно, оптическая активность вытяжек обусловлена исключительно растворением и выносом оптически активных органических соединений, входящих в состав торфов, бурых и каменных углей, при фильтрации химически чистого бензола через порошки этих горючих ископаемых. Таким образом, нельзя считать оптическую активность нефтей неоспоримым доказательством их органического происхождения. Нефти в момент их образования могут быть оптически абсолютно неактивными и приобрести свойство вращать луч поляризованного света вправо или влево после миграции их по осадочным породам, во время которой они растворяют и уносят с собой оптически активные органические соединения, входящие в состав рассеянного в этих породах органического материала, находящегося на стадии угольного метаморфизма. Опыты доказывают возможность растворения этих веществ в бензоле, однако несомненна возможность растворения их и в других углеводородах, входящих в состав природных нефтей.

Из табл. 13, в которой сведены результаты этих экспериментов, видна еще одна любопытная особенность: оптическая активность бензольных экстрактов из торфов, бурых и каменных углей повышается в зависимости от кратности экстрагирования. Иначе говоря, если одним и тем же объемом бензола обрабатывать все большие и большие объемы порошков упомянутых горючих ископаемых, то оптическая активность получающегося экстракта увеличивается и зависит, таким образом, от концентрации органических

носителей оптической активности в бензольном экстракте. Это равноценно заключению, что если при той же самой площади поперечного сечения экстрагируемой массы исследованных горючих ископаемых длина пути, по которому фильтруется через эту массу бензол, увеличивается, то возрастает концентрация в бензоле экстрагированных носителей оптической активности, а следовательно, увеличивается и сама оптическая активность экстрактов.

Отсюда следует, что оптическая активность природных нефтей зависит от длины пути их миграции: в составе природных нефтей имеется такой углеводород, как бензол, способность которого извлекать оптически активные вещества доказана экспериментально, и при миграции нефтей по пористым осадочным породам должно происходить извлечение носителей оптической активности из ископаемого органического вещества растительного происхождения, переполняющего все коллекторские породы. Оптическая активность бензольных экстрактов в опытах возрастала при увеличении массы экстрагируемых горючих ископаемых, то же происходит и во время движения нефти по коллекторским породам, так как и в этом случае фильтрующаяся по порам пласта нефть при ее миграции будет встречать все новые и новые количества обугленного органического детрита, содержащегося в межзерновом пространстве. Однако, если значение оптической активности рассматривать как функцию расстояния миграции нефти, не следует забывать, что эта характеристика не может возрастать до бесконечности. Она зависит от состава нефтей, от состава обугленного растительного детрита и растворяющей способности нефтей при тех термодинамических условиях, при которых происходят миграция и аккумуляция нефти в земных недрах.

Конечно, зависимость оптической активности природных нефтей от расстояния их миграции свидетельствует о том, что нефти, залегающие ближе к месту их рождения — глубинному очагу нефтеобразования, могут иметь меньшее значение этой характеристики, поскольку они прошли меньший путь во время миграции. Проведенная нами экспериментальная работа, подтвердив органическое происхождение оптической активности, показала, что последнюю можно связывать и не с органическим материалом "нефтематеринских" свит, а с тем растительным детритом, который находится на пути превращения торф — бурый уголь — каменные угли и встречается в тонкодисперсном состоянии в песках и песчаниках, а также в других коллекторских осадочных породах всех нефтегазоносных провинций мира.

Источником приобретения оптической активности, однако, необязательно должен быть исключительно этот ископаемый растительный обугленный материал. Нефти, если они были в момент своего рождения оптически неактивны или слабо активны, могут повысить характеристику и за счет "усвоения" других оптически активных, но тоже органического происхождения, субстанций в процессе миграции по осадочным коллекторским породам, образовавшимся в различных фаціальных средах и условиях. Реальность и обоснованность такой концепции базируются на некоторых исследованиях по изучению ископаемого органического содержимого осадочных пород.

Из терригенных неритовых, литоральных, продельтовых, а также даже из аллювиальных, красноцветных и хемогенных, эвапоритных отложений позднеюрского и среднедевонского возрастов были выделены такие важные для геохимии нефти, органические соединения, как углеводы, аминокислоты, амины, а также нормальные, гетеро- и полициклические ароматические соединения. Среди них были идентифицированы глюкоза, арабиноза, ксилоза (сахара), фурфурол, 5-гидроксиметилфурфурол, глутаминовая, аспарагиновая (α -аминоянтарная) и хинолиновая кислоты, глицин, амин, аланин, аргинин, аргалин, цистин, тирозин, антрацен, анилин, нафталин, пиразин, пурин, пирамидин, пиридин, тиофен и др. [298, 343–345]. Способность вращать луч поляризованного света для некоторых из них общеизвестна [134], а для других весьма вероятно в свете современных данных по стереохимии [46, 85, 86]. И, что весьма важно, все названные органические субстанции были выделены не только из сланцев, но и из песчаников, алевролитов, хемогенных и органогенных (криноидных) известняков [298, 343–345].

Вероятно также, что частично нефть может приобретать оптически активные соединения и из тех растительных тканей, камедей и смол, которые обычно содержатся в природных нефтях и осадочных породах всех литофациальных типов и возрастов и которые выносятся природными нефтями опять-таки во время их миграции по осадочным коллекторским породам — пескам, песчаникам, алевролитам, алевролитам, доломитам и известнякам. По-видимому, это относится даже к трещиноватым промышленно нефтеносным глинисто-сланцевым толщам долин Санта-Мария и Сан-Хоакин в шт. Калифорния, знаменитому своей нефтеносностью трещиноватому резервуару Спраберри на западе шт. Техас (США), карпатским менилитовым сланцам и многим, многим другим породам. В качестве возможного источника вторичного внедрения в нефть оптически активных соединений нельзя не принимать во внимание и микроорганизмы, живущие на водонефтяном контакте и с завидным аппетитом поедающие нефть, а также микробы, деятельность которых связана с геохимией сероводорода и которые имеют пигмент соответствующего строения [85–86, 368].

Таким образом, из всего изложенного ясно, что оптическая активность природных нефтей не может использоваться в качестве бесспорного и надежного критерия их органического происхождения. Все приведенные здесь данные недвусмысленно указывают на возможность миграционного, вторичного, происхождения оптической деятельности природных нефтей. Такой подход позволяет использовать оптическую активность в ее новом качестве — как ключ к разгадке тех превращений и эволюций, которые нефти претерпели или претерпевают на путях миграции, во время аккумуляции их и последующего периода жизни в залежах. Нельзя, конечно, отказываться от возможности привноса оптически активных соединений в природные нефти бактериями, как это делает Г.А.Амосов [6]. Гипотеза бактериального преобразования нефти в этом направлении (по крайней мере, уже в залежах) заслуживает глубокого внимания. Она может быть применима и для объяснения

уменьшения оптической активности нефтей с увеличением их глубины залегания (геологического возраста) в региональном аспекте, так как происходящее при этом повышение температуры и давления вряд ли будет способствовать интенсификации жизнедеятельности бактерий. И наоборот, уменьшение глубины залегания нефтей (геологического возраста), сопровождающееся понижением температуры и давления в залежах, а часто и заменой соленых, сильно минерализованных пластовых вод пресными водами, благоприятствует расцвету бактериальной жизни, что в свою очередь усиливает эффект бактериального преобразования нефтей [368].

Нельзя отказать во внимании и весьма важным экспериментальным работам по проблеме абсолютного асимметрического синтеза [160], доказавшим принципиальную возможность получения оптически активных органических субстанций из неорганических веществ. Многие случаи залегания нефтей (и в особенности тяжелых, часто смолоподобных или асфальтовидных, например, описанных в некоторых работах У.Пратта, Р.Г.Роджерса, П.Н.Кропоткина и др. [100, 101, 103, 317, 359] предполагают, что, поскольку залежи этих горючих ископаемых нефтяного ряда нельзя сбить миграцией из осадочной толщи, их оптическую активность необходимо связывать уже только с проблемой абсолютного асимметрического синтеза.

И еще одно замечание, относящееся к утверждению, что нефти, если бы они образовались при высоких температурах или просто вследствие термализации, обязательно должны быть лишены оптической активности [6, 21, 46, 66]. Это неверно, ибо известно, что разгонка нефти на фракции, производимая при температурах нагревания до 300–500°C, не только не уничтожает оптической активности нефти, а, наоборот, максимум оптической активности всегда приходится на фракции, отогнанные в интервале нагрева 300–500°C, о чем свидетельствуют данные во многих опубликованных таблицах [46, 86]. Кроме того, как показали экспериментальные исследования предкарпатских и днепровско-донецких природных газоконденсатов, и эти горючие ископаемые обладают четко выраженной оптической активностью, всегда вращая вправо плоскость поляризованного света на 0,138–20,750° [83, 87–89].

Принятая ныне большинством геологов и геохимиков гипотеза, согласно которой нефть образуется при невысоких температурах вследствие разложения захороненного в осадочных породах рассеянного органического вещества, привела еще в 1937 г. к попытке экспериментально исследовать возможность поиска и выявления в природной нефти тех органических остатков, которые ее породили. Как и в случае с ископаемыми углями, думалось, что исходный органический материал мог частично сохраниться в природных нефтях либо вследствие его устойчивости по отношению к процессам разложения, либо вследствие сильной консервирующей способности самой нефти. Дж.Макконнеллу-Сэндерсу [282], изучавшему под микроскопом природные нефти из плиоценовых отложений Румынии, миоценовых осадочных толщ Мексики, Индии и Румынии, а также из осадочных пород эоценового, мело-

вого и юрского возраста Мексики, первому удалось представить экспериментальный материал беспристрастного характера по интересующему нас вопросу.

Этим материалом являются микрофотографии и детальное описание всех обнаруженных органогенных объектов, принадлежавших к таким частям ископаемых организмов, которые не подвергались естественному и полному их разложению в процессе захоронения и только частично растворялись или ассимилировались природной нефтью. Нефти Румынии были представлены пробами, отобранными из скважин в эксплуатирующихся нефтяных залежах плиоценовых (дакийских) и миоценовых (тортонских и мэотических) отложений месторождений Стя Романа и Морени. Природные нефти из миоценовых пород-коллекторов отбирались в таких месторождениях Индии и Мексики, как Белем, Сарлят, Таньюихо, Теапа, Тоналя, Филисоля и др. Все нефти более древних отложений исследовались из месторождений Мексики: Мекатепек, Сан-Маркос, Тамантао и Тлякалюля — из эоценовых пород-коллекторов; Альтамира, Потреро, Сан-Диего, Сан-Херонимо, Темиауа, Уйсалте и Фурберо — из меловых; Сан-Мануэль и Текуанала — из юрских промышленно нефтеносных толщ.

Во всех этих нефтях удалось выявить обломки раковин фораминифер, под микроскопом стекловидных и прозрачных, а также фарфоровидные и песчаные их части в виде обособленных камер или фрагментов выщербленных и перфорированных стенок раковин. Случалось обнаруживать и цельные панцири сферической формы диаметром около 25 мкм. Находки многочисленных обломков кремневых частей диатомей отмечались главным образом в нефтях, относительно богатых никелем, а редкие их фрагменты оказались постоянными спутниками всех исследованных нефтей. Обнаружены представители как пеннатные, так и центрические, причем последние, всегда дисконидные, занимают господствующее положение. Среди центрических диатомей идентифицированы актиноптихусы, мелосиры, косцинодискусы, стефанодискусы и циклотеллы, а среди пеннатных — синедры, евнотии, навикулы, цимбеллы и мафоры. В тех природных нефтях, которые содержали остатки диатомовых водорослей, наблюдались и скелетные остатки радиолярий, правда, только сильно фрагментированные. В природных нефтях из меловых и миоценовых отложений в большом количестве отмечались кремневые спикулы губок, причем интересно, что ни в одной из изученных нефтей ни разу не обнаружены известковые спикулы. Некоторые нефти характеризовались наличием в них обломков раковин моллюсков и полностью минерализованных остатков растений. На ряде объектов под микроскопом были видны покрытые корочками из кремнезема растительные формы, органическое вещество которых было черным и карбонизованным до такой степени, что наблюдались лишь очень слабые остатки его первоначальной структуры.

В парафине парафиновой пробки, отложившейся в скважине, которая получила промышленный фонтан нефти из миоценовых песков в шт. Ассам (Индия), идентифицированы многочисленные обломки наполовину окрем-

невшей древесины диптерокарпуса и два плода шиперуса. Древесина диптерокарпуса дала хорошую реакцию на лигнин. Представители растительного мира гораздо чаще встречаются в природных нефтях, чем остатки животных. Они похожи на растительные остатки, наблюдающиеся в лигнитах и каменных углях, хотя и не всегда являлись их идентичностью.

Органические остатки животного происхождения чаще всего представлены хитиновыми покровами мелких ракообразных, оторванными ножками, чешуйками и придатками наземных насекомых, крючочками птичьих перьев и биссусом моллюсков.

Было найдено достаточно много органических остатков, все еще сохраняющих свою целлюлозу. Некоторые из них давали реакцию даже на крахмал, хотя его реальных зерен не было видно под микроскопом. (Вряд ли можно ожидать, что зерна крахмала имеют больше шансов сохраниться цельными в природных условиях, даже будучи погруженными в нефть, но реакция на крахмал была очень хорошей.) В нефтях Румынии остатки наземной растительности, довольно богатые по ассортименту, не сохранили протоплазму, ядра, хлоропласты и другое клеточное содержимое. В миоценовой нефти Мексики удалось идентифицировать несколько очень мелких хромосом, а некоторые колонии или комки клеток, наблюдавшиеся под микроскопом в нефти из меловых отложений, уже пребывали на стадии разложения и ассимиляции, будучи мягкими или почти желеобразными по своей консистенции. В некоторых нефтях обнаружены споры гриба, относящегося к пуккиниям, а пыльниковые органы феофицей, размеры которых меньше гамет (половых клеток) еще и ныне живущих представителей эктокарповых, обнаружены только в нефтях из эоценовых и миоценовых отложений.

Все природные нефти из меловых, эоценовых и миоценовых отложений обычно характеризовались наличием обломков слоевищ водорослей, в клетках которых отсутствовали хлоропласты. Среди огромного количества интересных объектов этого типа привлекают внимание различные формы спорофор печеночных и листовых мхов, относящихся к хетосферидацеям, а также содержащиеся в некоторых нефтях обрывки волокон и тычиночных нитей, состоящих из почти сферических клеток, соединенных друг с другом пустотелыми трубками. Другие остатки коричневых водорослей интересны тем, что они иногда имели вид разделенной перегородками грибовидной гифы. Обломки грибных гиф представляют собой обычное явление, причем наблюдается паритетное присутствие гиф как с перегородками, так и без них.

Подобно битуминозным углям исследованные природные нефти часто содержат обрывки кутикулы, а также трихомы и волоски растений. В некоторых из них под микроскопом была видна клеточная структура эпидермиса и даже следы атак паразитических организмов. Оболочки спор, пыльца и одноклеточные организмы кажутся вездесущими и настолько бросаются в глаза по сравнению с другими многочисленными микрообъектами, имеющимися в природных нефтях, что стали предметом специальных палинологических

исследований, позднее проводившихся во многих нефтегазоносных провинциях, областях и районах.

В нефтях шт. Ассам (Индия), Мексики и Румынии содержались и "твердые капельки" смолистого вещества. Они были бледно- или янтарно-желтыми при полной прозрачности и изотропности их обломков, размер которых неизменно равнялся 20–25 мкм, а форма всегда была неправильной, но с хорошо округленными контурами, что, по-видимому, обусловлено формой клеток, содержащих эти смолы в теле растений. Другой причиной, вызывающей причудливо искривленную форму смоляных тел, должна быть температура или давление, которым в недрах подвергались исследованные природные нефти. Примечательно, что кусочки смол всегда сопровождалась обломками лигнина или обугленной древесины. Иногда удавалось извлечь из нефти эти кусочки смол в достаточном количестве, чтобы определить их физические и химические константы. В одном случае сохранившиеся в нефти остатки ископаемой смолы удалось сопоставить со смолой еще и ныне существующего на Земле растения. Извлеченные из нефти обломки смол обладали яркой голубой флюоресценцией в ультрафиолетовом свете, при котором флюоресцировали и сами нефти, содержащие эти смолы. Дж. Макконнелл-Сэндерс часто находил возможный источник данных смол в тех природных нефтях, которые он изучал под микроскопом. Иногда наблюдалась только сама смола, что свидетельствует в пользу либо ее нерастворимости, либо слабой, частичной, растворимости в нефти. Однако, поскольку большинство ископаемых шеллаков, копалов или просто смол-камедей, известных в производстве лаков и живописных красок, требует для растворения нагревания, это должно быть справедливым и для случаев растворения и ассимиляции ископаемых смол природными нефтями.

Если бы смолы могли растворяться в нефти без нагревания в земных недрах, то работающий с микроскопом мог обнаружить лишь их возможные источники в виде оболочек спор, кутикул или клеток в обломках fossilized древесины. Маслянистое, восковатое или восковистое и часто смолистое содержимое клеток, восковистые или же смолистые покровы кутикул и спор, а также некоторые пигменты должны удаляться нефтью и растворяться в ней. Уместно напомнить, например, что красный цвет многих нефтей Востока обусловлен красящим пигментом камала (*Malpighia philippensis*) или каким-то его предком, остатки которого были обнаружены в этих нефтях. В литературе имеется масса указаний на присутствие смол в ископаемых углях, а обломки и остатки углей и лигнигов встречались во всех природных нефтях, изученных под микроскопом. Думается, что обломки лигнигов и обугленные растительные ткани, найденные в природных нефтях, свидетельствуют в пользу еще одной стадии растворения — ассимиляции нефтью органических остатков — стадии частичной ассимиляции бурогоугольного материала.

Некоторые плотные, твердые, черные и блестящие обломки, содержащиеся в нефти из юрских отложений Мексики, оказались разновидностью

природного кокса и характеризовались везикулярным строением без всяких следов органической структуры и текстуры. Думается, что это результат теплового воздействия интрузий огненно-жидких магм на уже ранее обугленное органическое вещество осадочных пород. В некоторых природных нефтях из миоценовых отложений Мексики, а также в большинстве нефтей, пробы которых отбирались из эоценовых и дакийских слоев в Румынии, содержалось множество резко угловатых, похожих на щебень фрагментов, блестящих в отраженном свете, напоминающих по своему облику гагат или черный янтарь и обладающих ребристой или рифленой поверхностью. В промежутках между ребрами наблюдались прозрачные участки, состоящие, как в древесине хвойных, из отдельных рядов резко ограниченных ямок. Не редкими оказываются находки в природных нефтях остатков древесины и других частей наземных растений. Некоторые клетки этого материала дают реакцию на целлюлозу и иногда несут в себе следы клеточного содержимого. Внешние поверхности многих органических микрообъектов находятся на стадии начальной их дезинтеграции и растворения в нефти, а частично разложенные или же частично ассимилированные слоевища коричневых водорослей, все еще сохраняющие признаки структуры, характеризуются локальным развитием студне- или желатинообразного состояния.

Отдельные фрагменты слоевищ имели мягкую ткань, которая также находилась в нефтях в состоянии разложения и ассимиляции, что доказывалось пузырьчато-ячеистым строением и способностью этой ткани легко дезинтегрироваться слабым трением. Кроме того, почти во всех исследованных природных нефтях наблюдались под микроскопом фрагменты бесструктурного органического материала, являющегося явно аморфным или находящегося в нефти в виде бесформенных комков и неправильных уплощенных кусков студнеобразной консистенции. Не исключено, что этот материал эквивалентен ульминовому или гуминовому веществу. Он имеет коричневую и бледно-желтую окраску или же вовсе бесцветен, на его поверхности иногда отмечаются темно-коричневые изометричные пятна, считающиеся следами атак бактерий.

В качестве типичных органических микрообъектов, обнаруженных под микроскопом в природной нефти из миоценовых отложений румынского месторождения Морени, нельзя не назвать "твердые капельки" или агрегаты ископаемых смол, остатки различных водорослей, волоски-щетинки наземных растений, остатки тонко- и толстостенных клеточных организмов, в различной степени обугленные ткани растений, обломки лигнига, кремниевые спикулы губок, фрагменты раковин моллюсков, грибные гифы, фрагменты эпидермиса, биссус моллюсков, остатки жилкования листьев и экзины спор. В этой нефти было так много фрагментов ископаемых смол, что часть их удалось извлечь и изучить отдельно. Оказалось, что омыляющее число данных ископаемых смол равно 80, а иодное — 46. Кроме того, эти смолы дали отрицательную реакцию на канифоль, не растворялись в холодном уксусном ангидриде, а их ацетоновый раствор интенсивным голубым цветом флюоресци-

рвал в ультрафиолетовом свете. Те же самые микрообъекты наблюдались под микроскопом и в природной нефти, добывавшейся в месторождении Морени из дакийских слоев.

Типичными включениями, выявленными под микроскопом и представленными на микрофотографиях, в природной нефти, добывавшейся в мексиканском месторождении Сарлиат из миоценовых отложений, являются обугленные обрывки растительных тканей, обломки лигнина и раковин моллюсков, экзины спор, грибные гифы, "твердые капельки" ископаемых смол, кремниевые спиккулы губок и чешуйки насекомых [282].

Чтобы лучше понять значение смол в деле "металлоносности", можно воспользоваться уникальными результатами экспериментального исследования природных нефтей из Западной Канады, приведенными в табл. 14.

Таблица 14. Распределение концентраций ванадия и никеля в отдельных компонентах природной нефти из месторождений Западно-Канадского бассейна [242]

Компоненты нефти	Содержание, % объема	Концентрация, 10 ³ % массы		Распределение металлов, % их суммарного содержания	
		V	Ni	V	Ni
Месторождение Атабаска					
Нефть	100,00	22,0	7,5	100,00	100,00
Ее асфальтены	45,00	68,0	23,2	68,8	61,7
Смоли	35,00	23,9	8,5	38,1	38,2
Масла	20,00	0,056	0,011	0,11	0,07
Месторождение Пембина					
Нефть	100,00	0,052	0,110	100,00	100,00
Ее асфальтены	0,15	3,41	7,14	9,8	9,8
Смоли	6,44	0,538	1,090	64,6	61,7
Масла	93,51	0,014	0,004	25,6	28,8
Месторождение Жоффер					
Нефть	100,00	0,008	0,019	100,00	100,00
Смоли	3,85	0,115	0,263	54,0	53,3
Масла	96,15	0,004	0,092	46,0	46,7

Конечно, история научного поиска в области генезиса нефти и газа свидетельствует о гораздо более многочисленных попытках создания экспериментальной геохимической основы органического нефтегазообразования. Так, например, Американский нефтяной институт в течение многих лет вел экспериментальные работы, охватывающие пиролиз субстанций животного и растительного происхождения при высоких температурах, бактериальную конверсию органических веществ в углеводороды и влияние высоких давлений на горючие сланцы. Правда, исследования по этим трем проблемам были закончены без их убедительного решения, так что, пересмотрев тогда всю схему образования нефти в целом, этот институт вынужден был еще раз взяться за изучение трансформации органического вещества в нефть, сосре-

доточив внимание и усилия на исследованиях в области бактериологических и седиментационных фаз, химических и биохимических условий, а также физических и физико-химических сред [328]. В результате этих и многих других научных работ, выполненных более чем за сто двадцатилетнюю историю изучения гипотезы органического нефтегазообразования, в том числе "нефтематеринских" или "нефтепроизводящих" свит, накоплено колоссальное множество ценных данных в различных областях органической геохимии, однако до сих пор никому не удалось создать хотя бы одну геохимическую или биогеохимическую экспериментальную схему лабораторного, полужаводского или технологического синтеза нефти и газа из ископаемых субстанций растительного и животного происхождения, тонко рассеянных в природных оводненных минеральных тонкозернистых средах. Термическое же производство синтетического топлива из торфа, лигнитов, бурых и каменных углей, нефтегудронных песков и другого ископаемого органического материала не может всерьез приниматься здесь во внимание, поскольку в этом производстве имеют дело с высокими температурами и с гомогенным, а не с тонко рассеянным ископаемым органическим веществом. Вот почему представлено о генетической связи природной нефти с "нефтематеринскими" или "нефтепроизводящими" свитами и с точки зрения ее экспериментального синтеза можно, в лучшем случае, считать только гипотезой, а не теорией в отличие от концепции глубинного, мантийного, неорганического происхождения нефти и газа земных недр.

НАПРАВЛЕНИЯ, ЗАДАЧИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАБОТ ПО ПРОБЛЕМЕ АБИОГЕННОЙ МАНТИЙНОЙ ПРИРОДЫ НЕФТИ И ГАЗА

В течение более чем двадцатилетней истории промышленного поиска нефти и газа многие месторождения этих полезных ископаемых были открыты случайно при бурении наугад, весьма вероятно, что и в будущем мы не раз еще услышим о таких открытиях. Тем не менее использование в нефтегазопромысловой практике научных методов и концепций — единственный рациональный путь для достижения положительных результатов.

Безусловного внимания заслуживает такая оригинальная идея в области геологии нефти и газа, как неорганическое происхождение этих горючих ископаемых. Возникнув на базе геологического материала и впервые высказанная А. Гумбольдтом около 180 лет назад, она то появлялась в различных вариантах, то исчезала на мировом научном "ристанце" геологических, геохимических, космологических и других концепций, пока не заняла положение альтернативной теории, непрерывно противоборствующей, укрепляющей свои позиции и постепенно (за последние 30 лет) приобретающей все большее число сторонников. (По некоторым данным [297], около трети, например, советских специалистов в области геологии нефти и газа считают, что эти полезные ископаемые имеют неорганическую природу.)

Среди сторонников различных вариантов теории неорганического происхождения нефти можно назвать таких известных зарубежных и отечественных ученых, как В. Д'Аус (1834 г.), А. Розе (1835 г.), С. Прот (1846 г.), О. Сильвестри (1877 г.), В. Д. Соколов (1889 г.), А. Муассан (1897 г.), К. В. Харичков (1897 г.), Н. Сабатье (1901 г.), Ю. Кост (1905 г.), А. Брюн (1909 г.), Ф. Кларк (1924 г.), Э. А. Штебер (1924 г.), У. У. Руби (1951 г.), Н. А. Кудрявцев (1951 г.), П. Н. Кропоткин (1954 г.), Ф. Хойл (1955 г.), У. Прат (1957 г.), В. Б. Порфирьев (1957 г.), А. И. Кравцов (1958 г.), П. К. Сильвестер-Брэдли (1963 г.), П. К. Маркс (1964 г.), Р. Робинсон (1964 г.), Г. Д. Холленд (1964 г.), Д. Б. Маклафлин (1965 г.), Т. Вайсман (1971 г.), Т. Голд (1979 г.) и многих других. К теории неорганического происхождения нефти и газа с интересом и пониманием относились такие великие ученые, как А. Гумбольдт (1805 г.) и его современник Ж. Л. Гей-Люссак, М. Бергто (1866 г.), А. Биассон (1871 г.), Д. И. Менделеев (1877 г.), Дж. Бернал (1969 г.), лауреаты Нобелевской премии — Г. К. Юри (1959 г.), М. Кельвин (1963 г.), Г. А. Бете (1979 г.), Дж. Ледерберг (1979 г.) и Дж. Кендрю (1979 г.), исходя из самых полных и тщательных исследований [170, 216, 297].

Наибольший конструктивный вклад в развитие современного варианта

теории абиогенного мантийного происхождения нефти и газа внесли Н. А. Кудрявцев, П. Н. Кропоткин, В. Б. Порфирьев и А. И. Кравцов, отдавшие этому новому учению о нефти не одно десятилетие своей жизни и творчества. Конечно, особое место здесь занимал В. Б. Порфирьев. Проблему генезиса нефти и газа он изучал с 1926 по 1982 г. (до конца своих дней). Решающим для дальнейшего развития исследований в этой области науки был для В. Б. Порфирьева 1957 г., когда он готовился к дискуссии во Львове по вопросу происхождения нефти. Пересматривая все, что им было сделано по этой проблеме, и сопоставляя с огромным материалом по геологии нефтегазоносных провинций мира, ученый пришел к новому для себя выводу, что природные нефть и газ не могли образоваться биогенным путем. Отказаться от прежних взглядов непросто, но академик АН УССР В. Б. Порфирьев сделал этот мужественный шаг. На дискуссии в 1957 г. он рассказал о результатах своих многолетних исследований и заявил, что природные нефть и газ имеют только неорганическое, абиогенное, происхождение. Таким образом, он присоединился к аналогичной концепции Н. А. Кудрявцева и П. Н. Кропоткина. С этого времени В. Б. Порфирьев решительно отстаивал идею о глубинном, мантийном неорганическом синтезе нефти и газа и шаг за шагом расширял, углублял и совершенствовал ее.

Так как наблюдать химические процессы, происходящие на глубинах верхней мантии Земли, непосредственно нельзя и так как уже было создано много химических схем природного неорганического синтеза нефти и газа (схемы логичные и возможные с точки зрения химии, а также согласующиеся с требованиями современной геологии), В. Б. Порфирьев взялся за изучение геологических аспектов теории абиогенного генезиса нефти и газа. По его мнению, в пользу последнего свидетельствуют приуроченность определенных запасов нефти и газа к породам кристаллического фундамента, распространение в любом нефтегазоносном бассейне нефтяных и газовых залежей или нефтегазопроявлений вплоть до подошвы осадочного чехла и кристаллического ложа, уникальные запасы природной нефти на канадских месторождениях — Атабаска, Колд-Лейк, Уобаска и Пис-Ривер, полное отсутствие залежей нефти домиоценового возраста, распространенное явление — связь размещения нефтяных месторождений с глубинными и сверхглубинными разломами.

Другими факторами, свидетельствующими в пользу данной теории, согласно В. Б. Порфирьеву, могут быть наличие нефтяных соединений в метеоритах, кометах, атмосферах Юпитера, Сатурна, Урана и Нептуна, экспериментально доказанный неорганический синтез порфириновых и оптически активных соединений (так называемых биогенных признаков природной нефти), физико-геологическая невозможность первичной миграции нефти и газа из "нефтегазоматеринских" глинистых и известняковых пород, а также вторичной далекой латеральной миграции нефти и газа по осадочным породам на расстояние до 1000—1500 км, невозможность низкотемпературного (до 100—130°C) природного образования нефти из ископаемого органического вещества, в том числе и из керогена [95].

В.Б.Порфирьев сделал чрезвычайно много в разработке рассматриваемой проблемы и до самой смерти был ведущим ученым в вопросах природного abiогенного синтеза нефти и газа, неустанно и плодотворно трудившимся над дальнейшим развитием этой полемической, но многообещающей концепции.

Новые направления, задачи и перспективы работ о проблеме abiогенной мантийной природы нефти и газа видны из следующего. Еще А.Гумбольдт и некоторые другие ученые наблюдали нефть, твердые углеводороды — битумы, а также нефтяные газы при извержениях различных вулканов, в том числе в свежих излившихся лавах Везувия и Этны. К сожалению, это вскоре было забыто, и среди геологов надолго утвердилось мнение, что нефти и горючего газа в вулканических выделениях нет и быть не может. Благодаря совершенствованию старой и созданию новой техники и оборудования в последнем десятилетии, а также повышенному интересу к изучению вулканов вновь выявлены эти удивительные для многих факты. Так, оказалось, что метан в значительных количествах (16%) выделяется из "фонтанов" Гейзерной долины в шт.Калифорния, что содержание его при извержениях аляскинского вулкана Ново-Эрупта достигает 14%, вулкана Монтань-Пеле на о-ве Мартиника — 18%, а в газообразных продуктах подводного вулканического извержения у Азорских о-вов — даже 87% [67, 216].

Еще более убедительные и интересные факты установлены Е.К.Мархининым и А.И.Збруевым [115] при изучении извержения курильского вулкана Тятя. В вулканическом пепле, выпадавшем из палящей газовой-пепловой тучи в специально устроенные стерильные емкости, найдены abiогенные аминокислоты — аланин, аспарагиновая (α -аминоянтарная) и глютаминовая кислоты, треонин, серин, валин и цистин. В раскаленных до 400°C газовых струях, выходящих из трещин кратеров, Р.А.Шуваловым обнаружены водород, метан, азот и водяные пары. В 1973 г. этот вулкан изверг около $2 \cdot 10^8 \text{ м}^3$ пепла и около $5 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ ювенильного вулканического газа. Из свежего стерильного вулканического пепла выделено 0,04% органических соединений. В общей сложности вулкан Тятя дал в 1973 г. около 100 000 т органических соединений, образовавшихся из газов (CH_4 и др.). А все действующие вулканы нашей планеты в среднем ежегодно выбрасывают около $3 \cdot 10^9 \text{ т}$ вулканического пепла и 10^6 т органических соединений (из них примерно одна треть, т.е. $3,3 \cdot 10^5 \text{ т}$, приходится на углеводороды).

Высота пепловой тучи над вулканом Тятя была равна 8 км, а ее площадь — $3 \times 23 \text{ км}$. Вследствие электризации пепловых частиц в ней постоянно наблюдались сильные электрические разряды — молнии. Таким образом, в этой туче в грандиозных масштабах воспроизводились условия лабораторных опытов С.Миллера и других исследователей, о которых писалось выше. Обнаружение в свежих пеплах вулкана Тятя abiогенных аминокислот показывает, что и процесс вулканического извержения представляет собой шаг от неживой материи к живой, служит связующим звеном между ними [115—117].

Добавим к этому, что сейчас известно 135 промышленных месторожде-

ний, частично или полностью расположенных в ископаемых вулканах или вулканических породах. Суммарно они (без СССР) содержат не менее 2800 млн. т извлекаемых запасов нефти и около 1,2 трлн. м^3 горючего природного газа. В их числе 15 крупнейших залежей за рубежом, таящих в себе от 70 до 700 млн.т "черного золота". Запасы нефти в ископаемых вулканах разрабатываются и в нашей стране. Это Мурадханлы, возле г.Евлах (АзССР), Самгори, Телети, Патардзеули и Ниноцминда в окрестностях г.Тбилиси, а также г.Гурджаани (ГССР).

Открытое в 1971 г. нефтяное месторождение Мурадханлы считается самым богатым неморским месторождением АзССР среди обнаруженных здесь за минувшие 10 лет. Оно дает большую часть всей неморской нефтедобычи этой республики, и одна из его скважин вошла в эксплуатацию с начальным дебитом нефтяного фонтана из эоцен-позднемиоценовых вулканитов 495 т/сут. Из похожих пород с глубины 4062 м другая скважина фонтанировала нефтью с дебитом до 295 т/сут. и сейчас здесь проектируются новые скважины на глубину до 5600 м. Нефтяники надеются, что в результате ускоренной разработки Мурадханлы можно будет остановить давно начавшееся падение нефтедобычи из неморских месторождений АзССР, суммарная доля которых сейчас значительно меньше, чем дают морские месторождения [337].

Согласно А.Г.Лалиеву, на месторождениях Самгори и Патардзеули уже много действующих фонтанных нефтяных скважин, пробуренных на трехглавой погребенной вулканотектонической структуре. Скважина 1 ("первооткрывательница") имела потенциальный дебит нефти 850 т/сут, но эксплуатировалась с дебитом 560 т/сут. Накопленная добыча нефти из этой скважины равна 750 тыс. т, и скоро достигнет 1 млн.т. Ее дебит нефти в 1980 г., т.е. после пяти лет непрерывного фонтанирования, составил 200—250 т/сут. Многие скважины могут фонтанировать нефтью с дебитами по 1,5—2 тыс. т/сут, но, будучи искусственно ограниченными небольшими штуцерами, они эксплуатируются с меньшими дебитами. Залежи нефти в месторождениях Самгорийского района массивные с краевыми водами и высотой (толщиной) около 350 м. Мощность продуктивного вулканогенного разреза равна 650 м. Вулканические породы выдержаны по простиранию, имеют хорошие коллекторские свойства, их пористость и проницаемость (до нескольких квадратных пикометров) легко определяются по кривым ГК и НГК (методика разработана геофизиками из института СевКавНИПИнефть). На региональных фотовременных разрезах-профилях ОГТ, доведенных до границы с АзССР, видны такие же крупные и четкие, как Самгори, Патардзеули, Телети и Ниноцминда, подготовленные и выявленные вулканогенные структуры. Если мощности и коллекторские свойства эоценовых вулканитов самгорийского типа сохраняются неизменными во всех этих структурах вплоть до границы с АзССР, то в будущем здесь может появиться новый и очень интересный регион нефтедобычи. Важно отметить, что в осадочной толще Самгорийского района не оказалось промышленных залежей нефти и

газа. По мнению профессора, доктора геолого-минералогических наук, одного из старейших грузинских нефтяников М.Ф.Дзвеля и автора данной монографии, нефть Самгорийского района является абиогенной мантийной (Вечерний Тбилиси, 1980, № 231 (10827), с. 3).

Перспектива отыскания нефтегазоматеринской свиты для залежей нефти и газа в погребенных вулканах Самгори, Патардззули, Ниноцминда, Телети и Мурадханлы выглядит настолько безысходной, что даже такой авторитетный и рьяный защитник гипотезы об органической природе нефти и газа, как В.В.Вебер, видит здесь их источник только в форме "остаточного органического вещества (после полного извлечения нефти) в андезитовом порфирите нефтяного месторождения Мурадханлы" [24]. Ну, что же, теперь остается только найти остаточное органическое вещество (после полного извлечения нефти) в верхней мантии Земли и назвать мантию нефтегазоматеринским веществом. Тогда все споры о природе нефти сами собой утихнут, и проблема ее генезиса будет решена.

Есть и еще более интересные факты из нефтегазопроисковой практики. Например, на о-ве Сицилия разрабатываются газонефтяное (Гальяно) и газовые (Чизина, Катания, Бронте и Сан-Никколо) месторождения, тесным кольцом опоясывающие лавовые склоны огнедышащего вулкана Этна [91, 97]. Так, иронический вопрос "Когда нефть и газ найдут на вулканах?", столь часто повторявшийся в прошлом сторонниками органической природы нефти и газа, получил столь неожиданный для них ответ.

Уже много сделано и в изучении связи нефтеносности с землетрясениями и цунами. Механизм их образования все еще не разгадан, хотя ясно, что он обусловлен процессами, происходящими на больших глубинах в подкоревой области, а иногда и в самой земной коре.

Имеется масса опубликованных описаний землетрясений со слов очевидцев, среди которых мы находим А.Гумбольдта, М.Штокелера, У.Гамильтона, Г.Гудфеллеу, Ф.Кингдон-Уорда, С.Мухерджи, А.Томсона, М.Фуллера, А.И.Кравцова, Г.И.Войтова и др. В этих описаниях, относящихся к разным континентам и странам, обращает на себя внимание тот факт, что практически при всех землетрясениях, происходивших ночью, отмечались необычные явления — вздымающиеся огненные факелы, огненные шары, вырвавшиеся из земли и взлетающие в небо; огоньки, "бегающие" по скалистым склонам гор и холмов, свечение неба над местностью, подвергшейся землетрясению. При обследовании мест, в которых наблюдались эти "огни землетрясений", часто обнаруживали обожженную почву или спекшиеся коренные породы, остатки обугленной древесины, "шлак" и т.п. (Есть свидетели, видевшие, как во время Ташкентского землетрясения, начавшегося ночью, из земли в центре Бухарского базара вырвался "столб голубого пламени, взлетевший в небо".)

Если исключить из рассмотрения "огни землетрясений", наблюдавшиеся в местности, испещренной сетью газопроводов, то остается одно логичное объяснение огненных факелов, пламени и взрывов во время землетря-

сений, которое принадлежит А.И.Кравцову (МГРИ) [97] и Т.Голду (г.Итака, США) [229]. По их мнению, причиной "огней землетрясений" является метан, вырывающийся из верхней мантии Земли или из кристаллических пород земной коры по глубинным разломам и загорающийся под действием искровых электрических разрядов вследствие трения и соударения обломков горных пород, переносимых глубинной струей горячего газа.

Т.Голд даже считает, что все землетрясения и цунами всегда вызывались, вызываются и будут вызываться находящимся под колоссальным давлением первобытным метаном, огромный резервуар которого располагается в нижних горизонтах земной коры и в верхней части верхней мантии еще со времен образования нашей планеты. Земле- и моретрясения вместе с сопутствующими расколами земных недр обусловлены внезапным прорывом к земной поверхности ("дегазация мантии") колоссальных количеств этого метана, вызывающим изменение уровня грунтовых вод, появление радона и других феноменов. Количество метана, содержащегося в этих глубинных горизонтах земной коры и мантии, настолько громадно, что может в будущем обеспечить человечество практически неисчерпаемым источником энергии [229].

За последние 20 лет поиски морских месторождений нефти и газа дали обнадеживающие результаты: в области подводного продолжения всех континентов открыто более 40 регионов, в недрах которых выявлено 130 крупных и сверхкрупных месторождений (в капиталистических странах) с суммарными начальными извлекаемыми запасами 33 млрд. т. нефти и 21 трлн. м³ горючего газа. Иначе говоря, на их долю (без СССР и других социалистических стран) приходится 34 % мировых запасов нефти и 29 % — горючего газа. Морские месторождения расположены в осадочной толще, погружающейся от континентов в сторону морей и океанов. Ясно, что их нефть и газ не могли просочиться с суши: они легче воды, заполняющей поры осадочной толщи, и путь вниз, даже пологий, им заказан.

Все морские нефтегазонасыщенные регионы шельфа обнаружены на глубинно-разломных краях, или "швах", литосферных плит и континентов. Следовательно, эти "швы" — глобальные генераторы огромных масс нефти и газа, образовавшихся под земной корой, поднявшихся по глубинным разломам и аккумуляировавшихся в осадочной толще и подстилающей ее кристаллической части земной коры. Уже тогда разломные границы континентов и литосферных плит имели почти современный облик. Но это не все. Установлена промышленная нефтегазонасыщенность и континентального склона: мировые прогнозные запасы нефти в акватории, расположенной между изобатами 200 и 3000 м, оцениваются примерно в 76 млрд. т [214]. Несмотря на отсутствие достаточно разработанной и хорошо апробированной теории органического генезиса, образования и поиска залежей нефти и газа в подводных недрах континентального склона, именно в его границах в течение последних 13 лет открыто 23 месторождения нефти и газа, в том числе у берегов Новой Зеландии — одно, Канады — семь, США — три, Африки — два, Испании — два, Австралии — шесть и в Северной Атлантике — два.

Скрытый под толщей вод Индийского океана и Тиморского моря континентальный склон в северо-западной акватории Австралии оказался промышленно нефтегазоносным в осадочных бассейнах залива Жозеф-Бонапарт, о-ва Браус и плато Эксмаут. В первом из них, в районе между изобатами 200 и 2000 м, открыты месторождения: газовое Петрел (1969 г.) и газоконденсатные Трубадур (1974 г.) и Санрайз (1975 г.), удаленные соответственно на 160, 380 и 420 км от ближайшего материкового берега, сложенного докембрийскими кристаллическими породами блока Кимберли в Западной Австралии. Бассейн залива Жозеф-Бонапарт — это мощный мезо-кайнозойский рифтогенный седиментационный центр, несогласно наложенный на крупную интракратоническую рифтогенную палеозойскую впадину. Сква. 1-Перотрел дала сильный фонтан газа из песчаников и песков ранне- и позднепермского возраста над силурийско-девонским соляным диапиром, сква. 1-Трубадур мощно фонтанировала газом и конденсатом из среднеюрских дельтовых песков, а сква. 1-Санрайз — из аналогичных песков средней и поздней юры, доказав промышленную нефтегазоносность части бассейна, лежащей в пределах платформы Саул [361].

В акваторной части рифтогенного бассейна Браус обширное воздымание и блоковые дизъюнктивные подвиги, сопровождавшиеся обширной эрозией, произошли в течение поздне триасовой эпохи, и раннеюрская осадочная толща представлена широко развитыми дельтовыми и континентальными терригенными отложениями. Здесь газоконденсатные залежи месторождения Скотт Риф (1971 г.) связаны с верхнетриасовыми песчаниками и нижне-среднеюрскими толстослоистыми флювиально-дельтовыми песками, переслаивающимися с глинистыми сланцами и ископаемыми углями. В 1980 г. в той части бассейна, где глубина моря 544 м, пробурена поисковая сква. 1-Брекнок глубиной 4300 м. Она находится в 32 км юго-юго-западнее морских скв. 2-Скотт Риф, на горстовом блоке в антиклинальной полосе Скотт Риф и в интервале глубин 3843—3934 м вскрыла мощные, промышленно газонасыщенные дельтовые мезозойские песчаники с аномально высоким пластовым давлением. Суммарные доказанные текущие извлекаемые запасы этих пяти месторождений (Петрел, Трубадур, Санрайз, Скотт Риф и Брекнок) составляют 4,3 млн. т. нефти, 130,3 млн. м³ конденсата и 465 млрд. м³ газа, которые пока не разрабатываются [217, 222, 361].

Глубоководное плато Эксмаут, находящееся северо-западнее Карнарвонского бассейна в открытых водах Индийского океана у северо-западного побережья Австралии, контролируется простирающимися на север удлиненным сводом Эксмаут и на северо-восток синклиналию Кенгуру, которая отделяет свод Эксмаут от платформы Ранкии. Этот глубоководный осадочный бассейн заполнен позднепалеозойскими и мезозойскими морскими и флювиально-дельтовыми отложениями. Свод Эксмаут зафиксирован и в виде полосовидной гравитационной аномалии, пересекающей центральную часть одноименного плато, а ловушками нефти и газа служат наклонные дизъюнктивные блоки, которые вместе с четкой и густой системой сбросов

северо-восточного направления контролируют домеловую структуру данного осадочного бассейна. Здесь в акватории, где глубина океана составляет от 841 до 1194 м, уже пробурено шесть поисковых скважин, но только одна из них оказалась продуктивной. Это сква. 1-Скарборо, доведенная до глубины 2360 м на обширной куполовидной структуре и вскрывшая мощный промышленно газоносный песчаник раннемелового возраста. Разработка газового месторождения Скарборо пока признана неактуальной из-за значительной глубины моря (912 м) и очень большого расстояния до Австралийского побережья [222].

Интересными оказались результаты морских нефтегазопроисловых работ, выполненных в течение последних десяти лет в акватории Тихого океана, лежащей между восточным берегом Новой Зеландии и островами Чатем, Баунти, Кемпбел и Антиподов. Здесь выявлено гигантское глубоководное подводное плато, равное по своей площади половине Австралии, а в нем — шесть крупных мезозойско-третичных рифтогенных осадочных бассейнов. Их фундамент сложен кристаллическими породами палеозойского возраста, а раннемезозойские отложения, сформировавшиеся в результате орогенеза и скольжения литосферных плит, генетически связаны с мезозойским рифтогенным коллапсом Гондваны. Новозеландская плита отделилась в среднепоздне меловое время, а в догондванскую эпоху острова Южный (Новая Зеландия), Тасмания и древняя суша, затонувшая в Бассовом проливе, были единым целым с Австралией. Сейсморазведкой ОГТ с 12-кратным перекрытием профилей здесь, главным образом в акватории с глубиной океана более 610 м, т.е. уже на континентальном склоне, закартировано 30—40 очень крупных антиклинальных и горстовых структур и такое же количество более мелких поднятий, а бурение показало наличие палеоцен-миоценовой и сантон-маастрихтской осадочных толщ суммарной мощностью более 5500—6100 м с пачками или горизонтами мощных коллекторских песков и песчаников. Самой удачной из семи пробуренных здесь скважин оказалась сква. 1-Кавау, заложенная там, где глубина океана 457 м. Она вошла в меловые отложения на глубине 2821 м и вскрыла глинистый сланец маастрихта мощностью несколько десятков метров, лежащий несогласно на базальных песках сантона. Последние имеют мощность 91,5 м и обладают хорошими пористостью и проницаемостью. Два опробования этих песков трубным пластоиспытателем в перфорированной обсадной колонне дали фонтан газа с дебитом 297 тыс. м³/сут и со значительным объемом нефти плотностью 797 кг/м³. Нефтяной потенциал этого гигантского подводного плато оценивается в 2025—2700 млн. т [321].

Область континентального склона в Гвинейском заливе также промышленно нефтегазоносна. В акватории с глубиной более 250 м у берегов Ганы, сложенных только архейскими кристаллическими породами, в конце 1978 г. пробурена сква. 1-Экс-Саут Тано, которая из меловых отложений акваторной части Нигерийского рифтогенного осадочного бассейна с глубины 3660 м фонтанировала нефтью плотностью 865 кг/м³ с дебитом 200 т/сут и

газом с дебитом 232 тыс м³/сут [172]. У побережья Берега Слоновой Кости, в 70 км юго-западнее г. Абиджан, там, где глубина моря 366 м, скв. 1-Жак-вийэ в 1980 г. фонтанировала нефтью с дебитом 392–664 т/сут и газом с дебитами 35–60 тыс. м³/сут из шести отдельно испытанных интервалов в меловых отложениях, вскрытых в диапазоне глубин 2009–2153 м. Эти фонтаны получены на штуцерах 19–32 мм [248, 329].

На континентальном склоне в Средиземном море, в Валенсийском заливе у берегов Испании, разрабатываются два месторождения нефти — Касабланка и Монтанасо. Глубина моря в местах расположения первого из них изменяется от 131 до 610 м, и для добычи нефти в наиболее глубоководной части будет установлено полупогружное основание, а в северной менее глубоководной — жесткая эксплуатационная платформа, чтобы обеспечить суммарную добычу нефти из обеих частей месторождения, равную 9540 м³/сут. Скважина, первая на месторождении Касабланка, в течение 11 мес находилась в пробной эксплуатации, дав за это время накопленную добычу нефти плотностью 871 кг/м³, составившую 219 605 м³. Дебит ее был уменьшен, и сейчас она дает 1145 м³/сут [262]. В 6,5 км восточнее месторождения нефти Таррако, находящегося в том же рифтогенном бассейне Валенсийского залива, скв. 1-П-Монтанасо (глубина моря 670 м) из мезозойских карстовых кавернозно-трещиноватых известняков фонтанировала а 1978 г. через трехдюймовую трубу нефтью плотностью 858 кг/м³ с дебитом 1285 т/сут, а скв. 2-Д-Монтанасо — нефтью плотностью 874 кг/м³ с дебитом 273 т/сут на штуцере 38 мм [192].

Найдены промышленные залежи нефти и газа в недрах континентального склона и в акваторной части Свердрупского рифтогенного осадочного бассейна, находящегося в области Канадского арктического архипелага. Здесь в пробуренной в 1978 г. скв. 1-Экс-Уайтфиш, расположенной 85 км северо-восточнее о-ва Мелвилл и 39 км западнее о-ва Лохид на очень крупной подводной структуре, из глубин 1900–1945 и 1525–1546 м ударил газовый фонтан с дебитом 230 тыс. м³/сут. Подсчитанные запасы газа этого месторождения равны 113–141 млрд. м³, глубина моря здесь 277 м [245]. В 1979 г. на другой структуре пробурена до глубины 2140 м морская скв. 63-Экс-Уайтфиш, находящаяся посередине между островами Мелвилл и Лохид. При испытании в ней только двух зон, перфорированных в интервале 2090–2140 м, получен на небольшом штуцере газовый фонтан с дебитом 250 тыс. м³/сут. Газ содержит светлый прозрачный конденсат. Эффективная мощность продуктивных песков формации Кинг-Христиан (мезозой) на этом месторождении равна 33 м. В 300 м северо-западнее скв. 63-Экс-Уайтфиш в 1980 г. пробурена разведочная морская скв. 63-Г-Уайтфиш. При испытании в ней интервала 1683–1709 м (мезозойские отложения) получен фонтан газа с дебитом 411 тыс. м³/сут, а из интервала 879–912 м (пески третичного возраста) — газовый фонтан с дебитом 212 тыс. м³/сут. Подсчитанные запасы газа на этом месторождении — 85–142 млрд. м³ [248]. В 1980 г. здесь же в море Бофорта, где его глубина равна 262 м, было открыто

первое нефтяное месторождение на континентальном склоне. Это сделано с помощью скв. 07-Г-Чар, пробуренной до глубины 2180 м в 42 км на восток-юго-восток от газового месторождения Кинг-Христиан. При опробовании в ней интервала 1315–1320 м в трубах пластоиспытателя был поднят столб нефти без воды высотой 482 м. Помимо этого, главная продуктивная зона в скважине фонтанировала газом с дебитом до 512 тыс. м³/сут [186].

Большой интерес сейчас вызывают и подводные недра в Девисовом проливе. В недрах континентального склона этого рифтогенного осадочного бассейна имеются крупные наклонные дизъюнктивные блоки-ловушки для нефти и газа, и здесь после 1974 г. открыто четыре газоконденсатных месторождения. Последнее из них выявлено в 1978 г. в части пролива, где глубина моря равна 550 м; скв. Э-33-Хоупдейл фонтанировала здесь газом с дебитом 405–524 тыс. м³/сут и конденсатом с дебитом 50–56 м³/сут [255, 256].

Однако одним из наиболее интересных случаев является нефтегазоносность континентального склона в открытых водах Северной Атлантики, что характерно для большей части Поркьюпайнского осадочного бассейна. Глубина Атлантического океана между отмелью Поркьюпайн-Бэнк и западным берегом Ирландии равна 305–396 м, в крайней северной части Поркьюпайнского бассейна на отмели Поркьюпайн-Бэнк она менее 200 м, на большей его площади она 305–488 м, на южном окончании — более 915 м. Бурение первой поисковой морской скважины в этом бассейне началось в 1971 г., и к 1979 г. здесь уже было пробурено восемь скважин глубиной 3995–4423 м, что подтвердило мощностю осадочной толщи, определенную ранее по результатам геофизических работ. В 1978 г. скв. 35/8-1 из зоны глубже 3874 м фонтанировала бессернистой нефтью плотностью 855 кг/м³ с дебитом 116 м³/сут и небольшим количеством газа. Глубина океана у этой скважины равна 430 м. Скв. 26/28-1 глубиной 3315 м, пробуренная примерно в 160 км на запад от Ирландского берега, но также в Поркьюпайнском осадочном бассейне, из трех самостоятельных горизонтов песков мощностью по 9–11 м фонтанировала нефтью с суммарным дебитом 889 м³/сут. Дебит нефтяного фонтана из нижнего горизонта песков составлял 92 м³/сут, из верхнего — 305 и из среднего — 492. Глубина океана у этой скважины равна 373 м. Все пробуренные скважины находятся в нескольких километрах друг от друга, а оба выявленных нефтяных месторождения пока не разрабатываются из-за больших глубин океана, время от времени появляющихся дрейфующих айсбергов и удаленности. Однако, если здесь обнаружат достаточно крупное месторождение нефти, оно будет разрабатываться, несмотря на указанные выше причины [294].

Поркьюпайнский бассейн — это глубокий рифтогенный грабен с мощной толщей осадочных пород явно третичного и поздне мелового возраста, несогласно залегающих на косо срезанных краях ("головах") разбитых разломами на блоки пластов горных пород, по-видимому, раннемелового — пермского возраста. В этом бассейне структуры-поднятия похожи на поднятия, характерные для северной части Североморского рифтогенного нефтегазо-

носного бассейна. Кроме того, перспективными на нефть и газ могут быть отложения перми — юры мелководного генезиса, в особенности же залегающие ниже стратиграфического несогласия юрские коллекторские пески, перекрытые глинистыми сланцами позднего мела, что напоминает ситуацию в очень богатом нефтью и газом рифтовом грабене Викинг Северного моря. Перспективным объектом для поиска промышленных скоплений нефти и газа считаются и третичные глубоководные пески мутьевых потоков, являющиеся вероятными аналогами нефтегазосодержащих коллекторов крупного месторождения Фриг в северноморском грабене Викинг [192, 245, 262, 294, 329].

Промышленная нефтегазоносность недр континентального склона в водах, омывающих берега Северной Америки, установлена не только в Канаде, но и в США. Так, крупные месторождения нефти и газа выявлены еще до 1976 г. в Мексиканском заливе возле г. Галвестон на морской площади Бей-Сити, где глубина моря 270 м, и напротив дельты р. Миссисипи, где глубина моря 381–547 м [325]. Исчерпываются ли этим перспективы поиска промышленных залежей нефти и газа в недрах континентального склона? Отнюдь нет, ведь, например, в 1979 г. опубликовано сенсационное сообщение, что на всем протяжении континентального склона от чрезвычайно богатого нефтью и газом бассейна залива Кампече (у п-ова Юкатан в Мексике) через весь Мексиканский залив в виде отдельных массивов до шт. Флорида, а далее непрерывной полосой вдоль Атлантического побережья США до границы с Канадой геофизическими методами прослежен погребенный юрский карбонатный риф (аналог или эквивалент очень богатых нефтью и газом рифогенных фаций штатов Чьяпас и Табаско или, точнее, в недрах района Реформа — Кампече) с карстовой кавернозно-трещинной пористостью. Только на участке от шт. Флорида до Канады длина этого рифа более 3000 км, ширина 25 км, а толщина более 6 км. Глубина океана вдоль рифа 1830 м, кровля рифа залегает на глубине 1830 м ниже дна Атлантического океана; на границе юрского и мелового периодов он выходил на земную поверхность, подвергался эрозии и выщелачиванию. Этот риф приурочен и к простирающемуся вдоль Атлантического побережья США рифтовому поясу, образовавшемуся при отделении Северной Америки от Европы, его предрифовые фации частично вскрыты бурением в районе подводного Балтиморского Каньона (у побережья шт. Нью-Джерси), где уже открыт ряд залежей нефти и газа и где запасы нефти оцениваются на уровне более 800 млн. т. Согласно Х.У. Менарду, директору департамента геологической службы США, данный риф может содержать извлекаемые запасы нефти до 2,38 млрд. м³ [322]. Конечно, это очень сдержанная оценка, ведь если риф будет нефтегазоносным (как в нефтегазодобывающем районе Реформа — Кампече Мексики), то его запасы нефти и газа затмят уникальное пока богатство недр (суша плюс море) всего Среднего Востока (56 млрд. т нефти и 20 трлн. м³ газа).

Таким образом, при отсутствии хорошо разработанной и апробирован-

ной гипотезы об органическом генезисе нефти и газа на континентальном склоне его промышленная нефтегазоносность установлена в Индийском, Тихом, Атлантическом и Северном Ледовитом океанах, что свидетельствует о региональном характере залегания нефти и газа в недрах материкового склона. Здесь уже выявлено 23 месторождения (в том числе 6 — нефтяных, 5 — нефтегазовых и 12 — газовых и газоконденсатных), приуроченных к части континентального склона, скрытой в морских или океанских водах глубиной 230–912 м, и среди них имеется восемь очень крупных. В большинстве случаев коллекторами нефти и газа являются флювиально-дельтовые пески и песчаники мезозойско-третичного возраста, залегающие в наклонных дизъюнктивных блоках, горстах или антиклиналях. Скважины фонтанируют из этих коллекторов нефтью с дебитами 100–1285 т/сут, газом с дебитами 212–524 тыс. м³/сут и конденсатом с дебитами 50–56 м³/сут. Суммарные извлекаемые доказанные (категория А+В) запасы за рубежом составляют пока около 30–35 млн. т нефти, 130 млн. м³ конденсата, а газа — от 663 до 748 млрд. м³. Правда, суммарные извлекаемые запасы нефти категорий С₁+Д для недр континентального склона здесь намного больше — от 2295 до 4730 млн. т.

Все выявленные к настоящему времени на континентальном склоне месторождения нефти и газа находятся только в рифтогенных (эпиконтинентальных или интракратонических) осадочных бассейнах, генетически связанных с дроблением Лавразии и Гондваны, отодвиганием или дрейфом континентов и последующими фазами эволюции рифтовых или палеорифтовых структур, зон и поясов континентального, океанического или промежуточного типа. Как и другие рифтогенные осадочные бассейны Мирового океана [93, 94], нефтегазоносные бассейны континентального склона свидетельствуют в пользу абиогенной мангитной природы и очень молодого (почти современного) возраста всех скоплений нефти и газа в земных недрах. Это же подтверждается и недавними находками нефти и газа в современных рифтовых зонах и поясах Мирового океана [181, 332, 362].

Таково первое реальное геологическое обоснование для промышленного поиска залежей нефти и газа на континентальном склоне внутренних и окраинных морей, омывающих берега и нашей страны. Исходя из опубликованных данных и имея в виду наиболее рациональное размещение сил и средств в будущем, основным направлением геологоразведочных работ и на нашем континентальном склоне должны быть поиски и разведка залежей нефти и газа в мезозойско-третичных отложениях (преимущественно флювиально-дельтового или рифогенного характера) эпиконтинентальных, интракратонических и эпирогенных рифтовых и палеорифтовых бассейнов.

Иногда акватория морей и океанов радует нас сенсацией сообщения, что, например, научно-исследовательское судно "Решерш" обнаружило в Карибском море огромный нефтяной шлейф, вытянувшийся до 1300 км. О мощности этого нефтяного шлейфа свидетельствуют и другие его параметры: ширина 1800 и толщина 100 м. Химический анализ нефти показал, что она

отличается от всех других, когда-либо открытых на Земле. В этой "морской" нефти отсутствуют твердые частицы и парафиновые углеводороды. Пока нет возможности перекрыть этот гигантский нефтяной поток, который, как считают ученые, вызван утечкой нефти из земных недр у берегов Венесуэлы, по-видимому, вследствие сильного землетрясения на побережье Южноамериканского континента (Труд, 1980, № 21). В 1982 г. в "Острэйлшн пост" писалось, что "... австралиец Гэри Остин из шт.Квинсленд потерял геологов находкой во дворе собственного дома. К нагромождению камней (как оказалось, вулканического происхождения), имевших правильную овальную форму, долгое время никто не проявлял интереса. Но лишь до того момента, когда внутри случайно расколотой глыбы обнаружилась... сырая нефть. С тех пор "камни Остина" не знают отбоя от специалистов" (по сообщению газеты "За рубежом", 1981, № 17, с. 10).

К сожалению, эти находки не приурочены к коренным породам, но в проблеме об абиогенной природе нефти оба случая получают свое объяснение, тем более что и в осадочной толще уже выявлены скопления нефти, образовавшейся в результате ее неорганического природного синтеза. Одно из таких скоплений и представляет собой Тринидадское асфальтовое озеро, давно привлекающее к себе внимание многих геохимиков. Это озеро, впервые описанное в 1595 г. У.Рейли [307], находится возле поселка Ля-Бреа на юго-западном берегу о-ва Тринидад, и его генезис долго служил предметом острых дискуссий.

Обычно считалось, что это асфальтовое озеро образовалось в конце миоцена в результате экструзии на земную поверхность тяжелого битума, после чего данная масса была перекрыта глиной и алевроитом, отложенными при трансгрессии моря. Так образовалась пластичная смесь из этих горных пород, битума и воды, которая наблюдается здесь и ныне. Асфальт в Тринидадском озере пребывает в медленном, но постоянном движении. На поверхности озера имеются пятна тропической растительности; кроме того, в асфальте найдены целиком затонувшие деревья возрастом 4 — 5 тыс. лет. Ясно, что асфальт данного озера несет в себе следы крупномасштабного загрязнения вследствие разложения биологического материала, это еще в 1934 г. было установлено А.Трайбсом, выделившим и идентифицировавшим порфирины в асфальте Тринидадского озера и залегающих неподалеку природных нефтях. Тем не менее в 1965 г. А.Дювилль [307] был выдвинут тезис, что асфальт в этом необычном озере может иметь абиогенную природу, будучи одним из продуктов вулканизма, активно проявившегося в свое время на данной территории.

С.Поннамперума и К.Л.Перинг решили проверить существующие представления о природе асфальта Тринидадского озера. В их экспериментальном исследовании 0,035 кг данного асфальта были растворены органическим стерильным сольвентом, состоявшим из смеси бензола и метанола в пропорции 4:1. Асфальтены осаждены добавлением петролейного эфира и удалены фильтрованием. После выпаривания фильтрата осталась темная

смоловидная масса, которая переносилась в колонку с Al_2O_3 и последовательно элюировалась гексаном, бензолом и смесью из бензола и метанола. Один из элюатов представлял собой бесцветное масло, свободное от ароматического материала и содержавшее алифатические и алициклические углеводороды.

Хроматографическое изучение этого масла показало, что, несмотря на достаточное (для отделения $n-C_{17}$ от пристана) разделение смеси, никакого пристана в этом масле не наблюдалось. Не обнаружено никаких заметных количеств нормальных углеводородов и при обычной процедуре молекулярного просеивания масла, так что другая его порция была направлена на масс-спектрометрирование, где по форме дробления установлено наличие в исследуемом масле материала с высокой степенью циклизации. Газово-жидкостная хроматография, однако, дала возможность установить, что газовые хроматограммы алифатических углеводородов асфальта Тринидадского озера и алифатических углеводородов, синтезированных действием искрового электрического разряда на метан, очень похожи друг на друга.

Если миграция может вызывать уменьшение содержания парафинов в залежах битума вследствие некоторого процесса, идентичного природной хроматографии в пористой среде реальных горных пород, то одновременное (вследствие фракционирования) отделение разветвленных и нормальных парафинов от их циклических изомеров невозможно. Нет и экспериментального доказательства, что нагревание может изменять нормальные и разветвленные углеводороды в их циклические изомеры. Несмотря на то что эксперименты показали окисление нормальных углеводородов некоторыми видами бактерий, аналогичных данным об окислении ими разветвленных алифатических углеводородов пока нет, и, следовательно, бактериальная деградация не может полностью объяснить отсутствие в асфальтовых залежах Тринидадского озера как нормальных, так и разветвленных алифатических углеводородов. Остается одно: конденсированная насыщенная алифатическая фракция, которая ныне содержится в тринидадском асфальте, представляет собой природную смесь абиогенных углеводородов [307].

Еще одним таким примером является полоса, простирающаяся в Великобритании от г.Маунтсэррел (графство Лестершир) до г.Каслтон (графство Дербшир), где каледонский гранодиорит и лежащие на нем отложения триаса пронизаны базальтовыми или долеритовыми дайками позднекаменноугольного возраста и гидротермальными рудными жилами. Во всех этих породах, дайках и жилах, за исключением известняка, часто встречаются нефть и битумы в виде компактных масс длиной до 40 см (как жилообразные тела, заключенные в отбеленном долерите), в форме глобуль или сферолитов диаметром до 2,5 см, со всех сторон ограниченных доломитом в ассоциации с гетитом, в виде оболочек доломитовых псевдоморфоз по кальциту, как нефтяные пленки или жидкое содержимое кальцитовых жезд. Последние часто почти целиком заполнены нефтью, которая, испаряясь на воздухе, оставляет после себя смоловидную субстанцию [346].

Генезис этих битумов и нефти объяснялся различным образом, вызывая сомнения и критические замечания, пока не было соответствующих исследований. Отобрав под руководством профессора П.К.Силвестра-Брэдли свежие невыветрелые и незагрязненные образцы доломита с нефтью из Маунтсоррельского карьера, С.Поннамперума и К.Перинг изучали экстракты из данной породы с помощью газово-жидкостной хроматографии и масс-спектрометрии. Для корреляции полученных данных были аналогично исследованы углеводородная смесь, синтезированная в результате действия искровых электрических разрядов на метан, и битуминозное вещество экстрагированное из юрского глинистого сланца формации Посейдон (керна из интервала 1151–1160 м скв. 330-Линген). Сравнение газовых хроматограмм и масс-спектрограмм исследованных веществ ясно показало, что маунтсоррельская нефть и неорганически синтезированная углеводородная смесь, будучи похожими друг на друга, в то же время поразительно отличаются от битуминозного вещества из сланца формации Посейдон. Так, с помощью современной аналитической техники была установлена абиогенная природа и маунтсоррельской нефти [306].

На площадке Арендаль в Норвегии, в долеритовой дайке, секущей только сильно метаморфизованные кристаллические сланцы и гнейсы архейского возраста, наблюдаются пустоты диаметром до 1 см, заполненные жидкой нефтью. Она состоит из парафинов от C_{10} до C_{22} с некоторым количеством изопреноидов и является бесспорно абиогенной. Нефтеносные полости-пустоты имеют первичное происхождение, и петрографические данные не оставляют никакого сомнения, что эта нефть содержалась в окисленном состоянии в долерите в период внедрения и сохранилась в пустотах долеритовой дайки во время остывания и кристаллизации долеритовой магмы. Эти полости-пустоты образовались еще тогда, когда магма была жидкой, и запечатались твердым долеритом при температуре около $1000^{\circ}C$ [104, 224].

Согласно результатам исследований, выполненных под руководством доктора Т.Дж.Вайсмана сделан вывод, что концентрации стабильных изотопов углерода в природном горючем газе свидетельствуют в пользу его неорганического высокотемпературного (не менее $1000^{\circ}C$) генезиса. Процесс образования такого газа происходит при внедрении магм, например, в пласты известняка. Действуя теплом на известняк и одновременно являясь катализатором, магматическая интрузия освобождает из известняка CO_2 . Последний, реагируя с водородом интрузии, превращается в метан и другие углеводороды. Как заявил Т.Дж.Вайсман на съезде Американской ассоциации геологов-нефтяников, газы из газовых месторождений бассейнов Сакраменто в шт. Калифорния, Делавэр и Вальверде в шт. Техас и многих других имеют такие изотопные температуры, которые доказывают магматический, абиогенный и высокотемпературный их генезис. Среди этих месторождений находятся многие крупнейшие, например Гомес, где газ залегает на глубине 6–7,5 тыс. м в

кембрийско-ордовикских трещинно-кавернозных известняках регионально нефтегазонасыщенной формации Элленбергер.

Аэромагнитные исследования в бассейне Сакраменто показали, что здесь развиты маломощные приповерхностные лавовые потоки, которые обычно не считаются широко распространенными и значительными абиогенными генераторами природного горючего газа, и глубоко залегающие базальтовые штоки, пронизывающие осадочную толщу, начиная с глубин 1830–2440 м, и являющиеся магматическими источниками природного горючего газа, региональной тектоники и локальных поднятий. Именно в этом бассейне располагается газопромысловая площадь Мэрисвилл Баттис, где выраженный в рельефе земной поверхности тектонический разлом вмещает в своей полости вулканический шток, возвышающийся на 610 м над окружающей местностью, а из прилегающих к штоку песков мелового возраста добыто значительное количество природного газа. Вторичные складки и разломы, образовавшиеся под действием сил, сопровождавших внедрение вулканических пород, легко и четко картируются здесь в радиусе нескольких километров от ядра вулканических пород. Ученые из нефтяной фирмы "Галф Ойл Корпорейшн" исследовали изотопы углерода в пробах газа из множества скважин площади Мэрисвилл Баттис и установили, что температура образования природного горючего газа из скважины, пробуренной на своде одноименной складки, превышает $1000^{\circ}C$, а из других скважин уменьшается при удалении от вулканического штока. То же установлено для многих других газовых месторождений бассейна Сакраменто и хорошо коррелируется с изотопными данными по газам из газовых месторождений бассейнов Вальверде и Делавэр. В последних источниках абиогенного горючего газа было действие интрузий в области Девис Маунтин (и других районах развития изверженных пород к юго-западу от данных бассейнов) на сильно трещиноватые известняки формации Элленбергер с последующей миграцией газа в его здешние месторождения. Об этом свидетельствует и многократно наблюдающийся факт, что, чем дальше обнаруживают газ от площади развития изверженных пород, тем выше в нем концентрация метана и ниже содержание углекислого газа [247, 257, 258].

В связи с этим следует вспомнить и распространенность источников углекислого газа, углекислотно-углеводородных газов и нефтепроявлений в районе Кавказских Минеральных Вод в ассоциации с развитыми здесь лаколитами изверженных пород. Нефтегазопромысловые работы различного масштаба здесь, как известно, ведутся давно, но без особого успеха, если не считать находки глубоко залегающих скоплений нефти и газа в мезозойских толщах Грозненско-Гудермесского нефтегазопромыслового района. По-видимому, концепция об абиогенной магматической природе нефти и газа, даже по схеме Т.Дж.Вайсмана, могла бы дать научное обоснование для более успешного проведения нефтегазопромысловых работ в Пятигорье и соседних аналогичных районах.

На месторождении Омаха (шт. Иллинойс, США) залежи жидкой нефти

прорваны множеством густо ветвящихся даек слюдяных перидотитов, температура которых в момент внедрения была 725–900°С. Согласно Р.М.Инглишу и Р.М.Грогену [223], жидкая нефть данного месторождения подверглась при таких температурах массивованному обжигу, который, однако, не дал существенных количеств газа, конденсата и кокса. По нашему мнению, это свидетельствует не только о том, что жидкая нефть может быть встречена и на глубине нескольких десятков километров, т.е. там, где пластовые температуры достигают 725–900°С, но и о том, что нефть месторождения Омаха имеет мантийную высокотемпературную природу. И она вовсе не обжигалась перидотитовыми магмами, а выделялась из них подобно тому, как это происходило на площади Арендаль с нефтью в долерите. Кстати, считается, что перидотиты — типичная порода верхней мантии Земли.

В геохимии нефти и газа утвердилось мнение, что их биогенность будто бы бесспорно доказывается обогащенностью легким стабильным изотопом углерода. В предыдущих главах мы неоднократно приводили данные, из которых ясно видно, что аналогичным или тождественным с нефтью отношением $^{12}\text{C}/^{13}\text{C}$ в ряде случаев характеризуются несомненно взнезные углеводородные газы и органический полимерный материал из различных по своему генезису метеоритов, а также углеводородные газы, нефть и битумы из кристаллических пород Балтийского и Украинского щитов. Согласно данным других исследований, установлено, что природные газы, например, из плиоценовых отложений Италии и углеводородные газы из каменных углей Саарской и Нижнерейнской областей обладают широким диапазоном изотопного состава метана (и высших углеводородов), что видно по изменению $\delta^{13}\text{C}$ от -46 до -70 для первых и от -16 до -70 для вторых. Экспериментально выявлено, что на фракционирование изотопов углерода метана оказывают существенное влияние процессы миграции, эффузии и диффузии в водонасыщенной природной пористой среде, природный крекинг, а также иные подобные процессы [33, 188–191, 319, 320]. Существует много и других проблем в интерпретации изотопных вариаций земного углерода. Они оставляют открытым вопрос, постоянным ли было в течение геологического времени отношение этих изотопов углерода, которым снабжались из глубинного его источника поверхностные зоны Земли. Метеориты демонстрируют много случаев фракционирования изотопов с тяжелым углеродом карбонатов и легким восстановленным углеродом при среднем значении $\delta^{13}\text{C}$, равным, однако, для большинства метеоритов около -10%, т.е. близким к среднему значению $\delta^{13}\text{C}$ земного углерода. А ведь обычно считается [229], что ответственные за это равновесие и диффузия, а не биологические процессы.

Конечно, неплохим свидетельством в пользу абиогенной природы нефти в породах щитов и кристаллического фундамента осадочных бассейнов являются и обогащенные ураном природные углеводородные смеси, известные под названиями карбуранов, карбоцеров и тухолитов. Их находят в пегматитах, гранитах, гнейсах и кристаллических сланцах докембрийских щитов,

например, в парагенезисе с железорудными скарнами Швеции, золотыми рудами ЮАР (Витватерсранд) и Канады, в халькопиритовой зоне о-ва Мэн и др. Образовавшиеся в результате полимеризации углеводородных газов под действием альфа-частиц, выделяющихся из радиоактивных компонентов кристаллических пород щитов и фундамента осадочных бассейнов, ураноносные твердые природные углеводороды (карбураны, карбоцеры и тухолиты) считаются абиогенными даже сторонниками гипотезы органического происхождения нефти. П.К.Силвестер-Брэдли и П.Дж.Кинг исследовали образцы такого сильно радиоактивного и хрупкого битума, связанного с доломитовыми жилами, и из отвалов медных рудников Тай Гуин, Грейт-Ормс-Хед и Лландидно в графствах Карнарвоншир и Ноттингемшир [346]. Есть, однако, и более убедительные факты. Так, сторонник карбидной гипотезы генезиса нефти (по Д.И.Менделееву) геолог Г.Шинкеев выступил в газете со следующим сообщением: "В лабораторных условиях при гидролизе карбида кальция под давлением 19,6 МПа и при температуре 700–800°С получена сложная смесь метановых, нафтеновых и ароматических углеводородов. Если нефть действительно имеет карбидный генезис, то в местах ее конденсации должны выпадать карбиды металлов. Это как раз наблюдается в продуктивных пластах месторождений Среднего Приобья и Самотлора, в частности". (Тюменская правда, 1977, 15 мая).

Следует обратить внимание и на такой существенный фактор, мешающий поискам правильных ответов на старые, но все еще не решенные вопросы, как консерватизм мышления при оценке сырьевой базы давно разрабатываемых нефтегазоносных областей и отрицание нефтегазового потенциала новых слабоизученных бурением нетрадиционных геологических объектов. Этот психологический барьер невозможно преодолеть ни усовершенствованием методики, ни улучшением техники поисков нефти и газа.

Ярким примером такого подхода может служить следующий случай. К маю 1920 г. накопленная добыча нефти в США достигла 795 млн.м³ и Д.Уайт, бывший тогда главным геологом Геологической службы США, достаточно компетентным и авторитетным, заявил, что через три — пять лет добыча нефти достигнет своего максимума, а затем пойдет на убыль вследствие истощения запасов. Он утверждал также, что добыча нефти никогда не превысит уровня 71 млн.м³/год и, если ее все-таки будет добываться столько, примерно через 16 лет все подсчитанные запасы нефти (1113 млн.м³) в недрах США будут исчерпаны. Тем не менее, спустя 30 лет США стали добывать нефть примерно в пять раз больше установленного Д.Уайтом максимального уровня. Накопленная за период 1921–1951 гг. суммарная добыча нефти США также оказалась в пять раз больше предсказанных запасов, да и суммарные доказанные подсчитанные запасы нефти США в 1951 г. вчетверо превышали сделанную в 1920 г. их оценку Д.Уайтом, необыкновенно хорошо знавшим все нефтяные месторождения и перспективные площади своей страны. Из этого видно, насколько пессимистичным был прогноз Д.Уайта, да и не только его, ведь такой прогноз официально подтвердила в 1921 г. и Американская ассоциация геологов-нефтяников [340].

Случается слышать или читать (например, [65, 79]), что с помощью ЭВМ будто бы доказана органическая природа нефти и с такой позиции определены ее запасы и закономерности размещения в отдельных регионах или во всем мире, хотя при этом никто еще не поделился исходными данными, заключенными в программу. А ведь именно от последних и зависит то, что в конце концов появится на дисплее.

Математика и ЭВМ вовсе не безразличны к начальным положениям. Еще Т.Гексли заметил, что "математика — как мельница, какое зерно засыплешь в нее, такой и мука будет!" Кстати, геология нефти и ныне не столько наука, сколько искусство, и в ней пока многое зависит от интуиции, фантазии и эрудиции исследователя. Не боясь обвинения в консерватизме, скажем, что применение ЭВМ для решения упомянутых вопросов геологии нефти пока не убедительнее злополучного приема "бог из машины" в театральном искусстве. Вот один пример из многих. Участники IX Мирового нефтяного конгресса, состоявшегося в мае 1975 г. в Токио, заслушали доклад Дж.Д.Муди и Р.У.Эссера [273, 288], сводящийся к тому, что прогнозные мировые извлекаемые запасы нефти равны 125 млрд.т. В этом расчете, исходящем из гипотезы органического происхождения нефти, учтены все осадочные бассейны, выявленные на нашей планете, и использовано несколько вероятностных математических моделей, проанализированных новейшими американскими ЭВМ.

Серьезная и убедительная работа, не правда ли? Но в ней не приняты во внимание такие "мелочи", такие не втискивающиеся в прокрустово ложе органиков факты, как 162 млрд.т тяжелой нефти месторождений Атабаска, Уобаска, Пис-Ривер, Колд-Лейк, Боннивилл и Ллойдминстер Канады, 470 млрд.т аналогичной нефти Оринокского пояса Венесуэлы, существование уже давно разрабатывающихся 267 месторождений нефти и газа, частично или полностью связанных с породами кристаллического фундамента, связь всех осадочных бассейнов мира с глубинными разломами, наличие запасов нефти и газа в зарубежных странах на глубинах 4500 — 8103 м, где пластовые температуры до 232°C в осадочной толще "запрещают" органическое нефтеобразование и существование залежей нефти и газа, и многое-многое другое.

В результате своих расчетов Дж.Д.Муди и Р.У.Эссер пришли к выводу, что в конце 1980-х или начале 1990-х гг. повсеместно начнется необратимое падение нефтедобычи. Так, гипотеза об органическом происхождении нефти и газа под музыку ЭВМ-ного органа уже в 1975 г. спела своеобразный реквием и мировой нефтяной промышленности, и самой себе.

Сторонники органической природы нефти не устают повторять, что она доказывается на практике успешной разведкой многих месторождений, в том числе Западно-Сибирского бассейна. Так ли это? Вот статья Л.Славолюбовой "Приглашение к спору" (Урал, 1968, № 8, с. 143—165). В ней, в частности, сказано: "Гордясь своими северными богатствами, мы теперь часто забываем тот период в жизни тюменских геологов, когда они безнадежно

искали нефть и газ в южных районах области. Много лет бурили впустую. Естественно предположить два варианта: или наука при этом не присутствовала, или ничего не давала. То и другое одинаково не утешает... Березовский же газ, положивший начало северному освоению, открыт случайно... Нефть тоже нашли не там, где предполагали. После того как пробурили больше сотни поисковых глубоких скважин. Затраты времени и средств колоссальные". Думается, комментарии излишни.

О том, что геологоразведочная практика отнюдь не подтверждает справедливости гипотезы органического происхождения нефти и газа, свидетельствуют многие факты, о которых уже упоминалось выше. Добавим несколько примеров. Скажем, согласно гипотезе об органическом происхождении нефти и газа считались бесперспективными небольшие и неглубокие осадочные бассейны вроде Реконкаву в Бразилии, Кабинды в Анголе, Западно-Яванский, Зондский и другие в Индонезии, отрицательно оценивались когда-то перспективы промышленной нефтегазоносности недр Затеречной равнины на Северном Кавказе, мезозойских отложений Средней Азии, вулканогенных и вулканогенно-осадочных толщ Предкавказья, Закавказья, полуостровов Мангышлак и Бузачи (СССР), Большого бассейна (США), нефтяной потенциал недр Североморского бассейна. А ныне это известные нефтедобывающие области и провинции.

Особенно поучительна история открытия нефти в Кувейте, Саудовской Аравии и на о-ве Бахрейн. В свое время, в течение 15 лет до открытия в Кувейте крупнейшего нефтяного месторождения Большой Бурган (извлекаемые начальные запасы более 9 млрд.т), геологи Англо-Иранской нефтяной компании, а также нефтяных фирм "Роял Датч Шелл" и "Стандарт Ойл оф Калифорния" авторитетно заявили, основываясь на представлениях об органической природе нефти, что "в Аравии нефти нет". И это несмотря на то, что Средний Восток был известен своими мощными поверхностными естественными нефтепроявлениями в течение многих столетий. Высачивалась нефть во многих местах (например, в Вафре) на земной поверхности и в самом Кувейте. В соседнем Иране крупные нефтяные месторождения уже разрабатывались более 20 лет "Англо-Иранской нефтяной компанией", а нефтяные фирмы "Роял Датч Шелл" и "Стандарт Ойл оф Калифорния" на протяжении многих лет участвовали в крупных нефтедобывающих операциях в Ираке.

О нефти, условиях ее залегания и нефтематеринских свитах на Среднем Востоке эти компании были осведомлены намного больше, чем кто-либо другой. В их распоряжении имелась лучшая в мире геологическая служба. Они проводили на Среднем Востоке специальные многолетние и кропотливые исследования. Их удерживала от поисков нефти в Кувейте, на о-ве Бахрейн и в Саудовской Аравии не боязнь риска вследствие недостаточных данных о нефтегазоносности этих стран. Наоборот, их удерживало убеждение, основанное на гипотезе о нефтематеринских свитах и богатом опыте обширных геологических исследований на Среднем Востоке, что нет никаких

шансов на успех при поисках нефти, например, в Кувейте. Короче говоря, они твердо знали, что "в Аравии нефти нет". А нефть и даже очень "большая нефть" там была открыта несколькими годами спустя. И знаете кем? Специалистами маленькой тогда фирмы "Галф Ойл Корпорейшн", которые были совершенно незнакомы с нефтяной геологией Среднего Востока. Эта фирма стала бурить на нефть в Кувейте, потому что она просто не знала, что "в Аравии нефти нет". Позднее она продала компании "Стандарт Ойл оф Калифорния" свои концессии на о-ве Бахрейн, где та в 1932 г. открыла гигантское нефтегазовое месторождение Авали. Остается только приветствовать такое незнание [97, 310].

Как же преодолеваются эти психологические барьеры при поисках нефти и газа? С момента зарождения, например, в США нефтяной промышленности поиски и разведка нефти и газа проводились буквально тысячами независимых предпринимателей, каждый из которых свободно осуществлял проверку бурением своих собственных идей и теорий о происхождении и распространении нефти и газа. Если один говорил, что "в Аравии (или, например, Западном Техасе) нефти нет", то другой немедленно бурил здесь скважину для проверки и почти всегда находил нефть. В этих условиях в США было пробурено более миллиона скважин, и очень многие из них — в местах, считавшихся всеми, за исключением бурящего, неблагоприятными для нефтегазовых открытий. Такие скважины открывали да и сейчас открывают крупные и даже гигантские месторождения нефти и газа (например, Ист-Техас). Благодаря такой методике, т.е. бурению множества поисковых скважин по всей территории, в США открыто больше нефтяных месторождений, чем можно было ожидать [310]. Это помогает понять и коэффициент промышленных открытий данных горючих ископаемых. Если он равен, например, 0,25, то из каждых четырех введенных в поисковое бурение перспективных подготовленных структур — поднятий только одно будет месторождением нефти или газа. Когда нужно открыть четыре месторождения, тогда в бурение требуется ввести 16 подготовленных площадей и так далее, а это означает увеличение не только объема бурения, но и количества поисковых скважин и суммарной площади, охваченной поисками нефти и газа.

Итак, при исследовании природы нефти следует помнить, что асфальтоподобный полимерный материал, твердые, жидкие и газообразные углеводороды, а также другие углеродсодержащие соединения на одной из фаз своей естественной космогеохимической истории вошли в состав Земли еще в период ее газово-пылевого состояния. Больше того, именно нефть или асфальтоподобная полимерная космическая субстанция, как считают современные ученые Ф.Хойл, Т.Голд, М.Кельвин и Х.К.Юри, могли стать тем связующим агентом, который совместно с действием иных факторов "склеил" отдельные космические частицы и обломки в растущий, гравитационно уплотняющийся, разогревающийся и расслаивающийся планетный ком. При дальнейшем формировании и эволюции Земли нефть и газ частично выдавливались в ее верхние слои. Но этому препятствовала земная кора, удерживающая основные их запасы в подкоровом пространстве.

При температуре 1000°C , колоссальных давлениях и отсутствии свободного реакционного объема в верхней мантии Земли нефть и метан могут сохраняться очень долго. В тех пунктах, где температура значительно выше, вместо нефти и метана могут существовать их основные структурные формы — радикалы: метин (CH), метилен (CH_2), метил (CH_3) и углерод без водорода. Согласно И.В.Гринбергу [38, 39], их сочетания и различные количественные соотношения определяют всю гамму нефтяных углеводородов, благодаря им и прослеживается единство коренных свойств и общая основа всех нефтей мира независимо от месторождений. В этом мы видим разгадку генетического родства природных нефтей нашей планеты!

Чтобы нефть и природный газ могли синтезироваться из упоминавшихся радикалов, необходим свободный реакционный объем. В результате полиморфных превращений и разуплотнения вещества подкоровой области в ней образуются зоны резко пониженного давления (зона декомпрессии, рифтовая подушка, мантийный султан, или диапир и т.п.). Туда-то и устремляются нефтегазообразующие радикалы, и именно там создаются условия для возникновения первичных углеводородных форм. Последние, поднимаясь в дальнейшем по разломам в разных условиях и с разной скоростью, испытывают сложные метаморфозы, в результате которых в менее глубоких зонах земной коры формируются все разновидности обычных природных нефтей.

В 1936 г. академик Н.Д.Зелинский писал [62], что "... химик улегче объяснить образование нефти за счет абиогенного синтеза и что только убеждение большинства геологов в невозможности ее неорганической природы заставило искать другие, более сложные пути".

Одним из главных факторов, влияющих на пути развития нефтегазовой промышленности, являются состояние и размещение ее сырьевой базы. Согласно исследованию, выполненному нефтяной фирмой "Эксон Корпорейшн" и не охватывающему страны социалистического лагеря, в 1990 г. будет достигнуто мировое потребление энергии, в пересчете на нефть равное 21,2 млн.т/сут, что на 80 % больше, чем в 1975 г. Удовлетворение этого увеличивающегося спроса на энергию потребует особого внимания к развитию всех ее источников. При этом прогнозируется, что на 1990 г. снабжение ядерной энергией достигнет 11 % (вместо текущего, равного 2 %), на долю добываемых ископаемых углей будет приходиться 19 %, на долю гидро-, геотермального и солнечного источников — только 6 % мирового потребления энергии, доля природного газа в мировом энергетическом балансе составит 15 % (вместо текущих 19 %), синтетические топлива из горючих сланцев, нефтегудронных песков и ископаемых углей удовлетворят энергетический спрос только на 1 %, а доля нефти в суммарном потреблении энергии за несколько грядущих лет сначала увеличится по сравнению с современной, равной 53 %, а затем к 1990 г. станет 48 %.

Правда, последнее отнюдь не означает уменьшения мирового спроса на нефть и газ: в 1990 г. должно добываться 10,27 млн.т/сут нефти вместо 6,2 млн.т/сут, как было в 1975 г., т.е. почти на 70 % больше, а природного

газа — 3,657 млрд.м³/сут вместо 2,544 млрд.м³/сут, достигнутых в 1975 г., т.е. почти на 44 % больше [365]. Есть много других научных прогнозов, согласно которым мировых запасов нефти хватит только на 20–30 лет. Все эти неблагоприятные прогнозы базируются на представлениях об органическом происхождении мировых запасов нефти и природного газа.

Мы не разделяем таких представлений, поскольку, по нашим данным, вся нефть и природный газ в земных недрах имеют неорганическую природу. Их источником является верхняя мантия Земли, откуда эти полезные ископаемые мигрировали в позднекрейцовое — четвертичное время по планетарным и другим разломам в осадочную толщу всех бассейнов через их кристаллический фундамент. Следовательно, кристаллический фундамент, земная кора в целом и подкорковая область (верхняя мантия) должны обладать значительным нефтегазовым потенциалом. Это подтверждается и фактическими данными, не учитывавшимися ни в прогнозе фирмы "Эксон Корпорейшн", ни в других прогнозах вследствие приверженности их авторов только гипотезе органического генезиса нефти и газа.

В большинстве своем промышленная нефтегазоносность пород кристаллического фундамента в общих чертах совпадает по площади с промышленной нефтегазоносностью вышележащей осадочной толщи (Хьюгтон-Панхэнгл, Оринокский нефтяной пояс, Ауджила, Нафора, Амаль и др.). Но имеются и такие случаи, когда залежи нефти и газа в комплексе фундамента обнаружены там, где в лежащей на нем осадочной толще промышленных скоплений этих полезных ископаемых нет (Маунтин-Вью в США; Лубенское и Костелянское в Чехословакии; Еллей-Игайское в СССР и другие месторождения). В последнем из этих случаев покровкой для нефтегазоносной толщи фундамента может быть либо нижний пласт непроницаемых осадочных пород (Маунтин-Вью, Лубенское, Костелянское), либо самая верхняя, кровельная часть кристаллического фундамента, измененная эпигенетическими процессами и потерявшая вследствие этого свою проницаемость (месторождения нефти Мара, Тотумо и Ля-Пас в Венесуэле, Еллей-Игайское в Западной Сибири и Оймаша на п-ове Мангышлак).

Наибольшее количество промышленных залежей нефти и газа в кристаллическом фундаменте приурочено к его палеозоонозональным и дизъюнктивным выступам (Ауджила, Нафора, Амаль, Хьюгтон-Панхэнгл, Ля-Пас, Мара и др.), однако имеются и такие аккумуляции нефти и газа, которые связаны с моноклинальным (Керн-Ривер и Эдисон в США, Танджунг и Арджуна в Индонезии, Оринокский нефтяной пояс) и даже синклиналильным (Джатибаранг на о-ве Ява) залеганием кровли кристаллического фундамента. Установленная бурением мощность промышленно нефтегазонасыщенной части кристаллического фундамента различна, обычно она определяется несколькими десятками метров, но в ряде случаев достигает 450–1000 м (Ауджила, Нафора, Амаль, Ля-Пас, Мара, Тотумо, Еллей-Игайское месторождение). Понятно, что образование таких крупных месторождений нефти, как Хьюгтон-Панхэнгл (20 тыс.км²), Ауджила, Нафора, Амаль (2580 км²) и Оринокский

нефтяной пояс (80x700 км), немыслимо без очень мощных процессов миграции нефти в кристаллическом фундаменте, что свидетельствует о наличии в нем хорошо развитой гигантской сети взаимно сообщающихся трещин, разломов, каверн, жезд и пор различного генезиса. Эта сеть в период миграции и аккумуляции нефти и газа образует громадные открытые дренажные гидродинамические системы, которые начинаются от верхней мантии Земли, пересекают кристаллическую земную кору и кончаются либо в осадочной толще, либо на земной поверхности. Следовательно, ни одну из скважин, вошедших в кристаллический фундамент, нельзя выводить из бурения до тех пор, пока не будет пройдено хотя бы несколько сотен метров и не будет испытан на приток в колонне узкими интервалами (50–100 м) весь вскрытый разрез фундамента.

Не должна обескураживать и установленная промысловой геофизикой водоносность верхней части кристаллического фундамента: с увеличением глубины вскрытия ниже по разрезу обязательно появятся и другие коллекторские зоны в фундаменте, мощность и частота встречаемости которых, согласно данным по скв. 20000-Минибаевская, при этом увеличиваются [125]. То же справедливо и для случая непроницаемости, т.е. "сухости", верхней части кристаллического фундамента. Например, мощный газонефтяной фонтан из гранита на месторождении Оймаша в Мангышлакской впадине получен на 140 м ниже непроницаемой кровли фундамента, на Еллей-Игайской площади Западно-Сибирского бассейна — на 800 м и на Малоичской — на 1500 м. Эти факты подтверждают научное геологическое обоснование нашего предложения, чтобы проходка скважин по породам кристаллического фундамента любого осадочного бассейна была не менее 800–1500 м. Если даже в верхней части фундамента вскрыта промышленная залежь нефти и газа, то прекращать бурение не следует, ибо, как указано выше, вниз по разрезу могут быть выявлены еще более крупные их аккумуляции. Отсюда следует, что все известные месторождения нефти и газа в осадочной толще любых бассейнов должны разведываться или переразведываться на максимальную технически доступную глубину и не только до кристаллического фундамента, но и в самом фундаменте.

Этот же материал, в особенности касающийся нефтегазоносности докембрийских шифов, представляет собой фактическое подтверждение нашей теории об абиогенной мантийной природе всех скоплений нефти и газа в земных недрах [92–94, 97–99].

Один из крупнейших зарубежных ученых в области физики космического пространства, астрофизики и планетологии Т.Голд, базируясь на результатах различных научных исследований, например, в области происхождения Солнечной системы, Земли, землетрясений и цунами, также пришел к выводу о наличии в нижних горизонтах земной коры и в подкорковой области планетарно размещенных запасов абиогенного природного горючего газа и нефти. По его мнению, запасы здесь, например, первобытного метана настолько велики, что при современном уровне мирового потребления природного газа

их хватит человечеству не менее чем на 50 млн. лет [229]. Поддерживая Т.Голда, группа известных зарубежных ученых, в том числе лауреаты Нобелевской премии М.Кельвин, Г.А.Бете, Дж.Кендрю и Дж.Ледерберг, обратилась в 1979 г. со специальным письмом к президенту США, в результате чего Национальная академия наук США для решения проблемы неорганического происхождения нефти и газа с 1 января 1980 г. стала получать от федерального правительства ежегодно 10 млн. долларов [170].

Кроме того, в США за пределами этих работ, но в том же аспекте, запланировано бурение нескольких протяженных профилей скважин глубиной по 15 км через рифтовые зоны и усиление поиска в них, в том числе на архейских шитах и срединно-океанических хребтах, искусственными спутниками Земли abiогенных нефти и горючего газа [181, 322, 362].

В этой группе американских ученых были и такие эксперты по нефти и газу, как Х.Д.Хедберг и А.А.Мейерхоф, хорошо знакомые с печатными трудами советской школы неорганической мантийной природы нефти и газа и тем не менее не упоминающие о них. Отсюда видно не только необходимость усиления в нашей стране научных исследований по проблеме неорганического мантийного генезиса нефти и газа и поисков их промышленных скоплений в верхних и нижних горизонтах земной коры, но и то, насколько важно сейчас защищать и сохранить несомненный приоритет советской науки в этой области.

Важно отметить здесь, что наша страна опередила США в изучении этой проблемы более чем на 30 лет. Так, разработка теории abiогенной природы нефти и газа с 1951 г. ведется. ВНИИГРИ Мингео СССР, с 1954 г. — ГИН АН СССР, с 1957 г. — ИГГТИ АН УССР и с 1963 г. — ИГН АН УССР. Кольская и Саатлинская скважины с проектными глубинами 15 км успешно и уже давно бурятся в Печенгском районе Мурманской области и Азербайджане, а добыча нефти и газа из пород кристаллического фундамента производится в Западной Сибири, на Северном Кавказе и Мангышлаке [93, 94, 99, 142—144].

Необратимое уменьшение мировой нефтегазодобычи в конце восьмидесятых — начале девяностых годов нашего столетия, резкое усугубление нефтегазового мирового энергетического кризиса и полное исчерпание через 20—30 лет мировых запасов этих горючих ископаемых на базе их органической природы было предсказано учеными крупнейших нефтяных фирм "Эксон Корпорейшн", "Мобил Ойл Корпорейшн" и "Бритиш Петролеум Компани" [171, 273, 288].

Быть или не быть, что делать дальше? Действительно ли уже видно "дно мирового нефтяного колодца"? Ответ на этот вопрос дает, по нашему мнению, изложенный выше материал, показывающий принципиально новые перспективы, пути и направления развития нефтегазовой геологии на базе abiогенной мантийной природы нефти и газа, глубинного и сверхглубинного поиска, разведки и промышленного освоения их ресурсов в земной коре и подкоровой области [99].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Материал, изложенный в этой книге, конечно, не исчерпывает всех проблем, связанных с теорией abiогенного мантийного происхождения нефти и газа земных недр. Новые успехи нефтегазописковых работ на континентах, материковой отмели, континентальном склоне и в глубоководных океанических впадинах изо дня в день доставляют или ставят все новые и новые вопросы о природе нефти и газа, условиях формирования и закономерностях размещения их залежей по площади и разрезу. В этом аспекте развитие теории плитовой тектоники помогает лучше и правильнее понимать возникновение и эволюцию геологических провинций во времени и пространстве, а в данной связи и геохимическую историю нефти и газа. С помощью исследований, выполненных различными учеными и в разных странах, установлено, например, что рифтовые и палеорифтовые структуры, зоны и пояса континентов и Мирового океана наиболее широко распространены и являются, пожалуй, самыми главными и крупными тектоническими элементами строения и развития земной коры. Структурная эволюция этих разломных зон всегда начинается с образования континентальной рифтовой долины раздвижения, что видно на примере раскола Пангеи на Лавразию и Гондвану и последующего их разделения на Евразию, Гренландию и Северную Америку, а также Африку, Южную Америку, Австралию (Австралазию?), Индостан, Новую Зеландию и Антарктиду, охватывая дальнейшее превращение многих континентальных рифтов в континентально-океанический или океанический рифтовый пояс. В результате этого значительная часть границ современных континентов представляет собой рифтовые или палеорифтовые рубцы — швы, с которыми генетически связаны многие крупные нефтегазонасные геологические провинции мировой материковой отмели и континентального склона.

В виде разновозрастных дизъюнктивных "шрамов" рифтовые структуры во множестве рассеяны по всей Земле как по открытому, континентально-островному, так и по скрытому под толщей Мирового океана пространству, нередко группируясь то в относительно простые и прямолинейные, то в сложные, причудливо изогнутые или изломанные, взаимно пересекающиеся и во многом еще загадочные узоры. Рифтовые структуры, зоны и пояса выявлены и протрассированы на континентах, островах и в океанах, они пересекают щиты, древние и молодые платформы, геосинклинали, орогены, кон-

тинентальный шельф, материковый склон и абиссальные океанические "равнины", как бы не обращая внимания ни на возраст, ни на состав, ни на тип земной коры. Отдельные части рифтовой зоны или пояса могут оказаться синхронными или же, наоборот, гетерохронными, будучи вызванными к жизни либо единичной, либо многими последовательными и даже длительно разобщенными фазами или стадиями рифтогенеза, часто наложенными друг на друга. Устанавливаются древние — протерозойские, палеозойские, мезозойские и третичные рифты, а также юные, ныне активно развивающиеся континентальные и океанические рифтовые структуры, зоны и пояса.

Рифтовые и палеорифтовые зоны и пояса континентально-островной суши и Мирового океана гораздо многочисленнее зон субдукции, причем их количество, согласно С.У.Метьюзу [279], растет во времени и пространстве. Мировая континентально-океаническая рифтовая система обладает огромной протяженностью 110 — 120 тыс. км и площадью около 25—30 % всей поверхности Земли. Некоторые рифтовые зоны и пояса, начинаясь в океане и продолжаясь на континенте, пересекают последний косо или перпендикулярно к его береговой линии. Таковы, например, рифтовые зоны в дельтах и долинах рек Миссисипи, Маккензи, Амазонка, Нигер-Бенуэ и Фиррой-Кэннинг, в месте пересечения которых с эпиконтинентальными рифтами сформировались мощные седиментационные сложные дельты и палеodelты. Имеются и такие рифтовые зоны континентально-океанического типа, которые в виде эпигорного "творения" протягиваются параллельно желобу, зоне субдукции или островной вулканической дуге (Центральная рифтовая долина Анд, Филиппинский рифт и Филиппинский желоб, центральная подводная рифтовая долина в орогенном поясе Никобарских о-вов, рифтовые зоны в море у побережья о-вов Суматра и Ява и др.). Характерной чертой многих морских рифтовых зон является и их способность во времени и пространстве превращаться в материковые трансформные разломы (рифт Калифорнийского залива — трансформный разлом Сан-Андреас) или зоны субдукции (граница Индостан — Гималаи, линия Тавр — Загрос и др.).

Правда, еще и сейчас почти общепринятым остается учение о геосинклиналях и платформах, на основе которого развитие осадочных бассейнов классифицируется по геосинклинальному или платформенному тектоническому типу, хотя это уже не согласуется с теорией плитовой тектоники, спрединга океанического дна, дрейфа континентов вообще и с геологией моря, в частности. По-видимому, настала пора учение о геосинклиналях заменить наукой о рифтах, поскольку устойчивое прогибание с накоплением морских и континентальных толщ, а также орогенез в рифтовых (тафрогенных) подвижных поясах часто не менее велики и всеобъемлющи, а их протяженность (особенно в океане) имеет несравненно более планетарный масштаб, чем у трансформных разломов, зон субдукции, желобов или островных вулканических дуг. Кстати говоря, первые шаги в этом направлении уже сделаны. Так, Кордильерский мобильный пояс со Скалистыми горами и Южно-Окла-

хомский мобильный регион, считавшиеся классическими примерами геосинклинали, ныне признаны классическими же примерами (для Северной Америки) рифтогенных структурных элементов (провинция "бассейнов и хребтов", бассейны Анадарко и Ардмор, а также др.). Кроме того, все солянокупольные и соленосные бассейны суши и моря также являются рифтогенными депрессиями, в которых, как в "жерлах открывавшихся океанов", накопились мощные толщи ископаемых солей.

До недавнего времени морская геология земной коры вдоль Атлантического побережья Канады и США долго трактовалась как характерная для молодой геосинклинали, хотя это противоречило рифтовому генезису Девисова пролива и Лабрадорского моря, а также эпиконтинентальной рифтовой природе самого этого побережья, связанной с процессом отделения Северной Америки и Гренландии от Евразии. Сейчас старые представления отвергнуты, и на базе теории рифтогенеза здесь вдоль нижнего края континентального склона (глубина моря 1830 м) Северной Америки на всем его гигантском протяжении от залива Кампече и п-ова Юкатан до Флориды в виде отдельных, разобщенных массивов, а далее непрерывно вдоль Атлантического побережья США до границы с Канадой прослежен геофизическими методами и частично бурением юрский барьерный карбонатный риф шириной 25 км и мощностью более 6 км, обнажавшийся на земной поверхности, эродировавшийся и выщелачивавшийся на границе юрского и мелового периодов, а ныне перекрытый мезо-кайнозойской осадочной толщей мощностью 1830 м. Этот край континентального склона с данным рифом осложнен густой сетью разломов, образовавшихся в результате рифтогенеза.

Типичными тектоническими элементами строения, например акваторно-эпиконтинентальных рифтогенных седиментационных депрессий, являются (в направлении от суши в море или океан) неглубоко залегающая кратоническая плита, прибрежный грабен, внутренний горст, глубокая впадина-трог, внешний горст и вулканическая "отмель", все они промышленно нефтегазодоступны. Над плитой, прибрежным грабеном и внутренним горстом (по фундаменту) залегают, как правило, континентальные, переходные и мелководные морские отложения, а в глубокой впадине-троге и у вулканической отмели — глубоководные морские отложения с соленосными толщами внизу и мощной карбонатной плитой — "отмелью" вверху. Это характерно, например, для морских прибрежных седиментационных центров Камаму-Альмада, Жеки-тиньонья, Кумурухатиба, Эспириту-Санту и Кампуш в Бразилии, для Северо-Западного шельфа Австралии и морской акватории у западного побережья Африки с рядом изменений для дельты р.Нигер и района Уолвис-Бэй.

Если исключить из рассмотрения области, занятые современными глубокими океанами, то на остальной поверхности Земли к настоящему времени уже выявлено около 600 осадочных бассейнов различного генезиса, обладающих тем или иным нефтегазовым потенциалом. В 160 из них нефть и газ уже добываются, около 240, хотя и разведаны в некоторой степени глубоким бурением, представляют определенный интерес для будущих промыш-

ленных поисков и разведки в них новых аккумуляций нефти и газа, 200 остальных, вмещающих значительную часть планетарного осадочного чехла, расположенных на конвергентных и дивергентных дизъюнктивных краях континентов или в пределах островных дуг и еще ожидающих разведки бурением, могут дать в будущем за рубежом извлекаемые запасы нефти не менее 45 млрд.т [245].

Конечно, не все эти осадочные бассейны равноценны по своим промышленным или прогнозным извлекаемым запасам нефти и газа. В этом аспекте наиболее важными, по нашему мнению, должны быть именно кратонические и эпиорогенные рифты. Это видно, например, из того, что в одних только зарубежных крупных нефтяных и газовых месторождениях, выявленных в 20 рифтогенных бассейнах и лишь на мировом континентальном шельфе, содержатся начальные суммарные разведанные извлекаемые запасы порядка 25 млрд.т нефти и около 6,5 трлн.м³ газа [94]. В общем же, согласно нашему анализу, в эпи-, интра- и экзоконтинентальных рифтовых и палеорифтовых осадочных бассейнах континентов, мировой материковой отмели и континентального склона сосредоточено около 80 % мировых начальных разведанных извлекаемых запасов нефти и газа. Это богатство земных недр нефтью и газом мы связываем с тем, что на рифтовых швах внутри материков, а также на дизъюнктивных, рифтогенных краях литосферных плит и континентов в поздне-третично-четвертичное время началась планетарная генерация нефти и газа в верхней мантии Земли, а за счет ее дизъюнктивной дегазации — планетарные миграция и аккумуляция этих полезных ископаемых в земной коре и осадочных бассейнах, расположенных частично или полностью на рифтовых швах.

Теория абиогенной мантийной природы нефти и газа получает все новые и новые подтверждения. Так, недавно установлено присутствие абиогенного метана в молодых базальтоидах Срединно-Атлантического рифтового хребта и Калифорнийского рифтогенного залива, а также обнаружены мощные струи абиогенного метана, исходящие из глубинных разломов на подводном рифтогенном хребте у берегов о-ва Ямайки и на Восточно-Тихоокеанском подводном рифтовом хребте. Эта теория подтверждается открытием в акватории Мирового океана крупного нефтегазового месторождения в глубоководной (глубина моря более 3,5 км) океанической впадине Сигзби, находящейся в центральной части Мексиканского залива, где нет континентальной коры, а также находками нефти в свежих базальтовых лавах и других породах на о-вах Тонгатапу, Эуа, Вавау и Фиджи в Тихом океане [94, 123, 181, 263, 332, 362].

Нельзя забывать, что и возникновению жизни на Земле предшествовал длительный период ее химической, неорганической эволюции, когда из космо- и эндогенных Н₂, СН₄, NH₃ и Н₂О первичной земной атмосферы образовались синильная, муравьиная и уксусная кислоты, формальдегид и гликольальдегид, янтарная и аспарагиновая кислоты, глицин и аланин, затем абиогенно превратившиеся в триаду полимеров первоочередного

значения — протеины, нуклеиновые кислоты, а также такие органические полимеры, как полисахариды, целлюлоза, крахмал и т.п. Добавление к их реакционным смесям эндогенных минеральных катализаторов, например железа, цинка и других металлов, уже на начальной стадии химической эволюции Земли, т.е. еще до появления на ней жизни, обусловило возникновение первых в истории Земли порфиринов. Согласно М.Кельвину [185], именно эти порфирины стали катализаторами для своей дальнейшей репродукции и репликации, знаменуя начало первого молекулярного отбора. Именно такой ход химической эволюции обусловил зарождение жизни на Земле, что подтверждено экспериментально.

Итак, анализ результатов исследований в области астрофизики, космологии и планетологии, молекулярной химии, органической космо- и геохимии, геологии, геофизики, сейсмологии, океанологии и нефтегазопроисловых работ дает возможность указать следующие критерии абиогенного мантийного генезиса нефти и газа земных недр.

1. Углеводородные радикалы, углеводороды, асфальтоподобный органический полимер (сополимер) и другие органические соединения (в том числе нефть, порфирины и оптически активные вещества) в космосе и Солнечной системе.

2. Космические углеводороды, нефть и другие добиотические органические субстанции в первозданном "земном" веществе и первичной атмосфере Земли.

3. Добиотические примитивные органические молекулы, аминокислоты, порфирины, углеводороды и нефть на ранних стадиях химической эволюции Земли.

4. Абиогенно синтезированные в лабораториях примитивные органические молекулы, аминокислоты, протеиноиды, сахара, аденозинтрифосфат, нуклеотиды, порфирины, оптически активные органические соединения и нефть.

5. Неорганический синтез нефти (технологический заводской процесс Фишера — Тропша).

6. Газообразные, жидкие и твердые нефтяные углеводороды, нефть, а также аминокислоты в выделениях действующих вулканов.

7. Метан и другие углеводороды, выделяющиеся из инфернальных недр при землетрясениях и цунами.

8. Углеводороды и битумы в мантийных образованиях (гранатовые пироксениты и др.), производных мантийных магм (породы трубок взрыва, щелочные базальтоиды и т.п.), гранулито-базитовом (эклогиты, основные гранулиты, амфиболиты, гипербазиды, чарнокиты) и гранито-гнейсовом слое (гнейсы, кварциты, мраморы и граниты).

9. Колоссальные ресурсы нефти и газа за рубежом на дизъюнктивных границах дрейфующих континентов и литосферных плит и в глубоководных океанических впадинах.

10. Уникальные скопления тяжелой и вязкой нефти в связи с рифтовыми

структурами кристаллических щитов в районе месторождений Атабаска, Колд-Лейк, Уобаска, Пис-Ривер, Ллойдминстер и Боннивилл (162 млрд.т) в Канаде и в Оринокском нефтяном поясе (470 млрд.т) Венесуэлы.

11. Высокотемпературный облик многих индивидуальных соединений природной нефти и ее самой.

12. Громадные ресурсы нефти и газа за рубежом вне "зоны органического нефтегазообразования" — на действующих и ископаемых вулканах, в древнейших щитах и кристаллическом фундаменте седиментационных бассейнов, а также в осадочной толще на глубинах 4500—8100 м, где пластовая температура до 232°С.

13. Генетическое родство, единство коренных свойств и общая основа всех природных нефтей мира независимо от их месторождений.

14. Позднегеретично-четвертичное время образования всех промышленных месторождений нефти и газа на Земле [98].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агутенков В.А. О нефтеносности Мортимьинско-Тетеревской структуры. — В кн.: Материалы по геологии нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. М.: Недра, 1970, с. 52—54. (Тр. Зап.-Сиб. НИГНИ : Вып. 16).
2. Акрамходжаев А.М., Старобинец Н.С., Хаимов Р.Н. О двух генетических типах нефтей в палеозойских отложениях Южного Тянь-Шаня. — Узб. геол. журн. АН УзССР, 1968, № 6, с. 21—25.
3. Алексеева М.А., Богоуш О.И., Вышемирская О.П. и др. Проблема нефтегазоносности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской низменности. — Новосибирск : Наука, 1976. — 238 с.
4. Алексин А.Г., Афанасьев Ю.Т., Корнев Б.В. и др. Перспективы нефтегазоносности доюрских образований Западной Сибири. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1975, № 7, с. 3—6.
5. Амбарцумян В.А. Теоретическая астрофизика. — М.: Гостехиздат, 1938. — 162 с.
6. Амосов Г.А. Оптическое вращение нефтей. — Тр. Всесоюз. нефт. н.-и. геол.-развед. ин-та. Н.С., 1955, вып. 83, с. 163—230.
7. Анисимов В.В., Васильев В.Г., Гришин Г.Л. и др. Березовский газоносный район и перспективы его развития. — Геология нефти и газа, 1959, № 9, с. 1—6.
8. Бабиков Н.М., Даниенберг Е.Е., Наумов Л.Л. и др. Нефтеносность зоны контакта осадочного чехла и палеозойского фундамента Томской области. — Изв. Том. политехн. ин-та, 1976, 288, с. 12—14.
9. Багрян Г.В., Васильев В.Г., Горбенко Г.Л. и др. Нефть и газ Западной Сибири. — М.: Недра, 1965. — 160 с. (ЦНИИТЭ нефтегаз. Сер. Нефтегазовая геология и геофизика : Вып. 32).
10. Бакенов В.А., Даниенберг Е.Е., Тищенко Г.И. Некоторые вопросы геологического строения доюрской эрозионно-тектонической поверхности и подошвенных образований чехла в связи с их нефтегазоносностью в Томской области. — В кн.: Проблемы геологии и нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты. Новосибирск, 1977, с. 71—76. (Тр. СНИИГГИМС : Вып. 255).
11. Бакиров А.А., Варенцов М.И., Бакиров Э.А. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. — М.: Недра, 1971. — 509 с.
12. Белов К.А., Васильев В.Г., Елин Н.Д. и др. Газовые месторождения СССР. — Л.: Гостоптехиздат, 1961. — 748 с.
13. Бернал Дж. Возникновение жизни. — М.: Мир, 1969. — 391 с.
14. Бетехтин А.Г. О генетической связи гидротермальных образований с интрузивами. — В кн.: Основные проблемы в учении о магматогенных рудных месторождениях. М.: Изд-во АН СССР, 1955, с. 479—520.
15. Богородицкая Н.И. Ванадий и никель в нефтях Эмбенского района. — Тр. Всесоюз. нефт. н.-и. геол.-развед. ин-та. Н.С., 1955, вып. 83, с. 373—391.
16. Бочкарев В.С., Мажигоров А.А., Нежданов А.А. и др. Перспективы нефтегазоносности палеозоя Северной части Тургайского прогиба и Вагай-Ишимской зоны. — В кн.: Проблемы геологии и нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты. Новосибирск, 1977, с. 32—38. (Тр. СНИИГГИМС : Вып. 255).

17. Бочкарев В.С., Ушатинский И.Н. Некоторые особенности тектонического строения и перспективы нефтегазоносности палеозоя северной части Западно-Сибирской плиты. — Геология и геофизика, 1978, № 7, с. 112–115.
18. Брод И.О., Еременко Н.А. Основы геологии нефти и газа. — М.: Изд-во Моск. ун-та, 1953. — 338 с.
19. Бурцева Н.П. Зольный состав нефтей Терско-Дагестанской области. — Тр. Всесоюз. нефт. н.-и. геол.-развед. ин-та Н.С., 1955, вып. 83, с. 332–354.
20. Бурштар М.С., Львов М.С. География и геология нефти и газа СССР и зарубежных стран. — М.: Недра, 1979. — 365 с.
21. Вассоевич Н., Фердман Л. Нефть — наследие древней биосферы. — Техника — молодежи, 1979, № 7, с. 23–28.
22. Вдовыкин Г.П. Метеориты. — М.: Наука, 1974. — 184 с.
23. Вдовыкин Г.П. Углеродистое вещество метеоритов (орган. соединения, алмазы, графит). — М.: Наука, 1976. — 271 с.
24. Вебер В.В. Условия образования и залегания нефти. — В кн.: Происхождение нефти и газа, их миграция и закономерности образования и размещения нефтяных и газовых залежей: (Тез. докл. респ. совещ., Львов, апр. 1981 г.). Львов: Ин-т геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР, 1981, ч. 1, с. 16–17.
25. Виноградов А.П. О происхождении ванадия в нефтях. — В кн.: Сборник работ, посвящ. акад. В.И.Вернадскому. М.: Изд-во АН СССР, 1936, с. 145–173.
26. Воробьева О.А. Главные особенности размещения и формирования щелочных пород. — В кн.: Проблемы геологии минеральных месторождений, петрологии и минералогии. М.: Наука, 1969, с. 62–81.
27. Высоцкий И.В. Основы геологии природного газа. — М.: Гостоптехиздат, 1954. — 384 с.
28. Вышемирский В.С. О возможной нефтегазоносности палеозоя Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Проблемы нефтегазоносности Сибири. Новосибирск: Наука, 1971, с. 133–139.
29. Вышемирский В.С., Доильницын Е.Ф., Перцева А.П. и др. Палеозойские нефти в Западной Сибири. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1973, № 1, с. 33–35.
30. Вышемирский В.С. О тектонической природе доюрского рельефа на локальных поднятиях Западно-Сибирской плиты. — Геология и геофизика, 1975, № 7, с. 3–9.
31. Вялов О.С., Порфирьев В.Б., Ладыженский Н.Р. Проблемы промышленной нефтеносности и газосности западных областей УССР: В 3-х т. Киев: Изд-во АН УССР, 1954. — Т. 1–2.
32. Вялов О.С. Палеогеновый флиш Северного склона Карпат. — Киев: Изд-во АН УССР, 1961. — 198 с.
33. Галимов Э.М. Изотопные вариации углерода в метане, текущем через водонасыщенные горные породы. — Геохимия, 1967, № 12, с. 1504–1505.
34. Геологическое строение фундамента Западно-Сибирской плиты: (По геол. и геофиз. данным). — Л.: Недра, 1971. — 208 с. — (Тр. СНИИГТИМС. Сер. регион. геология: Вып. 76).
35. Геология нефти: Справочник в 2-х т., 3-х кн. Т. 2, кн. 1. Нефтяные месторождения СССР. М.: Недра, 1968. — 764 с.
36. Геология нефти: Справочник. В 2-х т., 3-х кн. Т. 2, кн. 2. Нефтяные месторождения зарубежных стран. — М.: Недра, 1968. — 804 с.
37. Гретц А. Химия нефти и искусственного жидкого топлива. — Л. М.: ОНТИ, 1936. — 530 с.
38. Гринберг И.В. Геохимические основы генезиса и метаморфизма сингенетических и эпигенетических битумов. — В кн.: Проблемы геологии и геохимии эндогенной нефти. Киев: Наук. думка, 1975, с. 7–30.
39. Гринберг И.В. Теоретические и экспериментальные основы баровакуумного синтеза углеводородов в глубинных зонах Земли. — В кн.: Особенности глубинного

- строения земной коры и теоретические обоснования неорганического генезиса нефти. Киев: Наук. думка, 1982, с. 164–177.
40. Гуляева Л.А., Ермакова В.И. О петучести органических соединений ванадия и никеля в нефтях и способе их улавливания. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1967, № 4, с. 47–49.
41. Гурари Ф.Г., Казаринов В.П., Касьянов М.В. и др. Западно-Сибирская низменность — новая база нефтегазодобычи СССР. — Геология и геофизика, 1961, № 10, с. 3–16.
42. Гурари Ф.Г., Близначенко С.И. Нижне-Вартовский свод — крупная зона нефтегазо-накопления. — Геология нефти и газа, 1964, № 8, с. 8–14.
43. Деменкова П.Я., Курбатская А.П. Взаимоотношения количественных содержаний смол, асфальтенов, ванадия и никеля в некоторых нефтях и твердых битумах нефтяного ряда. — Тр. Всесоюз. нефт. н.-и. геол.-развед. ин-та. Н.С. 1955, вып. 83, с. 355–364.
44. Деменкова П.Я. К вопросу о происхождении асфальтово-смолистых компонентов нефти. — В кн.: Проблема происхождения нефти и газа и условия формирования их залежей. М.: Гостоптехиздат, 1960, с. 491–495.
45. Дмитриев Е.Я., Ровнин Л.И., Эрве Ю.Г. Очередные задачи геологоразведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири. — Геология нефти и газа, 1962, № 9, с. 4–11.
46. Добрянский А.Ф. Геохимия нефти. — Л.; М.: Ленгостоптехиздат, 1948. — 476 с.
47. Досрочно выполним план третьего года десятой пятилетки по подготовке запасов и добыче нефти и газа. — Геология нефти и газа, 1978, № 3, с. 1–9.
48. Друляков В. На пути к мантии. — Наука и жизнь, 1976, № 3, с. 34–40.
49. Дюкалов В.А., Мухаметшин З.З. О геологическом строении Шаимского нефтеносного района. — В кн.: Геология и разработка нефтяных месторождений Западной Сибири. М.: Недра, 1971, с. 79–85.
50. Дюкалов В.А. О перспективах нефтеносности фундамента Шаимского района в связи с некоторыми особенностями его строения. — В кн.: Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ИГиРГИ, 1972, с. 63–69.
51. Дюфур Ж. Некоторые нефтяные геологические характеристики Венесуэлы. — В кн.: IV Междунар. нефт. конгр. В 9-ти т. Т. 1. Геология нефтяных и газовых месторождений. М.: Гостоптехиздат, 1956, с. 29–48.
52. Елисеев В.Г. Характеристика нефтегазосодержащих толщ Шаимского и Красноленинского нефтяных районов. — В кн.: Шаимский нефтяной район. Тюмень, 1971, с. 256–265. (Тр. Зап.-Сиб. НИГНИ: Вып. 43).
53. Елисеев В.Г., Нестеров И.И. Нефтяные месторождения Шаимского нефтеносного района. — Там же, с. 273–349.
54. Жеро О.Г., Смирнов Л.В., Спешиллов М.А. и др. Схематическая карта перспектив нефтегазоносности доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты. — В кн.: Геологическое строение фундамента Западно-Сибирской плиты (по геологическим и геофизическим данным). Л.: Недра, 1971, с. 200–208. (Тр. СНИИГТИМС; Вып. 76).
55. Жеро О.Г., Смирнов Л.В., Сурков В.С. Геологическое строение и нефтегазоносность палеозойских отложений Нюрольского бассейна. — В кн.: Проблемы геологии и нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты. Новосибирск, 1977, с. 22–31. (Тр. СНИИГТИМС; Вып. 255).
56. Журавлев Е.Г., Лапинская Т.А., Рябухин Г.Е. О перспективах нефтегазоносности погребенных кор выветривания фундамента в некоторых районах СССР. — Геология нефти и газа, 1972, № 4, с. 20–24.
57. Журавлев Е.Г., Лапинская Т.А., Курбала Е.Л. и др. Перспективы поиска и разведки нефтяных и газовых залежей в корях выветривания фундамента Западно-Сибирской плиты. — М.: ВНИИЭНГ, 1973. — 76 с.
58. Завиалов Н.П., Сердюк З.Я., Залазаева Л.В. и др. Нефтегазоносность карбонатных

- пород силура — нижнего карбона Западной Сибири. — Геология нефти и газа, 1973, № 1, с. 25—31.
59. *Запывалов Н.П., Зубарев Е.М., Минько В.А. и др.* Палеозойская нефть в Новосибирской области. — Там же, 1975, № 2, с. 14—20.
 60. *Запывалов Н.П., Плуман И.И.* Геолого-геохимические предпосылки открытия залежей нефти и газа в палеозое юга Западной Сибири. — В кн.: Проблемы геологии и нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты. Новосибирск, 1977, с. 39—45. (Тр. СНИИГГИМС; Вып. 255).
 61. *Запывалов Н.П.* Геологические предпосылки и методика поисков залежей нефти в палеозое на юге Западной Сибири. — Сов. геология, 1979, № 3, с. 22—37.
 62. *Зелинский Н.Д.* Несколько замечаний по вопросу о происхождении нефти. — Собр. тр.: В 4-х т. М.: Изд-во АН СССР, 1955, т. 2, с. 139—143.
 63. *Зырянов В.Н., Козырева Л.В.* Температурные условия формирования Хибинского щелочного массива. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1981, № 12, с. 35—46.
 64. *Ивановский Л.* Энциклопедия восков: В 2-х т. Т. 1. Воски и их важнейшие свойства. — Л.: Гостоптехиздат, 1956. — 118 с.
 65. *Кабышев Б.П.* Палеотектонические методы исследования и прогнозирования нефтегазоносности (на примере Днепровско-Донецкой впадины и других регионов): Автореф. дис. д-ра геол.-минерал. наук. — Л., 1981. — 56 с.
 66. *Калинко М.К.* О книге Н.А.Кудрявцева "Нефть, газ и твердые битумы в изверженных и метаморфических породах". — Геология нефти и газа, 1961, № 4, с. 41—44.
 67. *Калинко М.К.* Неорганическое происхождение нефти в свете современных данных. — М.: Недра, 1968. — 336 с.
 68. *Карагодин Ю.Н., Мизинов Н.В., Подлужский Д.А.* Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности осадочного чехла юго-западных районов Западно-Сибирской платформы. — М.: ВНИИОЭНГ, 1969. — 104 с.
 69. *Катченков С.М.* Корреляция нефти по микроэлементам. — Докл. АН СССР, 1949, 67, № 3, с. 503—505.
 70. *Катченков С.М.* К вопросу о накоплении зольных элементов в нефтях. — Тр. Всесоюз. нефт. н.-и. геол.-развед. ин-та. Н.С., 1955, вып. 83, с. 374—400.
 71. *Катченков С.М., Флегонтова Е.И.* Малые элементы в девонских отложениях Волго-Уральской области по данным спектрального анализа. — Там же, с. 505—530.
 72. *Катченков С.М.* Микроэлементы в нефтях. — В кн.: Проблема происхождения нефти и газа и условия формирования их залежей. М.: Гостоптехиздат, 1960, с. 463—464.
 73. *Катченков С.М.* К вопросу о накоплении в нефтях элементов семейства железа. — Докл. АН СССР, 1962, 143, № 2, с. 420—422.
 74. *Кертай Г.* Месторождения нефти и газа Венгрии. — В кн.: XX Междунар. геол. конгр. В 4-х т. Т. 2. Материалы по геологии нефти. Страны Европы и Турция. М.: Гостоптехиздат, 1959, с. 179—204.
 75. *Климушина Л.П., Ишаев У.Г., Коваленко Е.Г. и др.* Западная Сибирь. — В кн.: Особенности методики поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений для различных геологических условий. М.: ИГиРГИ, 1971, с. 84—106.
 76. *Ковалицкий З.И.* Геохимические исследования газов глубинного происхождения по включениям в минералах: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. — Львов, 1968. — 20 с.
 77. *Козловский Е.А.* Десять тысяч метров открытий. — Наука в СССР, 1981, № 2, с. 6—11.
 78. *Кочоплева В.П.* Распределение объемной светимости и плотности вещества в головах комет. — Пробл. комет. фотометрии, 1966, № 10, с. 77—91.
 79. *Конторович А.Э.* ЭВМ — за биогенную природу нефти. — Техника — молодежи, 1979, № 12, с. 24—26.
 80. *Конторович А.Э., Стасова О.Ф.* Геохимия юрских и палеозойских нефтей юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты. — В кн.: Проблемы геологии и

- нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты. Новосибирск, 1977, с. 46—62. (Тр. СНИИГГИМС: Вып. 255).
81. *Костякова Е.Б.* Абсолютная спектрофотометрия кометы Аренда-Ролана (1956 h). — Пробл. комет. фотометрии, 1966, № 10, с. 65—76.
 82. *Косыгин Ю.А., Трофимук А.А.* Тектоника и перспективы нефтегазоносности платформенных областей Сибири. — Изв. АН СССР, Сер. Геология, 1965, № 1, с. 80—94.
 83. *Краюшкин В.А., Казаков С.Б., Драбина Я.М.* Ванадий, никель и другие рассеянные элементы в природных нефтях Битковского месторождения. — Геохимия, 1964, № 8, с. 836—840.
 84. *Краюшкин В.А., Казаков С.Б., Пришкер В.Л.* О накоплении зольных элементов в нефти. — В кн.: Геология и геохимия нефтяных и газовых месторождений. Киев: Наук. думка, 1965, с. 20—28.
 85. *Краюшкин В.О.* Про оптичну активність природних нафт. — Геол. журн. 1966, 26, № 1, с. 104—108.
 86. *Краюшкин В.А.* Оптическая активность нефтей из менилитовой серии Долинского месторождения. — Геология и геохимия горючих ископаемых, 1967, № 12, с. 98—106.
 87. *Краюшкин В.О., Казаков С.Б.* Микроэлементы природных газоконденсатов. — Докл. АН УССР. Сер. Б, 1967, № 9, с. 785—788.
 88. *Краюшкин В.О., Порфирьев В.Б.* Кореляція східноукраїнських природних нафт за геохімічними даними. — Там же, 1968, № 10, с. 895—898.
 89. *Краюшкин В.О., Порфирьев В.Б., Казаков С.Б.* Деякі геохімічні аспекти міграції нафти в Бориславському нафтопромисловому районі. — Там же, 1970, № 5, с. 398—400.
 90. *Краюшкин В.А., Фаниев Р.Д., Оноприенко В.П. и др.* Направления поисково-разведочных работ на нефть в Днепровско-Донецкой впадине. — В кн.: Геология и разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 1972, с. 171—177. (Тр. Гос. н.-и. и проект. ин-та нефт. пром.-сти УкрНИИПНД: Вып. 8/9).
 91. *Краюшкин В.А.* К проблеме промышленной нефтегазоносности вулканогенных и вулканогенно-осадочных пород и формаций. — В кн.: Проблемы геологии и геохимии эндогенной нефти. Киев: Наук. думка, 1975, с. 142—160.
 92. *Краюшкин В.А., Порфирьев В.Б., Ерофеев Н.С. и др.* Перспективы поиска залежей нефти в кристаллическом фундаменте Припятской впадины. — Геол. журн. 1977, 37, № 5, с. 7—25.
 93. *Краюшкин В.А., Порфирьев В.Б., Ключко В.П. и др.* Геологические критерии поисков новых объектов на нефть и газ на территории Украины. — Киев: Наук. думка, 1977. — 152 с.
 94. *Краюшкин В.А., Порфирьев В.Б., Ключко В.П. и др.* Строение и нефтегазоносность северной части Черного моря и сопредельных территорий. — Киев: Наук. думка, 1978. — 160 с.
 95. *Краюшкин В.А., Ключко В.П., Огьмак Т.Н.* Владимир Борисович Порфирьев. — Киев: Наук. думка, 1979. — 48 с.
 96. *Краюшкин В.А., Порфирьев В.Б.* Перспективы поиска нефти и газа на глубине более 4500 м. — Геол. журн., 1979, 39, № 5, с. 1—9.
 97. *Краюшкин В.А.* А все-таки она неорганическая! — Техника — молодежи, 1980, № 5, с. 22—27.
 98. *Краюшкин В.А., Порфирьев В.Б.* Критерии неорганического происхождения нефти. — В кн.: Происхождение нефти и газа, их миграция и закономерности образования и размещения нефтяных и газовых залежей: (Тез. док. респ. совещ. Львов, апр. 1981 г.). Львов: Ин-т геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР, 1981, с. 7—8.
 99. *Краюшкин В.А., Порфирьев В.Б., Ключко В.П.* Новые перспективы и пути развития в СССР и УССР работ по проблеме неорганической природы нефти и поиска ее промышленных скоплений. — Геол. журн., 1982, 42, № 5, р. 1—10.

100. Кроноткин П.Н. Происхождение углеводородов земной коры. — В кн.: Материалы дискуссии по проблеме происхождения и миграции нефти. Киев : Изд-во АН УССР, 1956, с. 94–125.
101. Кроноткин П.Н., Шахварстова К.Л. Твердые битумы, нефть и горючие газы в интрузиях гипербазитов, в трапах и вулканических трубках. — В кн.: Проблема миграции нефти и формирования скоплений нефти и газа. М. : Гостехиздат, 1959, с. 151–164.
102. Крылов Н.А. Общие особенности тектоники и нефтегазоносности молодых платформ. — М. : Наука, 1971. — 156 с.
103. Кудрявцев Н.А. Нефть, газ и твердые битумы в изверженных и метаморфических породах. — Л. : Гостехиздат, 1959. — 278 с. — (Тр. ВНИГРИ ; Вып. 142).
104. Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа. — Л. : Недра, 1973. — 214 с. — (Тр. ВНИГРИ ; Вып. 319).
105. Куликов П.К. Нефтегазоносность доюрских отложений. — В кн.: Проблемы геологии Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. М. : Недра, 1968, с. 228–237. (Тр. Зап.-Сиб. НИГНИ ; Вып. 11).
106. Куликов П.К. Основные элементы тектоники и некоторые вопросы нефтегазоносности Западно-Сибирского бассейна. — Сов. геология, 1972, № 2, с. 16–30.
107. Кугурев А.И. Геологическое строение Убинского нефтяного месторождения. — В кн.: Материалы по геологии нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. М. : Недра, 1970, с. 48–52. (Тр. Зап.-Сиб. НИГНИ ; Вып. 16).
108. Левин Б.Ю. Органические соединения в Солнечной системе. — В кн.: Проблемы происхождения нефти. Киев : Наук. думка, 1966, с. 174–222.
109. Левченко И.Г., Миронов Ю.К. Новые газоконденсатные месторождения Томской области, связанные с юрскими отложениями. — Геология нефти и газа, 1965, № 7, с. 8–13.
110. Летников Ф.А., Карпов И.К., Киселев А.И. и др. Флюидный режим земной коры и верхней мантии. — М. : Наука, 1977. — 216 с.
111. Линдтроп Н.Т., Анфилатова Э.А., Дмитриева Е.А. и др. Геологические закономерности распространения крупных месторождений нефти и газа за рубежом. — Л. : Недра, 1970. — 151 с.
112. Максимов С.П., Дикенштейн Г.Х. О возрасте складчатого основания Западно-Сибирской плиты и возможном распространении платформенных нефтегазоносных комплексов палеозоя в ее пределах. — Геология нефти и газа, 1979, № 7, с. 6–11.
113. Маркевич Б.П. Особенности геологического развития и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Проблемы сибирской нефти. Новосибирск : Изд-во СО АН СССР, 1965, с. 29–46.
114. Маркевич Б.П. История геологического развития и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. — М. : Наука, 1966. — 248 с.
115. Мархинин Е.К. Предбиологические соединения в пепле вулкана. — Природа, 1974, № 8, с. 71–78.
116. Мархинин Е.К. Явление образования аминокислот в пеплово-газовой вулканической туче. — В кн.: Вулканогенно-осадочный литогенез : (Крат. тез. IV Всесоюз. совещ., г. Южно-Сахалинск, июнь 1974 г.) Южно-Сахалинск : ДВНЦ АН СССР, 1974, с. 31–32.
117. Мархинин Е.К. Роль вулканизма в возникновении жизни. — В кн.: Современный вулканизм и связанные с ним геологические, геофизические и геохимические явления : (Тез. докл. V Всесоюз. вулканол. совещ., Тбилиси, окт. 1980 г.). Тбилиси : Мецниереба, 1980, с. 154.
118. Менделеев Д.И. Основы химии : В 3-х т. — М., Л. : Госхимиздат, 1947. — Т. 1, 566 с.
119. Мизинов Н.В. Некоторые замечания по условиям формирования нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности. М. : Недра, 1967, с. 266–270.
120. Милановский Е.Е. Рифтовые зоны континентов. — М. : Недра, 1976. — 279 с.
121. Миронов Ю.К., Минько В.А., Пастухов Т.Н. Месторождения нефти и газа Томской и Новосибирской областей. — В кн.: Материалы по геологии нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. М. : Недра, 1970, с. 90–100. (Тр. Зап.-Сиб. НИГНИ ; Вып. 16).
122. Могаровский В.В., Буданов К.Т., Дмитриев Э.А. К геохимии углерода в магматических и метаморфических породах Памира. — Докл. АН УССР. Сер. Б, 1980, № 2, с. 26–29.
123. Монин А.С. Перспективы исследования и использования Мирового океана. — Вестн. АН СССР, 1980, № 5, с. 118–126.
124. Мусин М.Х., Багайтоинов А.Н., Козлов Н.В. Особенности строения продуктивных горизонтов и основные принципы разработки Советско-Среннинского месторождения нефти. — В кн.: Материалы I науч.-техн. конф., (Тюмень, март 1970 г.) Тюмень, 1970, с. 11–29.
125. Муслимов Р.Х. Итоги геологоразведочных работ на нефть и задачи на десятилетнюю пятилетку по Татарской АССР. — Геология нефти и газа, 1977, № 5, с. 12–20.
126. Нестеров И.И. Нефтяные месторождения Красноленинского нефтеносного района. — В кн.: Шаимский нефтеносный район, Тюмень, 1971, с. 350–361. (Тр. Зап.-Сиб. НИГНИ ; Вып. 43).
127. Нестеров И.И., Погорелов Б.С. Древняя кора выветривания пород фундамента Березовского и смежных районов. — В кн.: Березовский газоносный район. Тюмень, 1971, с. 57–62. (Тр. Зап.-Сиб. НИГНИ ; Вып. 40).
128. Нестеров И.И., Ясевич Г.С. Газовые и газоконденсатные месторождения Березовского и смежных районов. — Там же, с. 289–341.
129. Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Шильман К.А. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири. — М. : Недра, 1971. — 463 с.
130. Нестеров И.И. Оценка перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирской провинции и рекомендации по направлениям поисковых работ. — В кн.: Пути повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири. Тюмень, 1975, с. 3–66. (Тр. Зап.-Сиб. НИГНИ ; Вып. 90).
131. Никонов В.Ф. Происхождение нефти и формирование нефтяных залежей в широтном Приобье. — В кн.: Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской равнины. Тюмень, 1967, с. 143–154. (Тр. Зап.-Сиб. НИГНИ ; Вып. 3).
132. Оленин В.Б., Родникова Р.Д. Австралия и Новая Зеландия. — В кн.: Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран : В 2-х кн. М. : Недра, 1976, кн. 2, с. 532–576.
133. Пастухов Т.Н. К вопросу о закономерностях распределения коллекторов в Нюрольском нефтегазоносном районе. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1978, № 6, с. 21–24.
134. Перельман В.И. Краткий справочник химика. — М. : Госхимиздат, 1951. — 468 с.
135. Петерсилье И.А., Павлова М.А., Малашикина В.Т. и др. Органическое вещество в изверженных и метаморфических горных породах. — В кн.: Генезис нефти и газа М. : Недра, 1967, с. 342–350.
136. Петерсилье И.А., Галимов Э.М. О природе углеводородных газов и рассеянных битумов изверженных горных пород в связи с изотопным составом углерода. — В кн.: Геологическое строение, развитие и рудоносность Кольского полуострова. Апатиты : Наука, 1968, с. 131–143.
137. Петров А.Д. Дополнение к главе XXVIII. — В кн.: Гретц А. Химия нефти и искусственного жидкого топлива. Л. ; М. : ОНТИ, 1936, с. 463–467.
138. Пинин Л. Месторождение нефти и газа Панхендл-Хьюготорн, Техас — Оклахома — Канзас. — В кн.: Геология гигантских месторождений нефти и газа. М. : Мир, 1973, с. 170–189.

139. Погорелов Б.С. Геология и нефтегазоносность доюрских образований запада Западной Сибири. — М.: Наука, 1977. — 85 с.
140. Полушкин А.С., Санин В.П. Методика разведки литологически ограниченных залежей (по опыту разведки нефтяных месторождений Шаймского вала). — В кн.: Методика промышленной разведки нефтяных месторождений Тюменской области. М.: Недра, 1969, с. 10—39. (Тр. Зап.-Сиб. НИГНИ; Вып. 9).
141. Порфирьев В.Б., Краюшкин В.А. Ответ на письмо в редакцию "Геологического журнала" Н.С.Ерофеева, Г.П.Ованесова и Н.А.Еременко. — Геол. журн., 1978, 38, № 3, с. 152—153.
142. Порфирьев В.Б., Ключко В.П. Проблема нефтеносности фундамента Сибири. — В кн.: Геологические и геохимические основы поисков нефти и газа. Киев: Наук. думка, 1981, с. 36—101.
143. Порфирьев В.Б., Ключко В.П. Геологические аспекты нефтегазоносности фундамента (на примере Западной Сибири). — В кн.: Особенности глубинного строения земной коры и теоретические обоснования неорганического генезиса нефти. Киев: Наук. думка, 1982, с. 5—155.
144. Порфирьев В.Б., Краюшкин В.А., Ключко В.П. и др. Новое направление геолого-разведочных работ в Ахтырском нефтегазопромысловом районе Днепровско-Донецкой впадины. — Геол. журн., 1982, 42, № 4, с. 1—10.
145. Разницын В.А. Перспективы нефтегазоносности Тимано-Печорской области. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1963, № 10, с. 27—31.
146. Рассел У.Л. Основы нефтяной геологии. — М.: Гостоптехиздат, 1958. — 620 с.
147. Ровнин Л.И. Шаймское месторождение нефти в Тюменской области. — Геология нефти и газа, 1960, № 11, с. 41—45.
148. Ровнин Л.И. Пунгинское месторождение природного газа в Тюменской области. — Там же, 1964, № 1, с. 12—15.
149. Ровнин Л.И. Перспективы нефтегазоносности Тюменской области — В кн.: Материалы по геологии нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. М.: Недра, 1970, с. 5—22. (Тр. Зап.-Сиб. НИГНИ; Вып. 16).
150. Рудкевич М.Я. По поводу статьи Н.П.Туаева "Вопросы нефтеносности Средней Азии". — Геология нефти и газа, 1962, № 1, с. 56—57.
151. Рябухин Г.Е., Бурштар М.С., Музыченко Н.М. и др. Нефтегазоносные провинции и области СССР. — М.: Недра, 1969. — 365 с.
152. Сафонов В.С. Перспективы газоносности южной части Игрим-Шухтунгортской зоны поднятий. — Геология нефти и газа, 1963, № 7, с. 5—9.
153. Семенович В.В. Результаты геолого-поисковых работ на нефть и газ по Министерству геологии СССР в 1971 г. и задачи на 1972 г. — Там же, 1972, № 4, с. 1—8.
154. Смахов Е.М. Закономерности развития трещиноватости горных пород и трещинные коллекторы. — М.: Гостоптехиздат, 1970. — 145 с. — (Тр. ВНИГРИ; Вып. 172)
155. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран: В 2-х кн. — М.: Недра, 1976. — Кн. 1. — 600 с.
156. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран: В 2-х кн. — М.: Недра, 1976. Кн. 2. — 584 с.
157. Сторч Г., Голамбик Н., Андерсон Р. Синтез углеводородов из окиси углерода и водорода. — М.: Из-во иностр. лит., 1954. — 326 с.
158. Сурков В.С., Жеро О.Г., Смирнов Л.В. Геологическое строение поверхности доюрского фундамента юго-восточной части Западно-Сибирской плиты (Томская, Новосибирская и Омская области). — В кн.: Вопросы разведочной и промысловой геофизики Сибири. Новосибирск, 1973, с. 11—17. (Тр. СНИИГГИМС; Вып. 163).
159. Тасман С.Е. Связь нефтегазопроявлений с изверженными породами в Турции. — В кн.: XX Междунар. геол. конгр. В 4-х т. Т. 2. Материалы по геологии нефти. Страны Европы и Турция. М.: Гостоптехиздат, 1959, с. 235—239.
160. Терентьев А.П., Клабуновский Е.И. К проблеме абсолютного асимметрического синтеза. — Учен. зап. Моск. ун-та. Сер. Орган. химия, 1951, вып. 151, кн. 7, с. 145—152.
161. Терещенко А.Н. О мезозойско-кайнозойском этапе миграции углеводородов на северном склоне Алданского щита. — В кн.: Закономерности образования и размещения промышленных месторождений нефти и газа. Киев: Наук. думка, 1975, с. 322—327.
162. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Запивалов Н.П. Перспективы нефтегазоносности палеозоя юга Западно-Сибирской плиты. — Геология и геофизика, 1972, № 7, с. 3—13.
163. Хаимов Р.Н. К вопросу нефтеносности палеозоя Узбекистана. — В кн.: Вопросы геологии Средней Азии и Казахстана. Ташкент: Изд-во АН УзССР, 1963, с. 100—108.
164. Хамрабаев И.Х., Рыжков О.А., Ахмеджанов М.А. и др. О нефтегазоносности палеозойских отложений Узбекистана и прилегающих территорий. — В кн.: Геология и полезные ископаемые Узбекистана. Ташкент: Наука, 1964, с. 34—37.
165. Хюбберт М.К., Виллис Д.Г. Важные трещиноватые коллекторы в США. — В кн.: IV Междунар. нефт. конгр. (Рим, июнь 1955 г.). В 9-ти т. М.: Гостоптехиздат, 1956, т. 1, с. 68—95.
166. Чеников К.Р., Климушина Л.И., Медведева А.М. Особенности формирования нефтяных месторождений Краснотеннинского свода. — В кн.: Условия формирования пород-коллекторов и миграция нефти. М.: Наука, 1976, с. 19—30.
167. Чердниченко В.И. Некоторые особенности спектров комет. — Пробл. комет. фотометрии, 1966, № 10, с. 58—64.
168. Шпак П.Ф., Демьянчук В.Г. К вопросу о перспективах нефтегазоносности глубоко погруженных комплексов нижнего карбона Днепровско-Донецкой впадины. — Геол. журн., 1980, 40, № 3, с. 1—4.
169. Янов А.П., Лубенец В.А., Попович С.П. Предупредить вспышки горючих газов при проведении горных выработок на шахтах Криворожского бассейна. — Безопасность труда в пром-ти, 1968, № 2, с. 32—36.
170. Abelson Ph. H., Cameron A.G.W., Eckelmann W.R. et al. Abiogenic methane? Pro and con. — Geotimes, 1980, 25, N 11, p. 17—20.
171. Adams T.D., Kirkby M.A. Estimate of world gas reserves. — In: Proc. 9th world petrol. congr. At 7 vol. London: Appl. Sci. publ. Ltd, 1975, vol. 3, p. 3—10.
172. Africa: New producers boost activity. — World Oil, 1979, 189, N 3, p. 185—202.
173. Alberta looks to oil sands. — Petrol. Econ., 1974, 41, N 8, p. 288—291.
174. Alberta oil sands map detailing leases, plant locations and in situ projects. — Oilweek, 1975, 26, N 5, p. 15—20.
175. Anders E. Origin, age and composition of meteorites. — Space Sci. rev., 1964, 3, N 583, p. 666—714.
176. Armstrong T. Giant Libyan oil field predicted. — Oil and Gas J., 1967, 65, N 18, p. 118—120.
177. Bahrain halts long production decline. — Ibid. 1978, 76, N 26, p. 132—142.
178. Berthelot M. Sur l'origine des carbures et des combustibles minéraux. — Ann. chem. phys. Ser. 4. 1866, 9, p. 481—483.
179. Biot J.P. Memoire sur la polarisation circulaire et sur les applications a la chemie organique. — Acad. Sci. Mem. 13, 1835, p. 39—175.
180. Brogion G.P., Verrier G.R. Oil and geology in Cuanza basin of Angola. — Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 1966, 50, N 1, p. 108—158.
181. Brooks J.M. Deep methane maxima in the Northwest Caribbean Sea: Possible seepage along the Jamaica ridge. — Science, 1979, 206, N 4422, p. 1069—1071.
182. Brown J.S. Natural gas, salt and gypsum in Precambrian rocks at Edwards, New York. — Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 1932, 16, N 8, p. 727—735.
183. Calvin M. Chemical evolution and the origin of life. — Amer. Sci., 1975, 44, N 3, p. 248—263.
184. Calvin M. From molecules to Mars. — Amer. Ins. Biol. Sci. Bull. 1962, 6, N 12, p. 29—44.

185. *Calvin M., Calvin G.J.* Atom to Adam. — Amer. Sci., 1964, 52, N 2, p. 163–186.
186. *Canada's Beaufort, Arctic Islands, Atlantic frontiers look steadily better.* — Oil and Gas J., 1980, 78, N 8, p. 63–69.
187. *Cate R.B.* Can petroleum be of pedogenic origin? — Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 1960, 44, N 4, p. 423–432.
188. *Colombo U., Gazzarrini F., Sironi G. et al.* Carbon isotope composition of individual hydrocarbons from Italian natural gases. — Nature, 1965, 205, N 4978, p. 1303–1304.
189. *Colombo U., Gazzarrini F., Gonfiantini R. et al.* Measurements of C^{13}/C^{12} isotope ratios in Italian natural gases and their geochemical interpretation. — In: Advances in organic geochemistry. Oxford: Pergamon, 1966, p. 279–292.
190. *Colombo U., Gazzarrini F., Gonfiantini R. et al.* Carbon isotope study on methane from German coal deposits. — Ibid., 1968, p. 1–26.
191. *Colombo U., Gazzarrini F., Gonfiantini R. et al.* Carbon isotopic study of hydrocarbons in Italian natural gases. — Ibid., 1969, p. 499–516.
192. *Cranfield J., Buckman D.* Western Europe. — World Oil, 1979, 183, N 3, p. 129–160.
193. *Czuchajowski L., Zawadzki W.* Spark discharges in $CH_4-NH_3-H_2O$ system. Relation to prebiotic formation of amino acids. — Roczn. chem., 1971, 45, N 12, p. 2049–2061.
194. *Davidson C.F., Bowie S.H.U.* On thucholite and related hydrocarbon-uraninite complexes, with note on the origin of the Witwatersrand gold ores. — Geol. Surv. Great Brit. Bull., 1951, 46, N 1/3, p. 1–19.
195. *Deep drilling achieves slight rebound.* — World Oil, 1976, 182, N 3, p. 78.
196. *Deep drilling accelerates; success ratios still high.* — Ibid., 1978, 186, N 3, p. 99.
197. *Deep drilling zooms to 683 wells, up 61.8%.* — Ibid., 1979, 188, N 3, p. 97.
198. *Deep drilling totals 675 wells in '79.* — Ibid., 1980, 190, N 3, p. 119.
199. *Deep holes flourish in hot Anadarko basin rig work.* — Oil and Gas J., 1975, 73, N 1, p. 45–46.
200. *Deep well report. 552 wells drilled to 1400 feet and below.* — World Oil, 1967, 164, N 3, p. 119.
201. *Deep well report. 367 wells drilled to 1500 feet and below.* — Ibid., 1968, 166, N 3, p. 104.
202. *Deep well report. 370 wells drilled below 1500 feet.* — Ibid., 1969, 168, N 3, p. 104.
203. *Deep well report. 336 wells drilled below 1500 feet.* — Ibid., 1970, 170, N 3, p. 79.
204. *Deep well report. 382 wells drilled below 1500 feet.* — Ibid., 1971, 172, N 3, p. 67.
205. *Deep well report. 371 wells go below 1500 feet.* — Ibid., 1972, 174, N 3, p. 52–53.
206. *Deep well report. 484 wells set new high mark.* — Ibid., 1973, 176, N 3, p. 76.
207. *Deep well report. 427 wells show 12% decline.* — Ibid., 1974, 178, N 3, p. 84.
208. *Discoveries.* — Oil and Gas J. 1978, 76, N 21, p. 178.
209. *Ibid., 1978, 76, N 25, p. 180–182.*
210. *Ibid., 1978, 76, N 36, p. 145.*
211. *Ibid., 1979, 77, N 22, p. 157–158.*
212. *Ibid., 1979, 77, N 30, p. 82.*
213. *Ibid., 1979, 77, N 43, p. 87.*
214. *Dlugosz A., Kolenda Z.* Energia i swiat. — Polityka, 1980, N 5, s. 3.
215. *Dott R.H.* Hypotheses for an inorganic origin. — In: Sourcebook for petroleum geology. Tulsa (Okla.): Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1969, p. 15–45.
216. *Dott R.H. (Sr.), Reynolds M.J.* Sourcebook for petroleum geology. — Tulsa (Okla.): Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1969. — 472 p.
217. *Doubling of Aussie crude reserves seen possible.* — Oil and Gas J., 1980, 78, N 12, p. 54–55.
218. *Dunning H.N., Moore J.W.* Porphyrin research and origin of petroleum. — Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 1957, 41, N 11, p. 2403–2406.
219. *Dunnington H.V.* Generation, migration, accumulation, and dissipation of oil in Northern Iraq. — In: Habitat of oil. Tulsa (Okla.): Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1958, p. 1194–1251.
220. *Dunnington H.V.* Stratigraphic distribution of oil fields in the Iraq-Iran-Arabia. — Inst. Petrol. J., 1967, 53, N 520, p. 129–161.
221. *Durica D.* Die Erdoel- und Erdgaslagerstaette Kostelany in Kristallin der Bohemischen Masse (Mittelmaehren). — Erdol und Kohle, 1975, 27, N 8, S. 405–407.
222. *Durkee E.F.* Petroleum developments in Australia in 1979. — Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 1980, 64, N 11, p. 1862–1879.
223. *English R.M., Grogan R.M.* Omaha pool and mica-peridotite intrusives, Gallatin County, Illinois. — In: Structure of typical American oil fields. At 3 vol. Tulsa (Okla.): Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1948, vol. 3, p. 189–212.
224. *Evans W.D., Norton R.D., Cooper R.S.* Primary investigations of the oliferous dolerite of Dypvica, Arendal, S. Norway. — In: Advances in organic geochemistry; Oxford: Pergamon, 1964, p. 202–214.
225. *Fletcher G.L.* Petroleum developments in Far East, 1979. — Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 1980, 64, N 11, p. 1880–1960.
226. *Gardner F.J.* Italy's deep Po Valley play yields its first major field. — Oil and Gas J., 1975, 73, N 10, p. 44–45.
227. *Garrison W.M., Morrison D.H., Hamilton J.G. et al.* The reduction of carbon dioxide by ionizing radiation. — Science, 1951, 114, N 310, p. 416–418.
228. *Giardini A.A., Salotti C.A., Lakner J.F.* Synthesis of graphite and hydrocarbons by reaction between calcite and hydrogen. — Ibid., 1968, 159, N 3812, p. 317–319.
229. *Gold T.* Terrestrial sources of carbon and earthquake outgassing. — Petrol. Geol. J., 1979, 1, N 3, p. 3–19.
230. *Gore R.* Voyager 1 at Saturn. Riddles of the rings. — Nat. Geogr. Mag., 1981, 160, N 1, p. 3–31.
231. *Grogan R.M., Shrode R.S.* Formation temperatures of Southern Illinois bedded fluorite as determined from fluid inclusions. — Amer. Miner., 1952, 37, N 7/8, p. 448–454.
232. *Haites T.B.* Transcurrent faults in Western Canada. — Alberta Soc. Petrol. Geol. J., 1960, 23, N 2, p. 150–162.
233. *Halbouty M.T., Meyerhoff A.A., King R.E. et al.* World's giant oil and gas fields, geologic factors affecting their formation, and basin classification. — In: Geology of giant petroleum fields. Tulsa (Okla.): Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1970, p. 502–555.
234. *Hartzog Draw joins U.S. — giant list.* — Oil and Gas J., 1979, 77, N 5, p. 133–136.
235. *Hatter's Pond drilling tough, costly.* — Ibid., 1975, 73, N 51, p. 22.
236. *Hayatsu R.* Optical activity in the Orgueil meteorite. — Science, 1965, 149, N 3656, p. 443.
237. *Hayes J.M.* Organic constituents of meteorites — a review. — Geochim. et cosmochim. acta, 1967, 31, N 9, p. 1395–1440.
238. *Heavy oil experience will aid Orinoco development.* — Oil and Gas J., 1980, 78, N 5, p. 76.
239. *Hefner R.A.* — III. Deep Anadarko development hinges on gas pricing. — World Oil, 1979, 188, N 6, p. 64–66.
240. *Hodgson G.W.* Vanadium, nickel and iron trace metals in crude oils of western Canada. — Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 1954, 38, N 12, p. 2537–2554.
241. *Hodgson G.W., Baker B.L.* Vanadium, nickel and porphyrins in thermal geochemistry of petroleum. — Ibid., 1957, 41, N 11, p. 1718–1726.
242. *Hodgson G.W., Baker B.L.* Geochemical aspects of petroleum migration in Pembina, Redwater, Joffre, and Lloydminster oil fields of Alberta and Saskatchewan, Canada. — Ibid., 1959, 43, N 2, p. 232–243.
243. *Hodgson G.W., Baker B.L.* Evidence for porphyrins in the Orgueil meteorite. — Nature, 1964, 202, N 4928, p. 125–131.
244. *Hodgson G.W., Baker B.L.* Porphyrin abiogenesis from pyrrole and formaldehyde under simulated geochemical conditions. — Ibid., 1967, 216, N 5110, p. 29–32.
245. *Huff K.F.* Frontiers of world exploration. — Oil and Gas J., 1978, 76, N 40, p. 214–220.

310. *Pratt W.E.* Toward a philosophy of oil-finding. - *Ibid.*, 1952, 36, N 12, p. 2237-2236.
311. *Pratt W.E.* Where came the hydrocarbons? - *Ibid.*, 1957, 41, N 11, p. 1972-1973.
312. *Price P.H.* Evolution of geological thought in prospecting for oil and natural gas. - *Ibid.*, 1947, 31, N4, p. 416-429.
313. *Pringsheirri P., Vogel M.* Luminescence of liquids and solids and its practical applications. - New York : Intersci. publ. inc., 1943. - 284 p.
314. *Production* near for Union's Chunchula field in Alabama. - *Oil and Gas J.*, 1976, 74, N 10, p. 24.
315. *Rice F.O.* Production and reactions of free radicals in Outer Space. - *Amer. ScL*, 1966, 54, N2, p. 158-173.
316. *JHgassi D.A.* Eastern Europe. Operating problems loom. - *World Oil*, 1979, 189, N 3, p. 165-181.
317. *Rogers R.Gi* Petroleum resources in basement rocks. Discussion. - *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, 1961, 45, N3, p. 397-398.
318. *Rowland T.L.* Story of the 1 Baden unit. - *OU and Gas J.*, 1975, 73, N 28, p. 158-159.
319. *Socket W.M.* Carbon isotope composition of natural methane occurrences. - *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, 1968, 52, N 5, p. 853-851.
320. *Sackett W.M., Nakaparskin S G., Dalrymple D.* Carbon isotope effects in methane production by thermal cracking. - In: *Advances in organic geochemistry*. Oxford : Pergamon, 1969, p. 120-128.
321. *Sanford R.M.* Exploration results off S.New Zealand. - *Oil and Gas J.*, 1980, 78, N 5, p. 83-90.
322. *Schlee J.S., Grow J.A.* Burled carbonate shelf edge beneath the Atlantic continental slope. - *Ibid.*, N 8, p. 148-159.
- 323. *Scholten R.B.* Synchronous highs : preferential habitat of oil? - *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, 1959, 43, N8, p. 1793-1832.
324. *Scott R.W.* Oil and gas in China. - *World Oil*, 1979, 189, N 7, p. 55-61.
325. *Series* of deepwater strikes reported in Gulf. - *Oil and Gas J.*, 1976, 74, N 11, p. 59.
326. *Shell* make deep gas pay. - *Ibid.*, 1979, 77, N 15, p. 138-144.'
327. *Shepherd D.W.* Predicting bitumen recovery from steam stimulation. - *World Oil*, 1979, 189, N4, p. 68-72.
328. *Sheppard C.W., Whitehead W.L.* Formation of hydrocarbons from fatty acids by alpha particle bombardment. - *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, 1946, 30, N 1, p. 60-68.
329. *Shetlands* Well proves noncommercial. *Oil and Gas J.*, 1978, 76, N 36, p. 54-56.
330. *Siberia* producing mixed results. — In: *International petroleum encyclopedia*. Tulsa (Okla.) : Petrol, publ. co., 1979, p. 452 - 459.
331. *Smith J.E.* Basement reservoir of La Paz-Mara oil fields, Western Venezuela. - *Amer.; Assoc. Petrol. Geo}, Bull.*, 1956, 40, N 2, p. 363-372.
332. *Smith P.* Methane from ridges. - *Nature*, 1980-, 284, N 5.751, p. 15.
333. *Snyder R.E.* Indonesia's friendly politics spark record oil' boom. - *World Oil*, 1973, 177, N 3, p. 23-38, 174-175.
334. *Soeparjadi RA., Slocum R.C.* Vast geologic basins' attract Indonesian oil exploration. - *Ibid.*, N 2, p. 35-38; N 4, p. 55-58; N 5, p. 80-83.
335. *Soeparjadi RA., Nayoan G.A.S., Beddoes L.R. et al.* Play concepts in Indonesia. - In: *Proc. 9th World petrol, congr. At 9 vol. Exploration and transportation*. London ; Appl. sci. publ. ltd, 1975, vol. 3, p. 51-64.
336. *South America*. Honey is presenting difficulties. - *World Oil*, 1979, 189, N 3, p. 99-124.
337. *Soviets* claim drilling successes in Azerbaijan. - *Oil and Gas J.*, 1980, 78, N 18, p. 134.
338. *Sproule J.C.* Origin of McMurray oil sands, Alberta. - *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* 1938, 22, N11, p. 1133-1149.
339. *Sproule J.C.* Clastic reservoirs on Precambrian surface in North America. - *Ibid.*, 1957, 41, N 5, p. 848-860.
340. *Sproule J.C.* The tectonics of the Canadian shield and adjoining sedimentary basins in relation to oil and gas occurrences. — In: *Tectonics of Canadian shield*. Toronto : Univ. press, 1962, p. 402-431.
341. *Stewart-Gordon T.J.* Mexico's oil : myth, fact and future. - *World Oil*, 1979, 188, N 2, p. 35-41.
342. *Sumpter R.* Strikes sparking action along Tuscaloosa trend. - *Oil and Gas J.*, 1979, 77, N43, p. 19-23.
343. *Swain F.M.* Organic materials of Early Middle Devonian, Mt. Union Area, Pensilvania. - *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, 1958, 42, N12, p. 2858-2891..
344. *Swain F.M., Blumentals A., Miller R.* Stratigraphic distribution of amino acids in peats from Ceder Creek Bog, Minnesota and Dismal Swamp, Virginia. - *Limnoi. and Oceanogr.*, 1959, 4, N 1, p. 119—127.
- ; 345. *Swain F.M.* Stratigraphic distribution of furfurals and amino compounds in Jurassic rocks of Gulf of Mexico region. - *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, 1961, 45, N 10, p. 1713—1720.
346. *Sylvester-Bradley P.C., King R.J.* Evidence for abiogenic hydrocarbons. - *Nature*, 1963, 198, N4882, p. 728-731.
347. *Symposium on occurrence of petroleum in igneous and metamorphic rocks.* - *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, 1932, 16, N 8, p. 717-858.
348. *Tigert T.T.* Handling of methane at Central Patricia mine. - *Can. Min. Metal. Bull.*, 1951, 27, N2, p. 37-40.
349. *Tippee R. T.* Tar sands, heavy-oil push building rapidly in Canada. - *Oil and Gas J.*, 1978, 76, N5, p. 87-91.
350. *Todd D.F., Pulungono A.* Wildcatters score in Indonesia. - *Ibid.*, 1971, 69, N 24, p. 104-110.
351. *Trachta V.* Projekt pro pristi stoleti. - *Tribuna*, 1982, N4, s. 16.
352. *Urey H.C., Miller S.L.* Organic compounds synthesis on the primitive Earth. - *Science*, 1959, 130, N3345, p. 245-251.
353. *U.S. briefs.* — *Oil and Gas j.*, 1978, 76, N 29, p. 32, 101.
354. *U.S. briefs.* - *Ibid.*, 1979, 77, N43, p. 88.
355. *U.S. discovery rate tied to technology.* - *Ibid.*, 1976, 74, N 12, p. 34-35. «
356. *Vasquez E.* Results of exploration in la Vela Bay, - In: *Proc. 9th World petrol, congr. At 7 vol.* London : Appl. Sci. publ. ltd, 1975, vol. 3, p. 195-197.
357. *Venezuela* plans Orinoco development. - *Oil and Gas J.*, 1980, 78, N 5, p. 72-76.
358. *Vigrass L.W.* Geology of Canadian heavy oil sands. - *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, 1968, 52, N10, p. 1984-1999. -
359. *Walters R.F.* Oil production from fractured Precambrian basement rocks in central Kansas. - *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, 1953, 37, N 2, p. 300-313.
360. *Watson J.M., Swanson C.A.* North Sea-major petroleum province. - *Ibid.*, 1975, 59, N 7, p. 1098-1112.
361. *Weaver O.D., Houde Y.* Western Australia's oil and gas potential. Pt 2. The North West shelf-Exmouth Plateau activity. - *Oil and Gas J.*, 1980, 78, N 3, p. 110-119.
362. *Welhan J.A., Craig H.* Methane and hydrogen in East Pacific Rise hydrothermal fluids. - *Geophys. Res. Lett.*, 1979, 6, N 11, p. 829-831.
363. *Williams J.J.* Augila field, Lybia : depositional environment and genesis of sedimentary reservoir and description of igneous reservoir. - In: *Stratigraphic oil and gas fields*. Tulsa (Okla.) : Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1972, p. 623-630.
364. *Wopfner H.A.* A case history of the Gidgealpa gas field, South Australia. - *Austral. Oil and Gas J.*, 1966, 12, N 11, pi 29-53.
365. *World energy pattern changing.* - In: *International petroleum encyclopedia*. Tulsa (Okla.) : Petrol, publ. co., 1978, p. 243-241.'
366. *World trends.* Surplus to shortage in one easy lesson. - *World Oil*, 1979, 189, N 3, p. 61 - 64.
361. *Za granica.* - *Polityka*, 1975, N 40, s. 2. ''
368. *Zobell C.E.* Action of microorganisms on hydrocarbons. - *Baqteriol. Revs/ 1946] IC N7, p. 36-53.*
369. *Zuber R.* Flisz i nafta. — *Lwow : Arch. Nauk*. 1918. — 316 s.

310.
311.
312.

313.

314.

315.

316.

ОГЛАВЛЕНИЕ

317 Предисловие 3
 Глава I . Нефть и газ в глубинных горизонтах осадочного чехла 7
 318- Глава II. Нефтегазоносность щитов и кристаллического фундамента осадоч-
 319- ных бассейнов. 35
 320 Глава III. Космологические критерии абиогенной природы нефти и газа 75
 Глава IV. Экспериментальный геохимический базис теории неорганического неф-
 тегазообразования 95
 321. Глава V. Направления, задачи и перспективы работ по проблеме абиогенной
 322 мантийной природы нефти и газа. 130
 Заключение 155
 323. Список литературы 161

324.

325.

Владимен Алексеевич Краюшкин

328.

АБИОГЕННО-МАНТИЙНЫЙ ГЕНЕЗИС НЕФТИ

329.

330.

- Утверждено к печати ученым советом
Института геологических наук АН УССР

331.

332.

333-

334.

335

Редактор С.А.Свердлова
 Оформление художника В.Б.Бродскрго
 Художественный редактор И.П.Савицкая
 - Технический редактор Т.М.Зубрицкая
 * ' Оператор А.Н.Матюрина
 Корректоры Е.Н.Межерицкая, Н.Б.Кудрявцева

Информ. бланк. № 6213

" д'

3

33 д

Подп. в печ. 11.07.84. БФ 26451. Формат 60x84/16. Бумага офс. № 1. Офс. печ.
 Усл. печ. л. 10,46. Усл."кр.-отг. 10,70. Уч.-изд. л.13,34. Тираж 1140 экз. Заказ Чг\$1&
 Цена 1 р. 70 к.

340.

Издательство "Наукова думка". 252601 Киев 4, ул. Репина, 3.
 Киевская книжная типография научной книги 252004 Киев 4, ул. Репина, 4.

МА

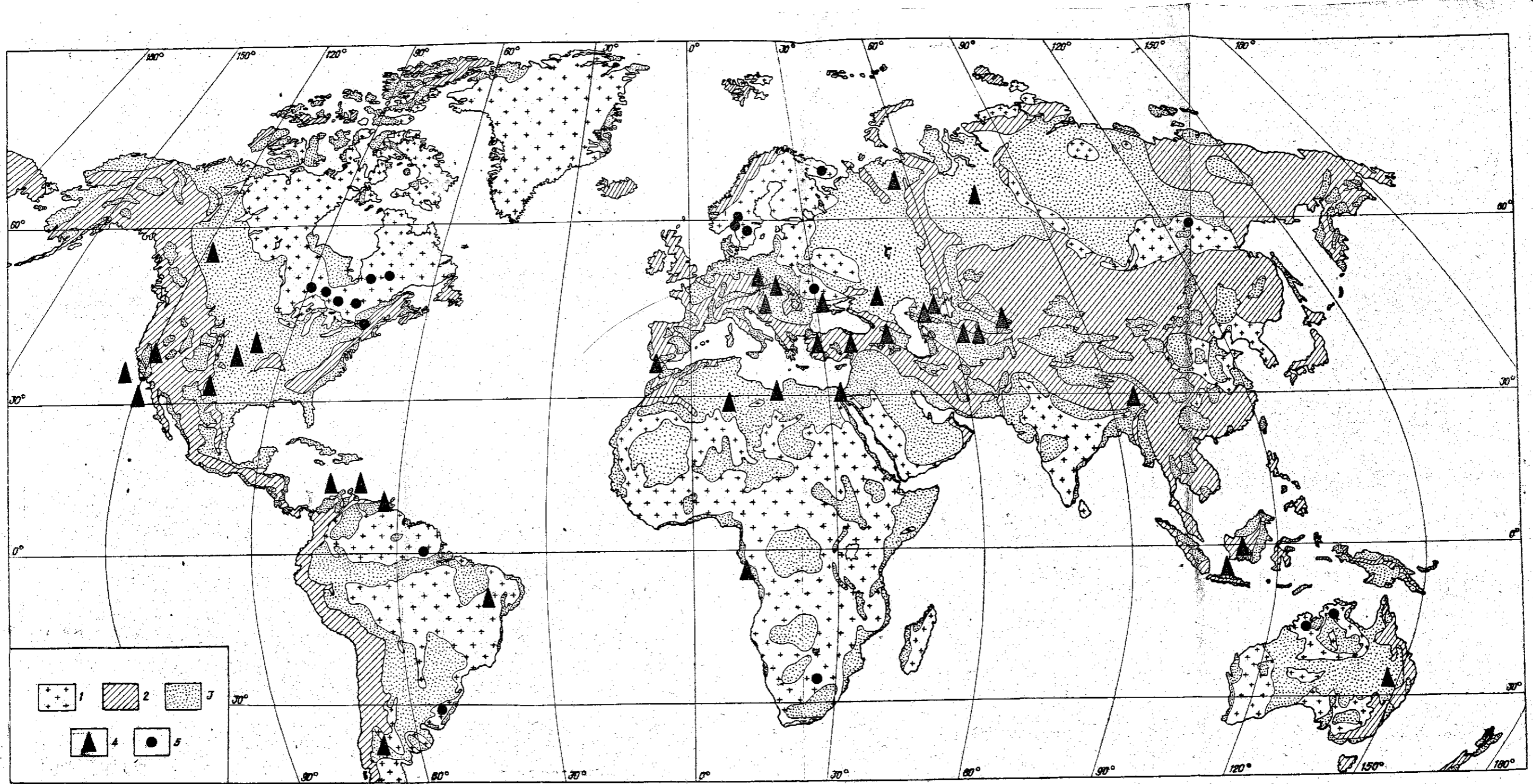


Рис. 16. Схема глобального размещения промышленной нефтегазоносности кристаллического фундамента осадочных бассейнов и нефтегазопроявлений докембрийских щитов:
 1 — щиты и кристаллические массивы; 2 — орогенные пояса и области; 3 — суша, занятая осадочными бассейнами; 4 — промышленные месторождения нефти или газа, полностью или частично связанные с породами кристаллического фундамента; 5 — нефтегазопроявления на древних щитах