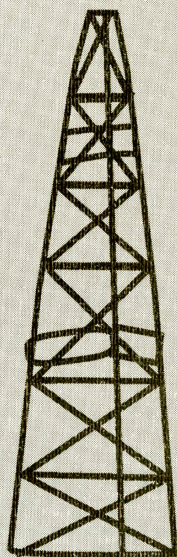


В.И. Дюнин, А.В. Корзун

Движение флюидов: происхождение нефти и формирование месторождений углеводородов

Обзорная информация



**Москва
Научный мир
2003**

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
им. М.В. Ломоносова

Геологический факультет

В.И. Дюнин, А.В. Корзун

**ДВИЖЕНИЕ ФЛЮИДОВ:
ПРОИСХОЖДЕНИЕ НЕФТИ
И ФОРМИРОВАНИЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ
УГЛЕВОДОРОДОВ**

Обзорная информация

Москва
Научный мир
2003

УДК 553.98;553.38

ББК 26.343.1

Д96

Дюнин В.И., Корзун А.В.

Д96 Движение флюидов: происхождение нефти и формирование месторождений углеводородов. Обзорная информация. – М.: Научный мир, 2003. – 98 с.

ISBN 5-89176-211-0

С гидрогеологических позиций рассмотрена возможность латерального и вертикального переноса рассеянных углеводородов и формирование их месторождений. Многочисленными примерами доказывается пластово-блоковое строение нефтегазоносных горизонтов, исключающих возможность латерального переноса углеводородов на значительные расстояния. В свете нового теоретического и эмпирического материала рассмотрены: изотопия газов, оптические свойства нефтей; соответствие геохимических свойств захороненного органического вещества в породах и органического вещества нефтей; палео- и современные гидротермальные процессы на континентах и в акваториях морей и океанов и их роль в формировании месторождений УВ. Описаны геологические и термодинамические модели формирования глубоких флюидов.

УДК 553.98;553.38

ББК 26.343.1

ISBN 5-89176-211-0

© Дюнин В.И., Корзун А.В., 2003

© Научный мир, 2003

ВВЕДЕНИЕ

Обзор посвящен одной из сложнейших проблем современной геологии – флюидодинамике осадочных бассейнов (ОБ), происхождению нефти и формированию месторождений углеводородов (УВ), обсуждаемой в научной литературе более 100 лет и не нашедшей к настоящему времени однозначного решения. В обзоре сделана попытка обобщения накопившейся к настоящему времени информации, включающей огромный и разнообразный теоретический, экспериментальный и эмпирический материал о нефтегазоносных структурах, геохимических исследованиях, геодинамике, гидрогеодинамике и др. На основе обобщения предлагается гипотеза формирования нефти, объединяющая аргументы двух основных антагонистических “теорий”: осадочно-миграционной и минеральной, и несомненно требующая обсуждения и дальнейшего развития.

Авторы подошли к проблеме происхождения нефти и формированию месторождений УВ исключительно с гидрогеологических позиций, изучая региональные закономерности формирования глубоких подземных вод в пределах артезианских бассейнов, и в первую очередь положение в пространстве областей питания, разгрузки и транзита.

При работе над обзором мы пытались не обойти ни одного факта, свидетельствующего в пользу той или иной “теории” происхождения нефти: **органической** (осадочно-миграционной, биогенной, флюидодинамической и других разновидностей органической теории), **минеральной** (неорганической, эманационной), базирующейся на представлениях о широких масштабах дегазации Земли и других гипотезах. Обзор сделан главным образом на публикациях последних лет, данных ряда совещаний и конференций, посвященных этой проблеме и собравших крупных специалистов, разрабатывающих различные направления исследований в области происхождения нефти и формирования месторождений УВ. Это:

1. Международная научно-практическая конференция “Генезис нефти и

газа и формирование их месторождений как научная основа прогноза и поисков новых скоплений”, Чернигов, февраль 2002 г.; 2. Научно-практическая конференция “Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона”, Казань, декабрь 1998 г.; 3. Международная конференция “Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ”, Москва, май 2002 г.; 4. Шестая международная конференция “Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр”, Москва, май–июнь 2002 г.

Несколько вводных замечаний.

– Под флюидами нами понимается газ, вода, нефть, расплавленные горные породы (магма), движущиеся под действием градиента давления.

– Под флюидодинамикой понимается не только восходящая субвертикальная миграция флюидов (газоводяная смесь различного состава и температуры), но также движение по напластованию пород инфильтрационных, элизионных вод и флюидов различного генезиса, т.е. пространственное трехмерное движение.

– Представляется преждевременным называть теорией ту или иную концепцию (взгляды) о происхождении нефти и формировании месторождений УВ. Любая теория должна не только объяснять всю совокупность фактов, наблюдаемых на природных объектах, но и являться основой прогнозирования с высокой степенью достоверности перспектив нефтегазоносности и поисков промышленных месторождений УВ в том или ином регионе. Пока ни та, ни другая “теории” и их модификации этого сделать не в состоянии. Поэтому в настоящее время следует говорить лишь о концепциях, или гипотезах происхождения нефти.

Сейчас проблема формирования глубоких флюидов далека от своего решения. Связано это с рядом причин, главными из которых являются:

1. **Сложность объекта исследования**, заключающаяся в том, что:

а) глубокие флюиды обладают переменной плотностью в пространстве, в связи с чем возникает ряд методических сложностей при оценке направлений и скоростей их движения. На практике это приводит к тому, что для одного и того же региона (участка разведки) на одном и том же фактическом материале различными исследователями строятся карты с разнонаправленными, нередко противоположными направлениями движения флюидов;

б) формирование глубоких флюидов осуществляется в упруго-деформируемых средах. Следовательно, при любых построениях необходимо

учитывать внешнее воздействие, т.е. влияние естественных геодинамических процессов, а в нарушенных хозяйственной деятельностью человека условиях – антропогенное воздействие. Необходимость учета внешнего воздействия на систему флюид – горная порода приводят к значительному усложнению уравнений, описывающих движение флюидов;

в) формирование глубоких флюидов практически всегда сопровождается фазовыми переходами в системе флюид–порода. Эти взаимосвязанные процессы при переменных во времени термодинамических условиях приводят к существенному изменению емкостных и фильтрационных свойств пород, изменению химического и газового состава флюидов и их температуры, новоминералообразованию, т.е. к частичному или полному преобразованию как пород, так и флюида.

В силу многообразия и неоднородности минералого-литологического состава пород, неоднородности теплового и флюидодинамического полей, неоднородности поля напряженности эти процессы протекают с разной интенсивностью и с разными последствиями в каждой точке пространства, что формирует существенную неоднородность многих геологических и физических полей.

2. Отсутствие единой методологии изучения нефтегазоносных горизонтов. В настоящее время преобладает, к сожалению, односторонний подход. Прежде всего это проявляется в том, что изучаются отдельные аспекты этой проблемы в отрыве от других. Например, все выводы о направлениях движения основаны на анализе карт пластовых давлений без изучения емкостных и фильтрационных свойств вмещающих пород. Нередко при изучении формирования глубоких флюидов выдвигается какая-либо гипотеза, которой отводится доминирующая роль, и забывается при этом о многофакторности их формирования, т.е. отсутствует комплексный подход и всесторонний анализ с количественной оценкой (хотя бы в факторно-диапазонной постановке) всех возможных процессов, совместно или порознь определяющих формирование глубоких флюидов. В большом объеме фактического материала ищется подтверждение этой гипотезы и, как правило, находится.

Ярким примером некоторой однобокости является представление о компрессионном движении глубоких флюидов на элизионных этапах развития ОБ. В основу этих представлений положен реальный физический процесс – уплотнение горных пород вообще и глинистых в частности на протяжении всей геологической истории развития нефтегазоносных бассейнов, в процессе которого в свободное состояние переходят все

виды вод (поровая, связанная, кристаллизационная) и поступающие затем в хорошо проницаемые породы и создающие там повышенные пластовые давления. При этом пластовые давления там больше, где больше мощность и глубина погружения глинистых пород. Если это так, то движение глубоких флюидов направлено из наиболее погруженных частей ОБ к их периферии. При этом не принимаются во внимание ни скорости приращения горной нагрузки и их соотношение со скоростями релаксации пластовых давлений, ни соотношение фильтрационных сопротивлений хорошо и слабопроницаемых пород, ни соотношение инфильтрационного и элизионного питания, отнесенных к единице времени и площади и др. Такой упрощенный подход создает иллюзорные представления о направлениях движения глубоких флюидов, основанные, тем не менее, на реальном физическом процессе.

Не менее показательна в односторонности подхода к формированию глубоких флюидов теория флюидации А.Г. Арье (1987 г.). В этой теории обосновывается движение флюидов на молекулярном уровне в тонкодисперсных породах при градиентах давления менее начального градиента. Однако исследования показывают, что фактические величины горизонтальных и вертикальных градиентов пластовых давлений значительно выше (на 1–2 порядка) и достигают единицы. При этом игнорируется факт, что на больших глубинах породы обладают преимущественно трещинной проницаемостью, глинистые отложения превращаются в породы с жесткими структурно-кристаллическими связями и также обладают трещинной емкостью и проницаемостью.

3. Неравномерность степени изученности НГБ как в плане, так и в разрезе. Это обстоятельство необходимо учитывать при решении практических задач, отдавать отчет в достоверности получаемых результатов и осторожно относиться к получаемым выводам [21].

1. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОБЛЕМЫ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТИ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВ

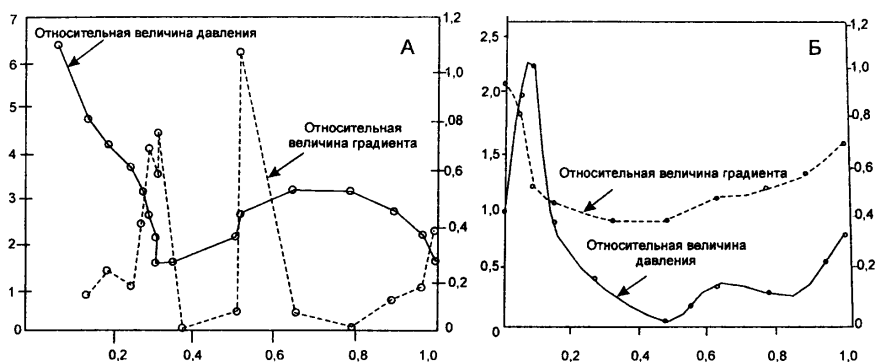
В разделе рассмотрены лишь те проблемы гидрогеологии, которые имеют непосредственное отношение к формированию месторождений УВ, поскольку, по всеобщему мнению, именно подземные воды переносят растворенные и свободные УВ, формируют и разрушают их скопления.

В многочисленных публикациях авторов настоящей работы [21–25], освещающих результаты многолетних исследований, посвященных региональным проблемам гидрогеологии, количественно (аналитическими расчетами, моделированием конкретных природных объектов и моделированием в факторно-диапазонной постановке реальных природных процессов) получены выводы, имеющие непосредственное отношение к проблеме происхождения нефти и формированию месторождений УВ. В работах авторов обосновано и доказано следующее:

1. Классические представления об артезианском стоке в нефтегазоносных горизонтах ОБ, базирующиеся на гидравлических принципах и признающие: а) значимую роль горно-складчатых сооружений и периферии в формировании глубоких флюидов; б) возможность передачи пластовых давлений на значительные расстояния и глубины; в) наличие гидродинамической взаимосвязи в пределах отдельных нефтегазоносных комплексов ОБ; г) существование региональных потоков подземных флюидов находится в противоречии с наблюдаемыми в настоящее время фактами и требует пересмотра.

Региональные потоки в глубоких горизонтах ОБ в принципе существовать не могут. Подземный сток, сформированный в периферийных частях ОБ, разгружается в непосредственной близости от региональных областей инфильтрационного питания в основном путем восходящей рассредоточенной разгрузки через слабопроницаемые породы или

локально под речными долинами и по ослабленным зонам тектонических нарушений. *Массоперенос в глубоких горизонтах осадочных толщ отрицательных структур формируется не в связи с краевыми зонами нефтегазоносных бассейнов (НГБ), а под влиянием эндогенных факторов.* Это хорошо видно из приведенных ниже рисунков, построенных А.В. Корзун (в дополнение к приведенным ранее [21]), отражающих изменение пластовых давлений и градиентов подземных флюидов по напластованию пород от периферии ОБ в направлении их погружения.



Относительное изменение давлений и их градиентов при удалении от краевых зон нефтегазоносных бассейнов (А – Предкавказье, Б – Средняя Азия)

При отсутствии региональных латеральных потоков, обеспеченных инфильтрационным питанием, и при наличии гидродинамических и других аномалий неизбежно возникает вопрос об источниках питания глубоких флюидов за пределами краевых зон ОБ. Таким источником питания может быть только нижняя граница – кора и верхняя мантия опосредованно через фундамент. Внутренние области питания не региональные, а локальные – глубинные разломы, их пересечения и т.п. Вышесказанное позволило авторам обосновать геолого-энергетическую, “пульсационно-флюидогеотермодинамическую” (ранее “пульсационно-гидрогеотермодинамическая”) (В.И. Дюнин, 1985 г.) модель формирования глубоких флюидов (см. ниже) и на ее основе с гидрогеологических позиций вплотную подойти к частичному решению проблемы происхождения нефти и формирования месторождений УВ.

II. В нефтегазовой гидрогеологии большое внимание уделяется элизионным процессам, которые играют существенную роль в формировании поля пластовых давлений и являются поставщиком в коллектора продуктов переработки захороненного органического вещества (ОВ) (фоссилизированное ОВ) – исходного материала для образования УВ. Разработана классификация ОБ с учетом процессов перехода связанной и кристаллизационной воды в свободное состояние.

Так, А.А.Карцев, С.Б. Вагин и другие (1992 г.) выделяют напорные геогидродинамические системы: инфильтрационные и эксфильтрационные (элизионные). Последние подразделяются на: геостатические, геодинамические и термогидрационные. Одна из последних работ, посвященных этой проблеме, – работа В.А. Терещенко [81], в которой предлагается дополнительно выделить переходный тип – постэлизионный, на протяжении которого повышение пластовых давлений прекратилось из-за оттока избыточного флюида в вышележащие части разреза, но превращение их в инфильтрационные системы еще не произошло. Гидродинамические условия такой системы близки к застойным. В них происходит перемещение флюида под действием тектонических движений и плотностной конвекции, что способствует длительной консервации образовавшихся залежей УВ.

По мнению авторов настоящей работы, основанному на аналитических расчетах и моделировании процессов уплотнения пород на основе уравнений фильтрационной консолидации при различных скоростях осадконакопления (приращения горного давления) и погружения, при различных значениях коэффициентов уплотнения и проницаемости доказана невозможность формирования аномально высоких поровых давлений внутри уплотняющихся пород. Процессы компрессионного (элизионного) преобразования глинистых пород (включая воду, содержащуюся в кристаллической решетке глинистых минералов и переходящую в свободное состояние при их преобразовании) не могут играть существенной роли в формировании регионального поля пластовых давлений.

Значения объемов в десятки и сотни миллионов кубических километров элизионных (компрессионное уплотнение) и кристаллизационных вод, приводимые в многочисленной литературе, приведенные к единице площади и к единице времени, в подавляющем большинстве случаев оказываются чрезвычайно малыми величинами, а сам процесс элизионного режима (включая дегидратацию глинистых минералов) является существенно стационарным в геологическом масштабе времени,

так как скорости релаксации поровых давлений (по результатам моделирования) значительно больше скоростей приращения горного давления и скоростей прогибания НГБ. В открытой системе эти процессы не могут приводить к проявлению аномалий в поле пластовых давлений. Сколько-нибудь значительная их роль может проявиться лишь в идеальных условиях изоляции. Оценка роли элизионных процессов в формировании поля пластовых давлений на примерах Западно-Сибирского и Восточно-Предкавказского ОБ, содержащих в разрезе глинистые отложения мощностью до 1000 м и более, подтвердили выводы [21] об отсутствии влияния элизионных процессов на формирование поля пластовых давлений.

III. Глубокие нефтегазоносные горизонты представляют собой *пластово-блоковую систему с отсутствием или весьма слабой гидродинамической связью между блоками во всех направлениях*. Такая ситуация формируется в результате совокупного действия многих процессов, прежде всего геодинамики и физико-химических процессов в системе флюид–порода.

Важную роль в формировании слоисто-блокового строения разреза играют процессы катагенеза. Так, в работе [39] указывается, что за счет миграционных процессов формирование залежей с последующей их эволюцией приводит к прогрессивным катагенетическим преобразованиям и наложенным явлениям, в результате чего формируются “аседиментационные линзы”, которые являются продуктом вторичных структурно-минеральных ассоциаций.

Пластово-блоковое строение является неотъемлемой особенностью нефтегазоносных горизонтов ОБ, т.е. общей закономерностью. Меняется лишь масштаб неоднородности. Размеры блоков в плане могут меняться от десятков и сотен метров в тектонически активных районах (области сочленения платформ с горным обрамлением, краевые прогибы, внутри-платформенные авлакогены, современные геосинклинали и т.п.) до первых десятков километров в районах со спокойными тектоническими условиями. Вверх по разрезу размеры блоков увеличиваются и в верхних частях разреза блоки исчезают полностью и восстанавливается гидродинамическая взаимосвязь отдельных (стратиграфических) элементов разреза. Граница восстановления гидродинамического единства всех элементов геологического разреза располагается в подавляющем большинстве случаев выше границы распространения нефтяных и газовых месторождений.

Пластово-блоковое строение глубоких частей ОБ, наличие границ между блоками в настоящее время подтверждается многими исследователями, изучающими опыт эксплуатации месторождений УВ, коллекторские свойства пород. Приведем лишь некоторые примеры.

Для Днепровско-Донецкой впадины [83] установлена сложная структура барического и температурного полей, вертикальная многоярусная зональность, обусловленная волновыми колебательными движениями. “Последняя особенность формирует систему горизонтальных проницаемых барических зон ... и создают новую генетическую ветвь ловушек геотермобарического типа. Мозаичная картина аномалий пластовых давлений прослеживается по всей впадине независимо от возраста пород, образуя линзовидные аномалии высоких и низких пластовых давлений”. В работе [83] признается, что впадина разбита на мелкие геогидродинамические системы, т.е. признается блоковое строение отдельных систем разреза в пределах термодегидрационных систем (по терминологии автора).

На стадии эксплуатации и детальной разведки часто не подтверждаются изначальные представления о строении месторождений УВ, которые, как правило, оказываются значительно сложнее [75].

Для ряда месторождений УВ Западной Сибири (Новопокурское, Выинтойское, Кустовское) это подтверждается следующим.

Новопокурское месторождение. Ряд скважин, пробуренных на верхнеюрские отложения (Ю_0) в предполагаемой нефтяной части, оказались водонефтяными, или дающими воду. Вместе с тем скважины, расположенные за пределами контура залежи, дали нефть. В процессе эксплуатации ряд скважин реагирует на нагнетание с увеличением дебита, а ряд скважин не отзывается на дополнительное возмущение в пласте. Все эксплуатационные скважины расположены вокруг нагнетательной, т.е. очевидна различная реакция эксплуатационных скважин на нагнетательную. В некоторых скважинах отмечено несоответствие в распределении нефти и воды по вертикали, подземные воды расположены выше нефти в пределах одного месторождения. Это привело к необходимости более подробного стратиграфического разбиения (Ю_1^1 , Ю_1^2 и т.д.) на отдельные блоки, разделенные водоупорами, каковыми могут быть, по мнению авторов, тектонические нарушения – малоамплитудные или безамплитудные [75]. Также в работе показана “высокая плотность сети” малоамплитудных и безамплитудных нарушений. На Новопокурском месторождении выделены и прослежены более 30 нарушений северо-восточного и

северо-западного простираения, существенно осложняющих, казалось бы, единую нефтяную залежь. В результате в пласте Ю₁ выделено 9 залежей и 6 перспективных объектов.

Вийнтойское месторождение. Три скважины, пробуренные в 500 м от скважины, вскрывшей многопластовые залежи и дающей высокие дебиты нефти, оказались обводненными по пласту БВ₄ или практически сухими по пласту Ю₁. Скважина 290, пробуренная в центре месторождения, оказалась сухой по пласту Ю₁. На месторождении также не подтвердилась теория антиклинального строения залежи. В пределах месторождения в пласте Ю₁ выделено 6 залежей и 6 перспективных объектов, при этом 5 залежей являются тектонически экранированными.

Кустовское месторождение. Здесь проявилось быстрое обводнение эксплуатационных скважин по пласту БС₄. Обводнение 75% скважин произошло в течение года, при этом содержание воды превышало 50%. Также выявлена различная реакция эксплуатационных скважин на нагнетательные. Экранирование в этом случае достигается не контактом проницаемых и непроницаемых пород (нарушения со смещением), а за счет процессов пластической деформации, катаклаза, карбонатизации, озокеритизации, “затекания” пластических пород в ослабленные зоны. Ширина этих зон достигает десятков и первых сотен метров [75]. Зоны прослеживаются снизу вверх, создавая блоковую структуру разреза. Подобные дислокации испытывали многократное обновление.

Эти дислокации “могли быть как каналами миграции, так и флюидопорами” в различное геологическое время. То, что эти зоны могли быть каналами миграции, подтверждается геохимическими свойствами нефтей.

На *Восточно-Перевальном месторождении* нефти залежи разделены 400-метровой толщей глин и имеют сходный состав [75]. В настоящее время наблюдаются скачки водонефтяного контакта (ВНК) до 15 м на расстоянии 2–4 км, т.е. в прошлое геологическое время этот канал был проницаем, а в настоящее – непроницаем. В кернах и шлифах наблюдаются: трещиноватость, катаклаз, зеркала скольжения, проявления вулканизма. Таким образом, представлявшиеся едиными нефтяные залежи оказываются разобщенными на отдельные блоки. Принятые в проекте особенности разработки Восточно-Перевального и Восточно-Олейнинского месторождений не подтвердились в процессе 3–5-летней эксплуатации, что потребовало дополнительного изучения геологического строения и нефтеносности этих месторождений [88]. В результате детально-

го изучения удалось установить различия структурных планов нижних (J_3-K_1) и верхних (K_2-Kz) частей осадочного чехла, а также то, что формирование залежей УВ – вторичное и обусловлено притоком снизу УВ из полеозойских отложений.

Пластово-блоковое строение нефтяных месторождений подтверждается по многим регионам – Припятской впадине, Предкавказью, Астраханскому региону и др.

Таким образом, в работах авторов обзора доказывалась несостоятельность инфильтрационной и элизионной теорий формирования глубоких флюидов нефтегазоносных горизонтов и предлагается гипотеза пластово-блокового их строения с питанием на нижней границе и дополнительными внутренними источниками. Этот вывод подтверждается исследованиями последних лет, и как бы разные исследователи не называли подобное строение (ячеистое, зонально-блоковое, линзовидное, блоковое, аседиментационные линзы), суть от этого не меняется: пластово-блоковое строение исключает возможность латеральной миграции на сколько-нибудь значительные расстояния и тем самым исключает возможность переноса рассеянных УВ и формирование их скоплений – особенно средних и крупных.

2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ ГИПОТЕЗЫ (ТЕОРИИ) ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ

Более 150 лет осуществляется промышленная добыча нефти и газа. Тем не менее до сих пор ученые не достигли согласия по вопросам генезиса нефти. Проблема происхождения нефти и газа, как проблема генезиса любого полезного ископаемого, сложна из-за многофакторности причинно-следственных связей и явлений, существующих в природе. В настоящее время практически существуют две основные теории: органическая (осадочно-миграционная гипотеза и др.) и неорганическая (минеральная, эманационная гипотезы и т.д.). Наряду с давно существующими осадочно-миграционной и абиогенной гипотезами происхождения нефти и газа в последние годы по этой проблеме опубликовано несколько новых представлений, претендующих на роль обобщающих теорий нафтидогенеза: флюидодинамическая (Б.А. Соколов и др.); геосинергическая (А.Е. Лукин); осадочно-неорганическая (И.И. Чебаненко, Н.И. Евдошук и др.); осадочно-флюидодинамическая (Б.П. Кабышев, Ю.Б. Кабышев) и др.

2.1. Осадочно-миграционная гипотеза

Осадочно-миграционная гипотеза происхождения нефти впервые появилась в США и получила широкое распространение на территории бывшего СССР. В силу своей простоты она пользовалась и пользуется широкой популярностью как в научной среде, так у большинства геологов-практиков во всем мире [68]. Глубоко и детально она получила развитие в многочисленных работах Н.Б. Вассоевича, по праву считающегося ос-

новоположником эволюционно-генетического направления в нефтегазовой геологии, а также в работах его учеников и последователей.

В основе органической теории лежат представления о том, что захороненное вместе с осадками органическое углеродистое вещество, которое на протяжении длительной истории геологического развития проходит все стадии диагенеза и катагенеза, в результате абиогенного синтеза превращается в нефть. Под нефтью понимаются выделившиеся в отдельную фазу наиболее стойкие жидкие гидрофобные продукты обычного процесса фоссилизации ОВ, захороненного в субаквальных отложениях.

Аргументы в пользу осадочно-миграционной гипотезы происхождения нефти приводят следующие:

1. Все осадочные породы, от рифейских до современных, содержат углеродистое биоорганическое вещество, среднее содержание которого в пределах континентов составляет в пересчете на $C_{орг}$ 12–15 кг на 1 м^3 породы. Рассеянное углистое вещество по своему составу близко к керогену горючих сланцев и углям. Для осадочных пород характерно преобладание сапропелевого или гумусо-сапропелевого ОВ. Во всех случаях определенную часть органики составляют битумоиды – углеродистые соединения, растворяющиеся в органических растворителях типа CCl_4 , $CHCl_3$, CS_2 , C_6H_6 и др. В их состав входит масляная и смолисто-асфальтовая части. Среднее содержание УВ, по данным Н.Б. Вассоевича, составляет в осадочных породах 250–300 г/м³. Присутствие битумоидов считается проявлением одного из законов фоссилизации живого вещества в пределах биосферы, в которой осуществляются седиментация осадков во всех без исключения водоемах. ОВ находится во всех типах осадков: в глинах органического углерода в два раза больше, чем в алевритах, а в алевритах – в среднем в два раза больше, чем в песках. Таким образом, “нефть – детище литогенеза” (Н.Б. Вассоевич, 1982 г., с. 14). Это положение объединяет всех сторонников биогенной теории происхождения нефти. “Присутствие биомаркеров в углеводородных экстрактах древнейших архейских пород и рудах спрединговых зон океана является доказательством того, что процессы миграции УВ имели место на нашей планете с момента возникновения жизни” [6].

2. Наличие зависимости между количеством и типом битумоидов и составом УВ, с одной стороны, и нерастворимой его частью в породах – с другой стороны, установленное многочисленными исследованиями в нашей стране и зарубежом. Это, по мнению сторонников органической гипотезы происхождения нефти, не оставляет никаких сомнений в том, что

в осадочных породах существует свой автохтонный битумоид с присутствующими только ему УВ, составляющими основу микронефти. В битумоидах и в нефтях главную роль играет углерод, но присутствуют также водород, кислород, азот, сера и нередко металлы, в частности никель и ванадий.

3. Микронефть, могущая иметь несколько этапов генерации – это наиболее восстановленная, наиболее миграционная и нейтральная часть автохтонных битумоидов (в основном их масляной фракции), состоящая преимущественно из смеси УВ и растворенных в ней низкомолекулярных смол (определение Н.Б. Вассоевича). Установлены стадии и этапы литогенеза, каждой из которых свойственны свои генерации УВ и свои пред-УВ. С одним из этапов, который протекает при мощностях перекрывающих отложений 2–4 км и при температурах 80–150°C, связана главная фаза нефтеобразования. В течение этой стадии значительно активизируются процессы формирования микронефти и увеличивается ее содержание, осуществляются процессы десорбции микронефти, ее отрыв от материнской органики. Иногда микронефть выделяется в отдельную фазу и образует уже собственно нефть, которая классифицируется как аллохтонный битумоид. Породы, в которых протекают эти процессы, называются нефтематеринскими, или нефтепроизводящими. В качестве доказательства возможности этого процесса в природе приводятся результаты моделирования процессов термолиза сапропелевого вещества, горючих сланцев, бурых углей, битуминозных глин и др., при нагревании которых получали битумоиды. При этом время нагрева имеет существенное значение, т.е. при образовании микронефти – чем длительнее температурное воздействие, тем ниже порог критической температуры главной фазы нефтеобразования, требуемой для созревания микронефти. Микронефть и нефть являются звеньями одной цепи. Микронефти в десятки раз больше, чем всех запасов нефтей. По мнению Н.Б. Вассоевича, “нельзя, будучи объективным, оставлять без ответа вопрос о возможных соотношениях микро- и макронефти, т.е. рассеянных и концентрированных форм нахождения в природе нефтяных углеводородов и их спутников”.

4. Сходство химических соединений в битумоидах, микронефти и нефти (по данным хроматографических и спектральных анализов, а также экстрагирования).

5. Серьезным аргументом в пользу органического происхождения нефти является нахождение в ее составе молекулярных структур, свой-

ственных тканям живым организмов: растениям и животным. Причем содержание некоторых из них (пристан, фитан и др.) в нефтях достаточно велико, “чтобы считать их примесями, попавшими извне путем захвата или экстрагированием “глубинной” нефтью из пород, по которым она мигрировала”.

6. Вопрос о начальной миграции нефти из нефтематеринских пород и поступлении ее в коллектора был решен после установления того факта, что растворение битумоидов и микронефти осуществляется сжатыми газами CO_2 , CH_4 и его гомологами, а также водами различной солености. Опыты проводились в термодинамических условиях, близких к пластовым. Растворение и вынос микронефти осуществлялись как в раздробленных образцах, так и в керне пород. При этом одним из аргументов возможности миграции из глин считается то обстоятельство, что в глинистых породах поровое давление выше гидростатического, а иногда приближается к геостатическому (последнее утверждение голословно, не подтверждается никакими расчетами и в принципе неверно – см. выше). Это, с одной стороны, создает условия для миграции микронефти в смежные коллектора, а с другой, препятствует поступлению абиогенной нефти, в соответствии с теорией ее неорганического происхождения, т.е. “микронефть эмигрирует из нефтематеринских пород в виде растворов в газах и воде. Вероятно, на разных стадиях литогенеза роль этих двух способов миграции различна” (Н.Б. Вассоевич, 1982 г.).

7. Как одно из доказательств органического происхождения нефти рассматривается соотношение изотопов, и прежде всего углерода и гелия. Э.М. Прасоловым (1990 г.) установлены соотношения изотопов гелия ($^3\text{He}/^4\text{He}$) для различных геологических сред. Эти соотношения широко используются представителями органической гипотезы происхождения нефти для ее доказательства [6 и др.]. По их мнению, изотопный состав газов (гелий и др.) на подавляющем числе месторождений УВ характерен для осадочных отложений. Вместе с тем признается, что УВ-газы на месторождениях нефти и газа могут иметь “хотя бы частично различный генезис”, что связано с широким распространением метана в природе [40]. Так, в работе [6] утверждается, что существенным доказательством в пользу осадочной-миграционной гипотезы является соотношение изотопов углерода и гелия. Изотопы гелия являются едва ли не единственным газом, свидетельствующим о мантийном его происхождении. Доля ювенильного гелия позволяет оценить долю УВ мантийного происхождения. Изотопные исследования фумарольных газов сре-

динно-океанических систем установили, что соотношение $\text{CH}_4/{}^3\text{He}$ для газов мантийного происхождения составляет 10^6 . В газах нефтяных месторождений и в эманациях грязевых вулканов это соотношение составляет 10^{11-12} , что показывает незначительную долю газов мантийного происхождения в месторождениях УВ [6].

Этот аргумент в пользу осадочно-миграционной теории достаточно весомый и заслуживает более детального рассмотрения (см. ниже).

8. В 1985 году Б.А. Соколовым была разработана флюидодинамическая концепция, которая объясняет ряд фактов, прежде не вписывавшихся в осадочно-миграционную “теорию”. Эта концепция, с нашей точки зрения, в определенной мере является сдачей позиций органической гипотезы (увеличение температур и глубин главной фазы нефтегазообразования) и ее сближением с минеральной гипотезой происхождения нефти и формирования месторождений УВ. Она получила широкое распространение, так как объясняет многие наблюдаемые геологические факты.

Под флюидодинамикой большинство исследователей понимают пульсирующую (периодическую), восходящую миграцию растворов, нефтей, газов (CH_4 , CO_2 , H_2S , H_2 , N_2 и др.), имеющих различную температуру, состав и давление и формирующих различные аномалии в физических и геологических полях (в частности в поле пластовых давлений) [21, 24, 77, 78 и др.]. Это, как правило, восходящая, сосредоточенная (локальная) разгрузка, осуществляющаяся по глубинным разломам (или их пересечениям), нередко в виде грязевых вулканов, субаквальной разгрузки и т.п., связана с современными активными геодинамическими зонами земной коры.

Осадочно-миграционная “теория”, дополненная флюидодинамической концепцией пользуется популярностью среди научных работников и геологов-практиков и широко применяется для оценки перспектив нефтегазоносности отдельных территорий. Приведем лишь некоторые результаты последних исследований по этой проблеме (для Сибирской платформы, Днепровско-Донецкой и Припятской впадин и Западной Сибири).

На примере месторождений УВ Байкитской антеклизы и Катангской седловины Сибирской платформы доказывается возможность их формирования с флюидодинамических позиций [43]. Обоснованием для этого служит следующее.

С точки зрения классической осадочно-миграционной теории, предполагающей цикличность процессов нефтегазообразования, возможно существование докембрийских скоплений нефти в указанных районах

[43]. Эта точка зрения противоречит представлениям о тектоническом развитии Сибирского осадочного бассейна, так как послекембрийский трапповый магматизм и гидротермальные процессы привели к существенной метасоматической переработке карбонатных отложений рифея. Эти процессы “неминуемо разрушили бы залежи УВ, превратив жидкую нефть в графиты.... если бы внедрение интрузий, магматических пород и термальных растворов в осадочные комплексы осуществлялось после формирования скоплений углеводородных масс, то есть в то время, когда нефть и газ уже были локализованы в осадочной толще”. Следовательно, возраст месторождений УВ ограничивается временем формирования неотектонических структур и “аномальных поверхностных газо- и литохимических полей, возникших в результате неоген-четвертичных флюидодинамических процессов” [43].

С флюидодинамических позиций объясняется и формирование месторождений УВ Днепровско-Донецкого авлакогена [36]. В работе делаются выводы о широких масштабах вертикальной миграции УВ, что сопровождается дополнительным конвективным прогревом осадочных толщ и активизацией вследствие этого генерации УВ из нефтематеринских свит. Вертикальная миграция осуществляется как сквозь коллектора, так и аргиллиты, покрышками служат только образования соли. Отводя преобладающую роль осадочно-миграционной теории образования нефти и формирования месторождений УВ, авторы считают необходимым признать глубинные источники генерации нефти, что объясняет закономерности размещения месторождений нефти в изучаемом ими регионе и открывает большие возможности для решения прогнозных задач поисков УВ-сырья.

В работе Н.Ф. Чистякова проводится районирование территории Западно-Сибирского НГБ по величине температурного градиента, который изменяется от 1,8 до 6,1°С/100 м [86]. Установлен рост температур от сводов к крыльям структур и ВНК. Эти аномалии автор связывает со следующими различными стадиями формирования месторождений УВ: формирующиеся, закончившие формирование, молодые залежи (прекращение поступления УВ из омывающих залеж нагретых седиментогенных (элизионных) вод из нефтематеринских пород) и зрелая залежь. По мнению автора, элизионные воды на различных стадиях катагенеза более прогреты, чем те же воды на стадии диагенеза, т.е. на процессы формирования геотермических аномалий по площади и разрезу оказывают влияние процессы преобразования рассеянного органического вещества –

генерация УВ. Чем ближе зона формирования месторождений УВ к нефтематеринским породам, тем выше температура в залежи и большее значение геотермического градиента. Новизной, по мнению автора, является то, что геотермические аномалии являются следствием химического преобразования керогена, битумоидов и глинистых минералов пород, а не наоборот, как это принято считать. Автор полагает, что вся система в разрезе мезозойских отложений Западно-Сибирского НГБ является неравновесной – переходная стадия от диагенеза к катагенезу, т.е. “изменение химических полей на стадии катагенеза вызывает изменение физических полей (температур и давлений)” [86]. Построенные карты приведенных пластовых давлений отражают сложное разнонаправленное распределение латеральных градиентов (Федоровское месторождение, пласт БС₁₀, Сургутский район), что свидетельствует, по мнению автора, о поступлении вод элизионного происхождения с пониженной минерализацией с юго-западной стороны месторождения в направлении глинизации разреза при увеличении пластовых давлений от крыльев к сводовой части (перепад давлений 1 МПа). Это свидетельствует о молодости залежи. Поступающие, возрожденные из глинистых разновозрастных пород, воды соответствуют стадии катагенеза. В пределах одного месторождения одновременно имеются воды хлор-кальциевого типа (элизионные воды зоны протогенеза) и гидрокарбонатные натриевые воды (элизионные воды зоны катагенеза). Минерализация в этом случае меняется от 12 до 20 г/л. Аналогичное распределение приведенных давлений наблюдается на Холмогорском месторождении (от крыльев к своду – перепад давлений 1,4–2,4 МПа) при преобладающем направлении потенциального движения со стороны Юганской впадины. Минерализация подземных вод в пределах месторождения меняется от 12 до 22 г/л. Пониженная минерализация связана с гидрокарбонатными натриевыми водами, а повышенная – с хлоридными кальциевыми водами. На Салымском месторождении (недоформировавшаяся залежь) поток направлен со стороны Юганской впадины. Воды гидрокарбонатные натриевые, соответствующие зоне катагенеза, мало меняются в пределах месторождения. Воды хлоридно-кальциевого типа зоны протокатагенеза, “пришедшие в ловушку с первыми порциями УВ, уже вытеснены” [86]. Также описывается и объясняется гидрогеологическая ситуация на Северо-Хохряковском, Ем-Еговском, Уренгойском месторождениях.

Катагенетические процессы преобразования пород носят “прерывисто-непрерывный характер”. Масштабы этих процессов “огромны”. Не-

равновесное состояние взаимодействия “химических и физических полей” установлено на различных стадиях катагенеза, что “требует пересмотра устоявшихся положений о флюидодинамической системе нефтегазоносных бассейнов, формирующихся в недрах НГБ на стадии катагенеза” [86].

С флюидодинамических позиций также рассматривается нефтеносность Припятского палеорифта [42], который сформировался в герцинский этап (верхнефаменское время). В его пределах выделяется 5 мантийных разломов, по которым осуществлялся кондуктивный и конвективный теплоперенос, сопровождающийся внедрением основной и ультраосновной магмы в кору и осадочный чехол, что привело к активизации процессов генерации УВ из нефтематеринских свит. При этом на различных уровнях геологического разреза формировались главные фазы нефтегазообразования. Главный очаг нефтегазообразования тяготеет к восточной части Припятской впадины, где расположены основные месторождения нефти (более 60), т.е. процессы нефтегазообразования из ОВ связываются с рифтогенезом, вертикальным движением магмы, обладающей высокой температурой и активными потоками тепла, интенсифицирующими процессы образования УВ из рассеянного ОВ в нефтематеринских породах [42].

Таким образом осадочно-миграционная гипотеза, дополненная сведениями о флюидодинамических процессах, широко используется для объяснения процессов нефтегазообразования в различных регионах. Такие примеры многочисленны.

2.2. Критика осадочно-миграционной “теории” происхождения нефти

Соображения общего характера (геологические)

Наиболее обстоятельная критика осадочно-миграционной “теории” приведена в работах Ю.И. Пиковского (1986, 2002 гг.), основные положения которой приведены в обзоре. В настоящее время как основные доказательства осадочно-миграционной, так и критика минеральной гипотезы базируется на геохимических аргументах. Но и на этом “поле битвы” появляются факты, которые интерпретируются по-разному.

Ю.И. Пиковский в своей работе 1986 г. формулирует следующие вопросы, не имеющие ответа в рамках осадочно-миграционной теории

- 1) стадии литогенеза, с которыми связано нефтеобразование;
- 2) источники энергии для синтеза УВ из керогена;
- 3) механизм образования месторождений из рассеянной микронепфти;
- 4) формы и движущие силы миграции нефти в осадочных породах;
- 5) происхождение различных геохимических типов нефтей, порой в пределах одного месторождения;
- 6) неравномерность распределения месторождений УВ по площади распространения ОБ при повсеместном распространении нефтематеринских пород;
- 7) наличие залежей УВ в нижних частях осадочного чехла и в кристаллических породах фундамента, сложенного, как правило, разновозрастными породами различного генезиса, и наличие там же рассеянных УВ и углеродистых минералов, нередко заключенных в кристаллы минералов (газовожиidкие включения и включение капелек нефти);
- 8) очевидная связь месторождений УВ с глубинными разломами;
- 9) невозможность объяснить наличие средних, крупных и гигантских месторождений УВ;
- 10) отсутствие четких критериев выделения нефтематеринских пород, за исключением рассеянной нефти, близкой по составу к обычной нефти.

Все вышеперечисленные вопросы требуют ответов, которые не найдены на протяжении десятков лет.

Анализируя две основные теории происхождения нефти и их подтверждение на практике, Ю.И. Пиковский [68] приводит интересную таблицу (табл. 1) отношений следствий, вытекающих из альтернативных теорий нефтегазообразования (органическая и минеральная), к установленным особенностям нефтегазонакопления на Земле.

В заключение автор отмечает, что существующие доказательства “торжества осадочно-минеральной теории происхождения нефти” [68] не однозначны, не решены (и, возможно, не будут решены), так же как проблемы миграции УВ и их концентрации в месторождениях.

Минеральная теория лучше справляется с этими проблемами. Осадочные отложения играют главенствующую роль лишь в накоплении и сохранении месторождений УВ, сформировавшихся за счет глубинной дегазации Земли, из-за наличия в их составе покрывок различного происхождения.

Таблица 1

Особенности нефтегазообразования
(по Ю.И. Пиковскому, 2002 г. с дополнениями авторов)

Особенности нефтегазонакопления	Следует ли без дополнительных допущений данное явление из концепции нефтегазообразования в ее общем виде	
	Осадочная концепция	Глубинная концепция
Приуроченность к осадочным бассейнам	Следует	Следует
Наличие в горных породах нефте- газонасыщенных районов рассеянной нефти, близкой по составу к нефти в скоплениях	Следует	Следует
Вторичность скоплений нефти и газа в природных резервуарах	Следует	Следует
Возможность образования крупных скоплений углеводородов по всему разрезу осадочного бассейна, включая кристалли- ческий фундамент, независимо от литоло- гического состава горных пород, содер- жания и типа в них органического вещества	Не следует	Следует
Неравномерность нефтегазонакопления. Высокая плотность гигантских и сверхгигантских месторождений нефти и газа в отдельных относительно небольших районах	Не следует	Следует
Аномально-высокие давления в скоплениях углеводородов	Не следует	Следует
Относительно узкий диапазон геологического времени, близкий к современной эпохе, в котором образовались все крупные месторождения мира	Не следует	Следует
Связь месторождений нефти и газа с новейшими движениями земной коры, продолжение процесса нефтегазонакопления в настоящее время	Не следует	Следует
Приуроченность скоплений нефти и газа к крупным активизированным разломам глубинного заложения	Не следует	Следует
Восполняемость эксплуатационных запасов месторождений УВ	Не следует	Следует

Приведем еще доказательства, ставящие под сомнение органическую теорию формирования нефти. “Слабость” осадочно-миграционной теории, по данным И.И. Чебаненко и др. [85], заключается в следующем: 1) в лабораторных условиях не доказана возможность преобразования органических остатков в нефтяное вещество; 2) отсутствие в нефтематеринских породах остатков ОВ, полностью не преобразованных в нефть (целлюлоза, хитин, кости и др.), а также остатков микронефти или следов ее присутствия (физическая невозможность полного завершения процессов миграции микронефти без присутствия следов ее миграции), а также месторождений нефти и газа.

Добавим от себя, что не ясно, чем объяснить наличие непреобразованных остатков растений и микрофлоры, мигрировавших и мигрирующих в вертикальном направлении в чистом виде и имеющих возраст от протерозойского до современного. Что мешает микрофоссилиям преобразоваться в микронефть? Например, наличие палеозойских форм в отложениях баженовской свиты, содержание которых в процессе эксплуатации возрастает с 24 до 85–100%. Эти растительные остатки находятся в более благоприятных термодинамических условиях, чем отложения баженовской свиты, и за время с палеозоя до ныне должны были бы преобразоваться в микронефть. Однако этого не произошло. Аналогичная ситуация существует и в других регионах, где проводились палинологические исследования.

Геохимические свойства рассеянного органического вещества и нефтей

Совершенствование геохимических методов исследования нефтей, ОВ и их использование на практике приводит к результатам, ставящим под серьезное сомнение осадочно-миграционную гипотезу происхождения нефти. Так, в работах Г.Н. Гордадзе [15, 16] приводятся результаты детального изучения состава рассеянного ОВ и нефтей (методы корреляции нафтидов, основанные на сопоставительном анализе широкого спектра УВ-показателей нефтей и рассеянного органического вещества в системах нефть–нефть и нефть – органическое вещество) и установлены несоответствия с осадочно-миграционной “теорией”. Эти несоответствия (противоречия) заключаются в следующем (приведем их дословно, чтобы исключить непонимание):

– “Во многих случаях в составе ОВ материнских пород имеются соединения, отсутствующие в нефтях (например фталаты). Фталаты не найдены нами не только в органическом веществе пород, но и в продуктах термоллиза керогена... Замечательным свойством этих соединений является полное отсутствие их в нефтях, что открывает возможности отделения нефтегенерирующих толщ от толщ, не производящих нефть и газ;

– Часто встречаются образцы пород, где степени созревания ОВ одновозрастных толщ отличаются между собой даже в нескольких сантиметрах;

– На масс-хроматограммах с m/z 217 битумоидов пород часто встречаются неидентифицированные УВ (скорее всего, гомологический ряд), которые не встречаются в нефтях;

– Стерановые коэффициенты зрелостей нефтей, как правило, выше таковых материнского ОВ. Более того, аналогичная картина наблюдается и в продуктах термоллиза керогена и асфальтенов пород и нефтей;

– Степень зрелости ОВ, оцениваемая по величине стеранового параметра термоллизатов, увеличивается в ряду: смола–кероген–асфальтены–битумоид–нефть” [15].

По мнению авторов, стоящих на позициях органического происхождения нефти, приведенные факты не носят систематического характера и не отвергают осадочно-миграционную гипотезу происхождения УВ, а ставят вопрос о том, все ли нефтематеринские породы способны генерировать нефть.

Для Салымского (баженовская свита) и Самотлорского (пласт БС₈) месторождений по результатам мягкого термоллиза в числе других выводов [16] установлено, что в термоллизаторах смол и асфальтенов (компоненты рассеянного органического вещества) присутствует олеанан, который отсутствует в нефтях и продуктах термоллиза асфальтенов, что вызывает удивление авторов. Нет причин удивляться этому факту, если принять во внимание предыдущую работу одного из авторов [15], основным выводом которой является несоответствие рассеянного ОВ в породах ОВ нефти.

Другими словами, нефть имеет неорганическое происхождение или смешанное.

Изотопия газов

Отдельным вопросом в проблеме происхождения углеводородов стоит изотопный состав газов. В работе Э.М. Прасолова (1990 г.), являю-

Таблица 2

Отношение $^3\text{He}/^4\text{He}$ для разных геологических сред

Геологическая среда	Отношение $^3\text{He}/^4\text{He}$
Мантия	$(1,2-0,3) \cdot 10^{-5}$
Земная кора, граниты	$(0,8-1,2) \cdot 10^{-8}$
Осадочные породы	$(0,5-3,5) \cdot 10^{-8}$
Районы вулканической деятельности	$n \cdot 10^{-5}$
Залежи нефти и газа (в основная масса)	$n \cdot 10^{-(7-8)}$

щейся крупным обобщением по изотопам газов, приведена таблица (табл. 2), позволяющая, с точки зрения автора и его последователей, оценивать генезис изотопов гелия.

Как видно из приведенной таблицы, соотношение изотопов гелия в залежах нефти и газа на 2–3 порядка меньше, чем в мантии, что на первый взгляд является главным аргументом в пользу “торжествующей” осадочно-миграционной теории. Содержание мантийного газа “не превышает нескольких процентов, в действительности (за редким исключением) оно еще меньше”, т.е. месторождения УВ имеют исключительно органическое происхождение [40].

По мнению Э.М. Прасолова, изначально “первичное распределение изотопов определило изотопный состав земной коры. Однако при различных геохимических процессах..., происходящих в земной коре, особенно при низких температурах, осуществляется перераспределение изотопов между различными веществами и их фракциями” (Прасолов, 1990 г. с.27). Разделение изотопов осуществляется при их миграции, связанной с их летучестью, *а их соотношение определяется многими процессами, учесть которые в полной мере не представляется возможным.*

Автор предлагает геохимическую классификацию, определяющую не только их происхождение, но и соотношения, которая включает различные эффекты: 1) генетические, 2) миграционные; 3) взаимодействия.

Генетические эффекты

Образование изотопа ^4H связано с естественным радиоактивным распадом ^{238}U , ^{235}U и ^{232}Th . Периоды полураспада соответственно равны $1,5369 \cdot 10^{10}$ /год, $9,72 \cdot 10^{10}$ /год и $4,88 \cdot 10^{11}$ /год. В среднем в коре и мантии

гелия (^4He) образуется $(3-4) \cdot 10^7$ м³/год. Содержание радиоактивных элементов в породах различно, что приводит к разным скоростям и количествам образования ^4He . Свинец, так часто наблюдаемый в глубоких флюидах и практически во всех месторождениях УВ, является конечным продуктом распада не только урана (Pb^{206}) и тория (Pb^{208}), но и актиния (Pb^{207}). Скорости генерации гелия в различных породах различны (в см³/г/год):

- кислые изверженные породы – 10^{-11} ,
- изверженные ультраосновные – $(2-3) \cdot 10^{-13}$,
- черные сланцы – $6 \cdot 10^{-12}$,
- глины – $2 \cdot 10^{-12}$,
- карбонаты – $6 \cdot 10^{-13}$.

Из приведенных выше скоростей генерации ^4He следует, что количество образовавшегося изотопа при прочих равных условиях зависит от генезиса пород, их объема, состава и соотношений в геологических разрезах конкретных территорий.

Образование ^3He связано с наведенным (индуцированным) радиоактивным распадом лития. Эти процессы связаны с бомбардировкой ядер лития тепловыми нейтронами при естественном радиоактивном распаде. В этом процессе ^4He образуется несоизмеримо меньше. Вместе с тем соотношение $^3\text{He}/^4\text{He}$ должно быть вполне определенным, отражающим процессы естественного и наведенного радиоактивного распада (нейтроны космического происхождения не могут проникнуть на сколь-нибудь значимую глубину) и определяется следующим соотношением (там же, с.32):

$^3\text{He}/^4\text{He} = \Psi(\alpha n) P_{\text{th}} f_{\text{Li}}$, где: $\Psi(\alpha n)$ – выход нейтронов на одну α -частицу, P_{th} – вероятность достижения нейтронами тепловых скоростей, необходимых для бомбардировки ядер лития, f_{Li} – доля нейтронов, захваченных ядрами лития. Значение $^3\text{He}/^4\text{He}$ должно составлять в обычных гранитных породах – 10^{-7} , т.е. это отношение существенно зависит от состава пород, и прежде всего от содержания в них лития, продолжительности радиоактивных процессов (т.е. от возраста пород) и вероятности достижения нейтронами тепловых скоростей, необходимых для образования ^3He .

Перераспределение изотопов – “вызывается неравноценностью изотопов одного и того же элемента в химических реакциях и физических процессах” (там же, с.34). Перераспределение изотопов между реагентами осуществляется в соответствии с энергетической выгодностью. “Изо-

топные соотношения... если и не сохраняются в течение их жизни, ... являются... отправной точкой, от которой отсчитываются все последующие изменения” (там же, с.34).

Автор вводит понятие коэффициента разделения для оценки фракционирования изотопов. Разделение изотопов определяется обменными процессами при образовании веществ. Кинетический эффект разделения изотопов проявляется в открытых (незамкнутых) системах, в необратимых реакциях (все реакции в геологических процессах необратимы) и “обусловлен скоростью реакций разных изотопных форм. Фракционирование изотопов в ходе однонаправленных реакций заключается в предпочтительном накоплении легкого изотопа в продуктах реакции” (там же, с.38). Коэффициент фракционирования определяется через соотношение скоростей реакций изотопных форм. *Кинематический эффект*, так же как и термодинамический, зависит от температуры и с ее ростом уменьшается.

При больших массах веществ коэффициент разделения изотопов определяется из следующего соотношения $\alpha_k = \sqrt{\frac{\mu^*}{\mu}} \cong \sqrt{\frac{m_r^*}{m_u}}$. Здесь $\mu = m$

— приведенные массы молекул. Поскольку μ^* всегда больше μ , то α всегда больше единицы. *Точные расчеты α в большинстве случаев оценить или затруднительно, или невозможно.*

В однонаправленных реакциях изотопно-легкий продукт в начале реакции довольно быстро становится тяжелее исходного вещества, из чего следует, что при постоянном удалении изотопно-тяжелых порций изотопно-легкого продукта будет больше относительно исходного. При этом количество продукта в каждой последующей порции будет меньше.

Многие соотношения изотопов сильно изменяются во времени, что связано с содержанием радиоактивных и некоторых стабильных элементов. “Поэтому нельзя исключить, что разным типам пород будут свойственны свои изотопные соотношения” (там же, с.40), которые зависят от вещественного состава и возраста пород (что очень важно), но и от других причин.

Миграционные эффекты. К миграционным эффектам относятся: диффузия, растворение в жидких и твердых средах, их дегазация, сорбция и десорбция, испарение и конденсация и др. *Все это многообразие процессов и их сочетаний в различных термодинамических условиях оп-*

ределяет сложность прогноза в соотношении изотопов. “Появление газов в термодинамической обстановке, отличной от той, в которой формировался их изотопный облик, смешение газов генетически чуждых генераций могут приводить к кажущимся “миграционным” изотопным эффектам” (там же, с.47).

Эффекты взаимодействия. Смешение и изотопный обмен различающихся изотопных форм различного генезиса способны приводить к вариациям изотопного состава. Эти процессы имеют широкое распространение из-за высокой подвижности природных газов.

“Инертные газы мантии также должны составлять смесь первичных и радиогенных газов, соотношение между которыми изменяется во времени из-за радиоактивных процессов и дегазации мантии” (там же, с.47). В осадочной толще тоже идет активное образование газов и их миграция в вертикальном направлении к поверхности Земли. *Диагностика смешанных газов чрезвычайно сложна. Следует исходить из того, что в любой момент прошлого и в настоящее время содержание изотопов и их отношения не равновесны и меняются во времени с изменением термодинамических условий.*

На неоднозначность заключений о генезисе УВ, получаемых на основании изучения соотношения изотопов, указывает Э.М. Прасолов в приведенной выше работе, а также последующих [69, 70].

Широкий диапазон изменения изотопного состава углерода установлен для карбонатов подводных грязевых вулканов Черного моря. Здесь значения $\delta^{13}\text{C}$ меняются от -43,3 до -10,5‰, авторы (включая Э.М. Прасолова [69]) не могут однозначно интерпретировать этот факт и приводят “временное” его объяснение. Аналогичная ситуация складывается для природных карбонатных труб в районах подводной разгрузки флюидов в Кадисском заливе Атлантического океана [70]. И здесь так же объяснение носит предположительный характер.

М.В. Родкина в своей работе [72] оспаривает вывод Э.М. Прасолова о пренебрежимо малом вкладе мантийных газов по данным изучения изотопного состава углерода и гелия и выделяет два вида погрешностей.

Первая погрешность связана с выбором характерных значений соотношений (погрешность, как в сторону завышения, так и в сторону занижения).

Обычно используется отношение $\text{CH}_4/^3\text{He} \approx 10^6$, характерное для высокотемпературных фумарольных и вулканических газов, и даже “для наиболее обогащенных мантийной компонентой месторождений Тихо-

океанского кольца получаем величину вклада мантийных УВ не более 0,1–0,5%” [72, с.131]. В низкотемпературных зонах (амагматические области) ситуация иная.

Так, в тыловом бассейне Окинава характерная величина отношения $\text{CH}_4/^3\text{He}$ близка к 10^9 и, как правило, меньше значения отношения $^3\text{He}/^4\text{He}$, характерен также более легкий состав углерода. Кроме того, по геологическим данным нет оснований полагать обогащение этих газов газовыми компонентами осадочных пород. С удалением от вулканической области отношение $^3\text{He}/^4\text{He}$ уменьшается. Одновременно уменьшаются концентрации и утяжеляется изотопный состав CO_2 , растет относительная концентрация H_2 и CH_4 . Аналогичная ситуация наблюдается в Калифорнии, где отношение концентраций $\text{CH}_4/^3\text{He}$ еще выше и составляет около 10^{10} , а также наблюдается повышенное соотношение изотопов гелия. В этом районе несомненно обогащение метаном осадочных пород.

Вторая погрешность связана “с неучетом потока субдупцированного вещества, предположительно поступающего из зон субдукции в мантию тыловых областей” [72, с.132]. Эти потоки могут быть двойного генезиса: мантийного и биогенного, что неизбежно приводит к занижению мантийной составляющей.

В континентальной коре по данным петрологических исследований эпизодически (квазипериодически) возникает восстановление флюида из зон субдукции, что приводит к формированию флюидного режима. Это подтверждается результатами моделирования этого процесса и данными сейсмотомографии. Вместе с тем имеются доказательства существенного вклада мантийных газов в формирование месторождений УВ: во-первых – изотопия сопутствующих компонентов (Nd, Pb, Sr) в большинстве месторождений бывшего СССР и Китая подтверждает их коровое или мантийное происхождение; во-вторых – высокие значения $^3\text{He}/^4\text{He}$ свидетельствуют об их мантийном генезисе. Для месторождений, приуроченных к активным границам плит, это соотношение повышено. Тем не менее это повышение незначительно, что интерпретируется не в пользу участия мантийных флюидов в формировании месторождений УВ.

По утверждению М.В. Родкиной, интерес представляет не только средняя величина этого соотношения, но и характер вариаций изотопов для близко расположенных месторождений. На примере месторождений Калифорнии, Западной Сибири и района Green Tuff (Япония) показано, что при значительном разбросе точек для каждого района наблюдается высокая корреляция (выше 99%) величин отношения $^3\text{He}/^4\text{He}$ и изотопного

состава УВ. Кроме того, эмпирические прямые для отношений $Ig(^3He/^4He)/^{13}C$ для всех районов субпараллельны. Рост $^3He/^4He$ приводит к утяжелению изотопного состава метана (до 20–30%), что соответствует увеличению вклада мантийной составляющей. Представленная на рисунках в работе [72] закономерность изменения отношения $Ig(^3He/^4He)/^{13}C$, по мнению автора, не является универсальной. Например, она не выполняется для центральных частей Америки, широтного Приобья. Приведенные данные свидетельствуют о значительном обогащении континентальных окраин рециклированным флюидом и стирании мантийных изотопных меток со временем вверх по разрезу.

В качестве аргументов в пользу неорганического происхождения УВ в работе В.А. Краюшкина [50] приводится информация о содержании $\delta^{13}C$ в различных природных объектах (табл. 3).

Таблица 3

Содержание $\delta^{13}C$ (‰) в природных объектах

Объект	Содержание $\delta^{13}C$, ‰
Природные нефти	от -20 до -30
Попутный нефтяной газ	от 30 до -55
Природный газ	от 20 до -62
Метан от ферментативного брожения в желудке животных	от 62
Морские метаногидраты	от 36,1 до 94
Фишер–Тропшевая нефть	от 14 до -65
Графит хондроидов	-20
Кероген углистых метеоритов	от 17 до -27
Некарбонатный углерод ультрамафитов и первичных флюидных включений мантийных перидотитовых ксенолитов	от 22 до -29
Природные алмазы	от 0,5 до - 33
Современная морская биота тропиков и умеренных широт	от 8 до -34

Различные содержание изотопов углерода свидетельствуют о “неодинаковом нефтенасыщении коры и мантии по площади, разрезу и наличию там гигантских одинарных или кластерных очагов естественного небиотического синтеза нефти и природного газа” [50].

Биогенным признаком происхождения нефти считается изотопный состав углерода с $\delta^{13}C$ -25 – -28‰. Ранее содержание этого изотопа ман-

тийного происхождения (в частности в алмазах) считалось значительно выше – $\delta^{13}\text{C}$ -2 – -7,2‰. Однако в настоящее время обнаружены алмазы с $\delta^{13}\text{C}$ -33‰ и меньше, т.е. диапазон мантийного углерода значительно расширился, в связи с чем однозначность биогенного происхождения углерода в нефтяных и газовых месторождениях вызывает определенные сомнения. Образование месторождений УВ, несомненно, сопровождается процессами их преобразования, миграции и массообмена приводит к изменению изотопного состава углерода, который изначально может быть продуктом как биогенного, так и абиогенного происхождения [53]. В этой работе также показано, что при окислительном гидратодиспропорционировании полиуглеродных веществ из-за различия скоростей элементарных процессов разрыва связей в системе различных сочетаний ^{12}C – ^{13}C , ^{12}C – H , ^{13}C – H и образования CO_2 , содержащего преимущественно ^{13}C , формируются УВ-молекулы, обогащенные легким изотопом углерода.

По данным М.И. Кучера [56], содержание и изменение изотопа ^{13}C зависит от новейшей тектономагматической активности (в том числе измеренной инструментальными методами), когда отдельным участкам соответствует более облегченный состав углерода (до -20 – -21‰), а его утяжеление (до -8 – -10‰) наблюдается на участках со снижением относительной активности. В первом случае работает более глубокий очаг магматической активности, во втором – приповерхностный, на стадии затухания магматической активности.

По мнению В.А. Кривошея “ведущим процессом образования всего спектра УВ-соединений нефти и газа является высокотемпературный минеральный синтез, обеспечивающий термодинамически равномерное распределение изотопов углерода во всех компонентах УВ-систем. Глубинные источники выступают как генераторы волновой направленной эволюции процессов синтеза УВ” [51]. Исследованиями изотопного состава углерода в газовой-жидких включениях (газ, нефть, битумоиды) установлено не известное ранее явление квантового распределения изотопного сдвига $\delta^{13}\text{C}$. Поступление глубинного УВ-вещества является импульсным. Особенности его фазового состояния, широкий спектр физико-химических показателей и свойств отражает несколько циклов миграции во времени. Это также находит подтверждение в работах авторов [21, 22, 23].

Как уже отмечалось, одним из аргументов в пользу органической теории происхождения нефти и формирования месторождений УВ является соотношение изотопов гелия $^3\text{He}/^4\text{He}$ для различных геологических сред

(см. табл. 2). Главным при этом является отличие изотопного состава мантийного и осадочного гелия (порой на три порядка). Это утверждение опровергается результатами исследований этого соотношения в пределах Кольского п-ова, где в интрузивных ультраосновных породах соотношение $^3\text{He}/^4\text{He}$ меняется в очень широких пределах (от $1-2 \cdot 10^{-8}$ до $3,3 \cdot 10^{-5}$) [61].

В магматических породах столь высокие значения этого соотношения ранее обнаружены не были. Авторы справедливо утверждают, что в настоящее время отсутствуют однозначные метки, свидетельствующие о том или ином генезисе изотопов гелия, так как современный состав изотопов является продуктом многих процессов: степень дегазации расплавов, содержание радиоактивных минералов и длительность их распада, концентрация мигрирующих изотопов и их потери, сохранность изотопов, длительность и интенсивность постмагматических процессов и многое другое.

Это подтверждается результатами изучения изотопов углерода на севере Западной Сибири [12, 13]. Особое внимание при этом отводилось поиску причин, приводящих к изменению $\delta^{13}\text{C}$ свободных газов по площади и разрезу. На гигантской Надымско-Медвежьей газовой залежи с севера на юг величина $\delta^{13}\text{C}$ возрастает соответственно с -52,9‰ до -40,8‰, а в пределах Уренгойской залежи вниз по разрезу $\delta^{13}\text{C}$ меняется с -43,6 – -44,8‰ (глубина 1104–1150 м) до 42,6‰ (глубина 30 м). По разрезу газовых месторождений Ямальской нефтегазоносной области (НГО) $\delta^{13}\text{C}$ (в ‰) меняется следующим образом в отложениях различного возраста: валанжина – -32,4; апта – -40; альба – -39,2; сеномана – -47,6; в верхней части разреза (глубина 15–150 м) в многолетнемерзлых породах (K_2m-b-Q) эта величина составляет -70,4 – -76,8. На основе этого выделено два типа разреза: в первом наблюдается закономерное утяжеление изотопов углерода – миграционный генетический тип; во втором – относительно постоянное содержание $\delta^{13}\text{C}$ – сингенетический тип. Первый тип разреза устанавливается на многих газовых месторождениях и других регионах.

Таким образом, существующих в настоящее время данных явно недостаточно для однозначного решения вопроса о долях изотопов различных газов разного генезиса, и по этой причине преждевременно говорить о торжестве осадочно-миграционной теории происхождения нефти и формирования месторождений УВ на основе соотношения изотопов газов.

2.3. Минеральная (неорганическая) теория

Теория основана на регистрируемых широких процессах дегазации Земли и возможности синтеза УВ в лабораторных условиях путем катализа при различных давлениях, температурах и катализаторах – химическая основа минеральной теории. Эта теория впервые возникла в России в результате работ Д.И. Менделеева (карбидная гипотеза), впервые синтезировавшего нефть в лаборатории, и многочисленных работ П.Н. Кропоткина и его последователей.

В подтверждение минеральной теории приводят следующие факты:

1. Наличие нефти в отложениях фундамента или следы присутствия УВ в кристаллических, метаморфических, метасоматических и изверженных породах.

2. Наличие УВ в глубоководных субаквальных гидротермах срединных и окраинных хребтов океанов и морей.

3. Синтез широкого спектра УВ в лаборатории.

4. Связь с глубинными разломами, являющимися путями субвертикальной миграции флюидов, газовым и грязевым вулканизмом, обеспечивающим пути субвертикального восходящего движения.

5. Наличие аномально высоких пластовых давлений в различных частях осадочных отложений.

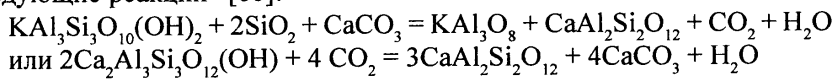
6. С позиций общих законов развития Земли объясняет присутствие в метеоритах углеродистых соединений и газожидких включений в минералах и кристаллических породах.

Палеогидротермальная деятельность фиксируется в газожидких включениях в минералах и породах различного генезиса. По результатам изучения флюидных включений в минералах жильных, метаморфических и магматических пород установлено [66], что эти включения не могли образоваться без поступления флюидов мантийного происхождения. На основании изучения около 100 анализов газовой фазы из алмазов и гранатов основных и ультраосновных ксенолитов в кемберлитовых трубках выделено две группы флюидных включений: 1) $\text{H}_2\text{O} - \text{N}_2 - \text{CO} - \text{CH}_4 - \text{C}_2\text{H}_2 - \text{C}_2\text{H}_6 - \text{C}_2\text{H}_8$; 2) $\text{CO}_2 - \text{N}_2 - \text{CO} - \text{CH}_4 - \text{C}_2\text{H}_2 - \text{C}_2\text{H}_6 - \text{C}_2\text{H}_8$. Для алмазов, образовавшихся на глубинах около 400 км $\text{H}_2/\text{H}_2\text{O}$ равно 4,2, а на глубинах около 120 км это соотношение равно 0,03. В минералах “сохраняются реликты (флюидных) включений с высокой, промежуточной и низкой плотностью”, что отражает “метаморфическую” эволюцию. Флюидные включения “захватываются растущими минералами на раз-

ных уровнях земной коры по мере подъема и остывания пород” [66]. В присутствии CO_2 волластонит (CaSi_3O_8) преобразуется в кальцит (CaCO_3) и кварц (SiO_2). Ортоклаз (KAlSi_3O_8) и ромбический пироксен в присутствии воды преобразуются в биотит ($\text{K(Fe, Mg)}_3\text{AlSi}_3\text{O}_{10}(\text{OH})_2$) и кварц (SiO_2).

Таким образом, флюидный состав магмы, мигрирующей к земной поверхности, включает соединения углерода и водорода, которые, попадая в осадочный чехол и вступая, возможно, в сложные реакции с органическим веществом биогенного происхождения, и образуют залежи нефти. Залежи углеводородов могут формироваться во всех литологических типах отложений, включая кристаллические.

Вместе с тем породы при метаморфизме могут выделять воду и углекислый газ. Например, “в среднетемпературных метапелитах протекают следующие реакции” [66]:



В ряде случаев включения представляют собой раскристаллизованную рапу, что невозможно без присутствия NaCl в мигрирующих растворах.

По мнению А.А. Кичка [68], ювенильные растворы (включая УВ) содержатся в породах фундамента в микроскопических количествах в полостях кристаллов.

В тектонически подвижных зонах (по всех их длине и ширине) объем горных пород составляет тысячи кубических километров, и при их переработке высвобождаются «колоссальные объемы флюидных включений. Большим количеством воды в валовом составе горных пород могут быть объяснены гидрохимические аномалии в виде опресненных вод, обладающие специфическим изотопным составом. Динамика движения флюидов по разломным зонам сложна, и формирование залежей необязательно должно осуществляться в первом от кровли фундамента коллекторе, а формируется в коллекторах, обладающих лучшими емкостными и фильтрационными свойствами. Этим можно объяснить отсутствие залежей (только их следы) в низах осадочного чехла нефтегазоносных бассейнов. Знакопеременные колебания тектонических напряжений определяют медленное вековое движение флюидов на более высокие уровни, что соответствует режиму “холодной” дегазации. Таким образом, дефлюидизация недр “является прямым следствием степени тектонической активности региона”» [68, с.232].

Включения УВ в перидотитовых ксенолитах (фрагменты верхней мантии Земли), базальтах, гранитах, офиолитах и ультрабазитах в различных районах мира (Австралия, Антарктида, Зимбабве, Индонезия, Италия, Канада, Кипр, Китай, Россия, Португалия, США, Турция, Филиппины, Япония и др.), содержат n -алканы C_1 - C_4 ; C_{10} - C_{33} или C_1 - C_6 ; C_{14} - C_{33} , а также изопрены C_{11} - C_{20} (пристан, фарнезан, фитан и др.), их концентрации изменяются от 0,1 до 500 г/т, а изотопов $\delta^{13}C$ от -20 до -28,9‰. Все эти породы образовались на глубинах 300–400 км при температурах 1000–1200°C и давлении до 3–4 ГПа. Первичные включения водорода, воды, углекислого газа, CO и УВ с концентрацией до 30–35 г/т обнаружены в природных алмазах Азии, Африки, Северной и Южной Америки. В кимберлитах также обнаружены УВ и нефть в количестве 1154–7087 г/т. Кимберлиты и алмазы с содержанием $\delta^{13}C$ от -0,5 до -31,9‰ образовались на глубинах до 400–500 км при температуре не ниже 1100–1250°C и давлении до 4–5 ГПа. Все это свидетельствует о возможности существования нефти и газа на больших глубинах при высоких температурах и давлениях, где биогенный материал отсутствует [50].

Дегазация Земли, сопровождающаяся вертикальной миграцией, установлена в многих НГБ. Приведем некоторые наиболее “свежие” примеры.

С осадочно-миграционных позиций о происхождении нефти трудно объяснить дифференциацию промышленных месторождений УВ различного состава и фазового состояния в пространстве. Примером могут служить Днепровско-Припятский авлакоген, в пределах которого выделяется Припятская преимущественно нефтеносная провинция (30 месторождений нефти) и Днепровско-Донецкая нефтегазосная провинция (более 200 месторождений нефти и газа) [27]. Нефтеносность Припятского прогиба невозможно объяснить с позиций органического происхождения нефти. Отсутствие газовых залежей при наличии соленосных отложений, препятствующих вертикальной миграции, не находит объяснения. В Днепровско-Донецкой провинции промышленная нефтеносность прослежена до глубины 5100 м, а газосность до 6300 м, в ее юго-восточной части распространены исключительно месторождения газа, в северо-западной – и газовые, и нефтяные, ближе к Припятскому прогибу – только нефтяные. Мощность осадочного чехла в северо-западной части достигает 6–6,5 км, что более чем достаточно для проявления как главной фазы нефтегазообразования, так и только газа. В этом районе месторождения УВ экранируются глинами и аргиллитами (в отличие от соле-

носных отложений Припятской впадины), которые в определенной мере могут быть проницаемыми в различные геологические эпохи и способствовать вертикальной миграции газа.

Таким образом, попытки увязать главные стадии нефтеобразования (глубины более 6 км и температуры 180–250°C) и стадии катагенеза с пространственным распределением месторождений УВ не увенчались успехом. Латеральная миграция на большие расстояния, которая могла бы способствовать скоплению месторождений УВ (объяснения сторонников органического происхождения нефти), в данных условиях исключается. Более вероятное объяснение этим фактам (пространственной дифференциации по площади и разрезу месторождений УВ) можно дать с позиций минерального (глубинного) синтеза УВ, связанного с дегазацией Земли (концепция Н.С. Безродного единстве связи рудного и углеводородного формирования месторождений – нафтометаллогения) [27].

Основные аргументы против абиогенного происхождения нефти:

1. Отсутствие в соединениях синтезированной в лаборатории нефти структур, близких к структурам органических соединений живых организмов.

2. Оптические свойства синтезированной нефти отличаются от нефти биогенного происхождения.

Рассмотрим эти аргументы в свете новых данных.

Искусственный синтез углеводородов

Минеральная гипотеза включает два основных направления: эндогенный и метасоматический генезис УВ, а также синтез УВ в лабораторных условиях. Для подтверждения искусственного синтеза УВ приводятся результаты реакции Фишера–Тропша, продуктами которой могут быть (в зависимости от термодинамических условий): н-алканы, олефины, в незначительных количествах изо-алканы и ароматические УВ, “ни изоприноиды, ни цикланы таким путем синтезированы не были”. Кроме того, для протекания этой реакции необходимы высокие температуры и нормированное соотношение CO_2 и H_2 , “что в природных условиях вряд ли имеет место в заметных масштабах” [6].

В последние 30 лет исследователями разных стран осуществлен большой объем каталитического (неорганического) синтеза УВ. В начале это были каталитические системы Фишера–Тропша. В последние 20 лет осу-

шествовались каталитические исследования синтеза УВ из CO , CO_2 и H_2 на биофункциональных каталитических системах в присутствии металло-содержащих (Fe , Ni , Co , Mo и др.) катализаторов, а также в металло-окисных системах в смеси с глинами, SiO_2 , Al_2O_3 и цеолитами при температурах 220–450°C. Полученные УВ изменяются от преимущественно метана до смеси жидких УВ (C_{20+}) с различным содержанием олефинов, н-алканов, изопарафинов, ароматических УВ, и были сравнены с природными УВ газоконденсатных месторождений [33, 57 и др.]. По данным В.А. Краюшкина [50], продуктом каталитического синтеза являются нормальные и изоприноидные и другие УВ (по данным О.К. Баженовой, изоприноиды не были синтезированы в лабораторных условиях). При этом нефть содержит ряд C_2^+ , имеет $\delta^{13}\text{C}$ от -65‰ при 127°C до -20‰ при 227°C при синтезе нефти из H_2 и CO_2 , или же -25 и -14‰ соответственно при синтезе нефти из H_2 и CO .

Таким образом, расширение спектра исходных компонентов и катализаторов в различных термодинамических условиях позволяет получать все больший ряд синтезированных УВ, приближающихся по своему составу к природным.

Оптические свойства нефтей

Одним из важных аргументов, приводимых в пользу осадочно-миграционной теории происхождения нефти, является несоответствие оптических свойств синтезированной и природной нефти. «Оптическая активность нефтей, отражающая хиральную чистоту биологических систем, ограниченное количество изомеров УВ в нефти – следствие избирательного накопления их в живых организмах – эти свойства нефти являются бесспорным свидетельством ее генетической связи с биогенным веществом. Исходное вещество нефти независимо от источника углерода – эндогенного, космического, биогенного, в своей предыстории обязательно должно пройти через “жизнь”» [6].

Оптическая активность нефти связана с тритерпанами, стеранами и гопанами во фракциях при температуре более 420–450°C. Это подтверждает биогенную теорию происхождения нефти из живого вещества. Однако эта связь неочевидна. Не объясним пока механизм миграции микрофоссилий и реликтовых структур в скопления нефти “в относительных количествах и соотношениях как по молекулярной массе, так и по

химической структуре, что и в рассеянном состоянии” (Ю.П. Пиковский, 1986 г.). Эта геохимическая корреляция должна быть объяснена механизмом миграции. Каким образом “мигрирует тяжелый остаток, содержащий основную массу стеранов, тритерпанов и гопанов”, определяющих оптические свойства нефти, “а также смолы, асфальтены и микроэлементы”? Каким образом сохраняются геохимические свойства микронепти на протяжении многих миллионов лет необходимых для процесса нефтеобразования, с последующим их сохранением в различных геологических условиях, также неоднократно меняющихся за эти многие миллионы лет? Нефть, так же как и породы их вмещающие, испытывает постоянные квазипериодические изменения под влиянием многих геологических процессов, прежде всего геодинамических, термодинамических, катагенетических и других, и поэтому ее физические и химические свойства также должны меняться во времени. Возможно, по этой причине в пределах одного месторождения, испытывающего разнонаправленные вертикальные движения отдельных блоков (непостоянное в пространстве поле напряжений – зоны растяжения или сжатия), меняются геохимические свойства нефти и газов [24].

Приведем результаты одного из последних исследований, посвященного оптическим свойствам нефтей [71]. Ю.Д. Пушкарев утверждает, что определение оптических свойств нефти лишено смысла, так как в одном и том же образце “могут присутствовать одновременно левовращающиеся, правовращающиеся и неврещающиеся или оптически инертные компоненты... Способность нефтей вращать плоскость поляризации вправо вторична и обусловлена селективной переработкой левовращающихся соединений теми бактериями, которые живут в нефти и питаются ею, в то время как левовращающиеся компоненты нефти есть не что иное как остатки самих бактерий. Отсюда следует, что присутствие в нефтях останков таких бактерий лишает генетической информативности биогенные маркеры в нефтях, идентичные ей по изотопному составу углерода” [71].

Приведем еще одно доказательство, опровергающее органическую гипотезу формирования нефти. “Слабость” осадочно-миграционной “теории” заключается также в следующем: во-первых, в лабораторных условиях не доказана возможность преобразования органических остатков в нефтяное вещество; во-вторых, отсутствие в нефтематеринских породах остатков ОВ, полностью не преобразованных в нефть (целлюлоза, хитин, кости и др.), и остатков микронепти или следов ее присутствия

(физическая невозможность полного завершения процессов миграции микронепти без присутствия следов ее миграции), а также месторождений нефти и газа [85].

Таким образом, отсутствие оптической анизотропии у синтезированной нефти не является достаточным условием для того, чтобы сделать однозначный вывод о генезисе нефти, так как во времени оптически активные УВ-соединения превращаются в инертные и их соотношение во времени не остается постоянным, а расширение спектра катализаторов позволяет получать все более широкий спектр синтезированных УВ.

Палео- и современная гидротермальная деятельность связана с геодинамически активными зонами в пределах НГБ. Давно установленная связь нефтяных и газовых месторождений с тектонически активными зонами и современными геодинамическими процессами позволяет классифицировать территории по этим признакам и выделять месторождения УВ геодинамического типа. В работе В.Ф. Горбачева [14] на основе тектоники дается их классификация с оценкой перспектив.

В пределах платформенных структур наибольшими перспективами нефтегазоносности обладают структуры типа авлакогенов (палеорифты), которые характеризуются сокращением мощности коры, обратным рельефом фундамента, мощными толщами осадочных пород, наличием диапиров, которые могут образовывать несколько стадий рифтогенеза, каждой из которых соответствует нефтегазоносный комплекс, генерирующий и аккумулярующий УВ. В качестве примера приводится Печоро-Колвинский авлакоген с тремя стадиями рифтогенеза: байкальский, каледонский и герцинский, и Донецко-Припятский авлакоген [59].

Результатами изучения глубинного строения Западной Сибири установлены зоны напряжения и сжатия, а также широкое развитие надвигов в фундаменте и низах осадочного чехла в пределах широтного Приобья.

Исходя из вышеизложенного, очевидны критерии поисков месторождений УВ. Прежде всего это тектонически активные зоны, области, прилежащие к глубинным разломам, зоны сочленения крупных структур высокого порядка и т.д. Затем выявление коллекторов, в которых возможна активная боковая миграция от зон глубинных разломов, ограниченных покрывками. Опробование необходимо проводить по всему разрезу осадочного чехла. Если открыты залежи УВ в верхних частях разреза, то они или явные следы их раннего присутствия непременно будут найдены и в нижележащих отложениях.

В работах М.В. Багдасаровой описываются геодинамические типы месторождений [2]. На основании изучения геофизических полей на стационарных геофизических полигонах, а также анализе всей геологической информации установлено следующее.

Речицкий разлом (Припятская впадина) контролирует основные месторождения нефти, характеризуется вертикальной зоной разуплотнения коры и верхней мантии, а также повышенными температурами. В пределах этого разлома осуществляется вертикальная миграция флюидов. Миграция определяет вариацию геофизических полей (магнитного, гравиметрического).

Терско-Каспийский прогиб контролируется глубинными разломами. Основные зоны нефтенакопления, также контролируемые этими разломами, характеризуются зонами разуплотнения и более высокой проницаемостью, повышенными температурами, активными вертикальными блоковыми движениями различного знака. Зоны повышенной трещиноватости и проницаемости проявляются главным образом в узлах пересечения разрывов различного простирания. Активная современная вертикальная восходящая разгрузка зафиксирована в виде термальных источников, иногда с пленкой нефти. Прогиб характеризуется чередованием зон разуплотнения и сжатия, так же как в Припятской впадине.

Основная емкость коллекторов, тяготеющих к разломам, на больших глубинах связана с вторичной пористостью, кавернами и трещинами. По периферии залежей нефти развиты зоны вторичной цементации и перетложения минерального вещества (окремнение, вторичная кальцитизация, анкеритизация, сидеритизация, ангидритизация и др.), нередко экранирующие залежь и сходные с зонами гидротермального метасоматоза. Месторождения нефти оконтуриваются опресненными подземными водами. Последнее, по мнению авторов настоящей работы, связано фазовыми переходами при изменении термодинамических условий (см. выше). Это обстоятельство свидетельствует о поступлении вещества флюидов из глубинных сфер и позволяет рассматривать нефтегазоносные территории в качестве “гидротермальных поствулканических эманаций в ходе дегазации Земли” как в прошлые геологические эпохи, так и в настоящее время [2]. Последнее, в частности, подтверждается нахождением в майкопской толще глыб и обломков карбонатных пород мелового возраста в Терско-Каспийском прогибе. Эта тоща пропитана высоконапорными флюидами, образующими глинистые диапиры. Восходящие флюиды различаются химическим составом, температурой, давлением, временной ди-

намикой и сопровождаются геодинамическими процессами различной интенсивности.

Рассматривается два типа месторождений УВ [2]: с “активными и низкими флюидодинамическими параметрами” (в зависимости от активности восходящей миграции флюидов). Описана геодинамическая характеристика месторождений УВ с активной флюидодинамической системой (на примере Эльдаровского месторождения Терского хребта – *альпийская зона складчатости*). Эти месторождения характеризуются: “высокой обводненностью осадочного разреза в целом, ... разгрузкой флюидов по зонам трещиноватости до поверхности, относительно низкой минерализацией пластовых вод, многоэтажностью УВ-скоплений разного фазового состояния со сложно экранированными залежами, развитием зон с АВПД в нижнем этаже и переходной зоне, развитием трещиноватости компетентных пород в результате гидроразрыва, проявлением глиняного диапиризма и грязевого вулканизма”. Месторождения с “малоактивными флюидодинамическими параметрами” показаны на примере Припятской впадины (рифтовая внутриплатформенная структура – древняя платформа). Флюидные системы представлены в этом случае высокоминерализованными рассолами (до 600 г/л), содержащими нефтяные УВ с незначительным содержанием газа. Восходящая разгрузка таких флюидов осуществляется на глубинах до 1000 м от поверхности земли (скрытая разгрузка). Вместе с тем здесь установлена (гелиеметрическим опробованием) сквозная разгрузка и глубинная природа флюидов. Для этого типа месторождений характерны: меньшие масштабы проявления; как метасоматическое преобразование пород, так и соляной диапиризм. В целом характерные черты месторождений с малоактивным флюидодинамическим режимом, проявляющимся на древних платформах, сводятся к следующему: 1) наличие высокоминерализованных рассолов, содержащих нефть с незначительным количеством газа; 2) преобладание скрытой разгрузки флюидов; 3) агрессивность рассолов, что определяет локальное преобразование пород в зонах миграции современных гидротерм (в приразломных зонах); 4) соляной диапиризм; 5) образование вторичных коллекторов и экранирующих зон.

В пределах южной и западной частей Сибирской платформы выявлены зоны растяжения и сжатия. Все открытые месторождения на юге платформы связаны с зонами растяжения. Знакопеременные зоны напряженного состояния находят отражение в современных геоморфологических формах рельефа. Это позволило разработать модель для прогнозной оцен-

ки перспектив нефтегазоносности и применить ее для севера Западной Сибири. Созданная модель подтвердила известные месторождения УВ, и на ее основе выделены перспективные участки для поисков скоплений УВ [82].

Неучет современных геодинамических процессов не только снижает результативность поисков месторождений УВ, но и не позволяет создать модель разработки месторождений УВ, отражающую реальную природную ситуацию, что приводит к существенным сложностям при их эксплуатации (чаще всего к неподтверждению эксплуатационных запасов). На это указывают многие исследователи.

В частности, в работе [67] неподтверждение балансовых и извлекаемых запасов нефти объясняется неучетом современных геодинамических процессов, приводящими к уменьшению (зоны сжатия) или увеличению (зоны растяжения) фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов и покрышек. Помимо прочего, ФЕС существенно зависят от напряженно-деформационного состояния. “Наложённые неоднородности наряду с седиментационными оказывают различное влияние на величину запасов УВ”, так как сжимаемость пор ($n \cdot 10^{-4}$ МПа) существенно меньше (около 2 порядков) сжимаемости трещин ($n \cdot 10^{-2}$ МПа). Результаты исследований (с помощью меченых растворов) выявили наличие зон высокого дренирования. В условиях неравномерного объемного сжатия увеличивается объем пород за счет раскрытия имеющихся трещин и образования новых (процесс дилатансии), что нередко приводит к процессам растворения (“коррозия под давлением”) с образованием каверн и “катаклазитов” во всех литотипах пород, особенно в карбонатных. Необратимые деформации, по данным авторов, приводят к увеличению проницаемости до 6 порядков. При изучении влияния снижения давлений в эксплуатационных скважинах в баженовской свите Салымского месторождения (трещинные коллектора) установлены три стадии деформации: упругая, пластическая и дилатансионная, что нашло отражение на индикаторных диаграммах, зависимости суммарного отбора нефти от текущего пластового давления и коэффициента продуктивности от забойного давления. Добыча нефти из зон растяжения превышает 85%, на участках же сжатия дебиты скважин низкие и нестабильные и резко снижаются при депрессиях на пласт 10–20 МПа. Скважины, расположенные на участках с аномальным сжатием, характеризуются непромышленными притоками или вовсе являются сухими (скв. 705 с горизонтальным стволом около 300 м).

На примере Астраханского месторождения показано, что в зонах латерального сжатия давление в сумме с давлением бокового распора превышает 65 МПа и все вертикальные трещины закрыты, и скважины, пробуренные в этой зоне, оказались сухими (скв. 316Э) или с низкими дебитами (скв. 55Э, 717Э и др.). Скважины эти находятся в центре месторождения, в зоне наиболее высокого положения комплекса и с традиционных позиций должны были бы быть наиболее продуктивными. В такой же ситуации оказалась Володарская глубокая скважина на Астраханском своде. В данном случае зона сжатия является непроницаемой или слабопроницаемой границей, по авторам – “боковой экран”, что исключает возможность латеральной миграции флюидов в пределах месторождения. Аналогичная ситуация наблюдается на Тенгизском месторождении (при этаже нефтеносности более 1,5 км) и Салымском нефтяном месторождении [67]. Увеличение эффективного напряжения с ростом глубины залегания и аномального сжатия, особенно в обрамлении зон разуплотнения, приводит к закрытию и залечиванию трещин, коллектора переходят в разряд покрышек, боковых экранов (границы блоков) для большинства литотипов пород (ангидриты, доломиты, известняки, аргиллиты, алевролиты и др.), что приводит к формированию “ячеистых” (зонально-блоковых) систем с различными ФЕС.

Проведенные авторами многолетние исследования свидетельствуют о широком диапазоне изменения ФЕС коллекторов и покрышек, которые зависят от условий осадконакопления, вторичных изменений, палео- и современного напряженно-деформационного состояния пород, гидротермальных процессов, и подтверждают выводы В.И. Дюнина (1985, 2000 гг.). Авторы справедливо полагают, что при разработке месторождений необходимо учитывать “ячеистое” (зонально-блоковое) строение, высокую латеральную и вертикальную неоднородность строения коллекторов и покрышек (слоисто-блоковое, по В.И. Дюнину и А.В. Корзун, 2001 г.) В работах [21–25] ранее были даны аналогичные рекомендации при проектировании не только разработки месторождений УВ, но и всех стадий геологоразведочных работ.

В работе Н.П. Запивалова [28] на геофлюидодинамической основе предлагается осуществлять поиск месторождений УВ. Флюидодинамика неизбежно сопровождается физико-химическими процессами растворения, выщелачивания и новоминералообразованиями, которые имеют широкое развитие в палеозойских и меловых отложениях Западной Сибири. Эти процессы создают минералогическую и геохимическую “мо-

заику”, проявляющуюся на разных глубинах. С целью развития теоретических основ геофлюидодинамики автор предлагает на месторождениях УВ организовать мониторинг. Развитие сейсмических методов исследования, учитывающих следствие геофлюидодинамических процессов (включая геодинамические процессы и зоны напряженного состояния флюидонасыщенных объектов), будет способствовать повышению эффективности поисков месторождений УВ.

Таким образом, в настоящее время сколько-нибудь значимых аргументов против минеральной гипотезы формирования УВ нефтяного ряда не существует.

2.4. Космическая гипотеза

Впервые космическая гипотеза была сформулирована в 1889 году В.Д. Соколовым.

В настоящее время космическая гипотеза формирования месторождений УВ продолжает развиваться, в основном базируясь на астрофизических исследованиях.

По мнению сторонников космической гипотезы, существующие теории органического и неорганического происхождения нефти не в состоянии ответить на следующие три вопроса:

1. В чем причина приуроченности скоплений УВ к определенным геологическим формациям на всех континентах?
2. Почему месторождения УВ “сосредоточены главным образом в зонах несогласного залегания осадочных отложений”?
3. В чем причина однотипности по коренным физико-химическим свойствам нефтей земного шара? [37].

По мнению авторов космической гипотезы, источником нефти может служить космос. При этом астрофизические аспекты кратко сводятся к следующему. Солнечная система, вращаясь вокруг галактики, возможно, испытала не менее 10 столкновений с межзвездными облаками, обладающими чрезвычайно высокой концентрацией частиц, свыше 10^4 см^{-3} и не менее 100 столкновений с микроглобулами с концентрацией около 10^5 см^{-3} . Эти облака характеризуются преобладанием молекулярного водорода, большим относительным содержанием высокомолекулярных соединений (включая УВ) и пыли, часто в виде аморфного углерода. При соответствующих скоростях солнца и облака динамические давления по-

токов вещества облака и солнечного ветра уравниваются с неизбежной аккрецией вещества на поверхности Земли. Под действием солнечного излучения и “ударной волны” образуются комплексы молекул алканов, полициклических ароматических УВ, кластеры углерода с числом атомов более 30 и т.д. Эти комплексы выпадают на поверхность Земли “в виде вещества, близкого по составу к нефти или как минимум к одной из ее фракций” [37].

С перечисленными процессами связывают оледенения, закономерности кратерообразования, массовые вымирания видов и др.

Общее количество нефти за всю историю развития Земли составляет, по расчетам авторов космической гипотезы, не менее 10 000 млрд. т. При этом не исключено, что нефть выпадала на поверхность Земли в виде “нефтяных дождей”, не претерпевая изменений при прохождении через атмосферу. Поступающая из космоса нефть может терять легкие УВ и переходить в разряд битумов и тяжелых нефтей. В процессе осадконакопления и погружения битумонасыщенных толщ при необходимых термодинамических условиях и при поступлении УВ газов из мантии может образовываться “новая” нефть, “которую можно рассматривать как детище Земли и Космоса”. В случае поступления УВ газов из мантии нефть может образовываться или на месте расположения битумов, или мигрировать со сжатыми газами в вышележащие отложения.

В природных нефтях установлено более 60 микроэлементов, включая металлы, которые были привнесены мантийными газами при высоких температурах паров этих элементов (Н.С. Бескровный, 1986 г.). По этой причине авторы космической гипотезы предлагают все толщи, содержащие битум, рассматривать как нефтематеринские, что не исключает возможность образования небольших объемов нефти, газовых и газоконденсатных месторождений за счет дегазации Земли.

Не подвергая сомнению астрофизические аспекты этой проблемы (не являясь специалистами в этой области), отметим следующее:

1. Если Земля и вся Солнечная система в некоторые этапы своего развития проходит сквозь облака высокой плотности и аккрецирует на своей поверхности УВ космического генезиса, то почему нефтяные залежи не занимают всю поверхность Земли, а имеют относительно локальное распространение? То же касается оледенений, кратерообразования и вымирания видов.

2. Каким образом объяснить появление нефти в отработанных и брошенных месторождениях (Урало-Поволжье и др.), а также в обрабатыва-

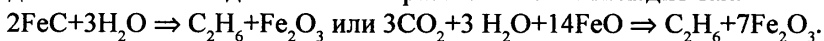
емых (Северный Кавказ, Салым, Средняя Азия и др.), где эти притоки нефти зафиксированы и формируются на глазах человека?

Сосредоточенность залежей УВ в зонах несогласного залегания отложений легко объяснялась и объясняется с позиций теории неорганического происхождения нефти. Несогласное залегание пород связано с тектонической активностью и подвижками в осадочном чехле, так же имеющими квазипериодический характер. Именно с разломами различного заложения связаны пути миграции вещества при дегазации Земли.

Приуроченность залежей УВ и битума к определенным периодам развития Земли также легко объясняется периодической тектонической активностью развития Земли.

Что касается однотипности коренных физико-химических свойств нефтей, это не объясняется ни существующими теориями, ни вновь предложенной космической теорией происхождения залежей УВ. Это связано в основном с тем, что ни газы мантийного происхождения, ни аккрецированное космическое вещество в первичном их состоянии, ни капельно-жидкая нефть органического происхождения не изучены и маловероятно, что будут изучены в ближайшее время, поскольку под вопросом остается состав исходного вещества, участвующего в образовании УВ. Этот вопрос пока остается открытым.

Влияние космоса на происхождение нефти затрагивается также в работе [54], в которой утверждается, что “первоисточником углеводородов на Земле является железное ядро нашей планеты”. Железо под действием нейтрино, поступающих из космоса, разлагается на кальций и метан, а также на кислород, воду и гелий, о чем косвенно свидетельствует газовое дыхание Земли. Одна из схем образования УВ выглядит так:



Таким образом, автор утверждает, что чистой органической теории происхождения УВ в принципе быть не может: “она должна быть либо органо-неорганической, либо неорганической”.

Утверждение автора о значимой роли нейтрино космоса неверно, так как нейтрино космоса не в состоянии проникнуть на сколько-нибудь значимые глубины и задерживается в приповерхностных частях осадочного чехла. По этой причине построения автора не верны.

Как отмечает А.Е. Кулинкович, Земля испытывает влияние не только Солнечной системы, но и Галактики и Мегалактики. Около 0,6 млрд. лет назад Земля испытывала “крупномасштабный развал атомов железа на кальций и магний”, что привело к увеличению кальция в гидросфере

и притоку легких ювенильных химических элементов, что в свою очередь привело к резкому увеличению биомассы. Увеличение кальция привело к возникновению скелетообразующих организмов, характерных для фанерозоя [55].

Цикличность нефтегенеза следует рассматривать не с позиций органического происхождения нефти, а с позиций цикличности “галактотараксии” (активности Солнечной системы и Галактики), что объясняет “волны жизни и нефтегенеза”. С повышением тектонической активности как следствия активности Галактики (Мегагалактики и Солнечной системы) увеличивается объем поступления “легких химических элементов” и происходит “вспышка жизни”. За 0,5 млрд. лет автор выделяет тринадцать циклов активности (начиная с вендского времени), а четырнадцатый, начавшийся в неогене, продолжается по настоящее время [55].

В работе А.А. Баренбаума [8] дается критика биогенной и абиогенной гипотез происхождения нефти и предлагается иная (без названия), связанная с космическими процессами, определяющими синтез УВ. Его критика биогенной и абиогенной гипотез сводится к следующему: 1) первая сформировалась, опираясь на опыт поисков, разведки и эксплуатации месторождений УВ на континентах; 2) вторая базируется только на химической теории каталитического синтеза УВ.

Обе гипотезы не могут объяснить всех наблюдаемых фактов. УВ нефтяного ряда могут иметь и биогенное, и абиогенное происхождение. Доля их участия в геологической истории может меняться: периоды низкотемпературного синтеза (биогенный процесс) сменялись еще более продолжительными периодами высокотемпературного катализа (абиогенный процесс). Органики рассматривают движение воды (УВ-флюидов) из нефтематеринских пород в ловушки; неорганики для доставки тех же УВ в те же ловушки – из каналов дегазации. Эти два процесса следует рассматривать как взаимодополняющие в процессе генерации нефти. Кометы, бомбардирующие Землю, являются главным поставщиком углерода и воды, а также причиной нагрева ее астеносферы (мантии). Круговорот воды и углерода биосферы – единый глобальный процесс, протекающий, по мнению автора, со скоростью $2,7 \cdot 10^{17}$ г/год. Единство этого процесса обеспечивается активным участием живого вещества (составной элемент круговорота воды), углерода и кислорода со скоростью геохимического круговорота, равной скорости циркуляции вод подземной гидросферы. Биогенный и абиогенный синтез УВ должен включать два процесса: 1) квазипериодическое поступление на Землю космического угле-

рода и воды; 2) перенос подвижного углерода метеорными водами через земную поверхность при глобальном геохимическом круговороте [55].

2.5. Осадочно-неорганическая гипотеза

Осадочно-неорганическая гипотеза предложена группой исследователей. Гипотеза основана на том, что нефтяные УВ формируются в верхних частях земной коры, где водород мантийного происхождения соединяется с седиментогенным углеродом [85]. Это процесс постоянный. Отличие от неорганической теории заключается в том, что из земной коры поднимается не “готовая” нефть, а ее составляющая, необходимая часть в виде водорода.

Основным аргументом является приуроченность преобладающей части месторождений УВ к геосинклиналям, рифтам и впадинам земной коры, в пределах которых сосредоточены значительные запасы углерода (большие мощности осадочных пород) и поступает большое количество ювинильного водорода.

Критикуя основы органической “теории” происхождения месторождений нефти и газа, авторы утверждают, что в лабораторных условиях не доказана возможность преобразования органических остатков в нефтяное вещество, и указывают на отсутствие в нефтематеринских породах остатков ОВ, полностью не преобразованных в нефть (целлюлоза, хитин, кости и др.), а также остатков микронефти или следов ее присутствия (физическая невозможность полного завершения процессов миграции микронефти без присутствия следов ее миграции).

Критика неорганической гипотезы со ссылками на Н.А. Кудрявцева (1951 г.), В.Б. Порфирьева и И.В. Гринберга (1966 г.) заключается в недостаточности изученности мантийных УВ по количеству и качеству, неясности в вопросе о механизме миграции – это сплошные потоки или пульсирующие, отсутствии удовлетворительного объяснения приуроченности месторождений нефти к геосинклиналям, рифтам, синеклизам [85].

Указанные авторами слабости осадочно-миграционной гипотезы вполне объясняются с позиций неорганической теории (см. выше). Исключение составляет первая позиция. Но количество и качество первичных составляющих, необходимых для формирования УВ, является “слабостью” всех гипотез (теорий), включая вновь предлагаемую авторами осадочно-неорганическую.

Авторы справедливо утверждают, что наличие водорода мантийного происхождения не нуждается в доказательствах. Но также не нуждается в доказательствах мантийное происхождение углерода. Этот факт давно известен, и почему авторы его игнорируют, остается неясным.

В работе [73] поддерживается осадочно-неорганическая теория происхождения нефти и предложен дополнительный источник водорода. Дополнительным источником водорода могут быть дробленые минералы, в решетке которых находится водород, который при нагревании выделяется в свободную фазу, и чем выше температура, тем большее количество водорода выделяется. Выводы подтверждены экспериментальными данными. Однако нет хотя бы приблизительных оценок масштаба этого явления: количества выделяемого водорода, характеристик степени раздробленности минералов, данных по температуре.

Некоторые исследователи считают, что осадочно-неорганическая теория происхождения нефти должна дополняться участием микробиологических процессов. Источником для биогенеза могут быть как рассеянное ОВ, так и уголекислота, водород и азот, поступающие из недр Земли [63].

Близко к осадочно-неорганической гипотезе происхождения нефти находятся представления А.А. Бардина [7], которые сводятся к следующему. Углерод нефти – органического происхождения, а водород – глубинного происхождения. Избыточный глубинный водород является селективным адсорбентом, растворителем и транспортирующим агентом нефти.

Энергетическая основа нефти – это привнесенная водородом остаточная энергия ядерного распада. Движущая сила миграции УВ – это сочетание давления глубинной дегазации и волновых колебательных движений в литосфере. Нефть конденсируется из метана непосредственно в ловушке. Зона нефтеобразования соответствует температурной зоне каталитической, экзотермической реакции гидрирования. Высокосернистые и кислородсодержащие нефти недогидрированы за счет ослабления водородного фона мощной осадочной толщей. Возможны глубокозалегающие месторождения метана в надсолевых глубокопогруженных комплексах, в зонах трещиноватости, образованной неразвивающимися диапирами.

Наукообразность этих представлений очевидна и свидетельствует, как было показано во введении, об одностороннем подходе к рассматриваемой проблеме.

2.6. Минерально-органическая гипотеза

С нашей точки зрения, происхождение нефти можно объяснить, объединив все аргументы в пользу этих на первый взгляд антагонистических точек зрения, рассмотренных нами выше. При этом следует исходить из наиболее общих законов развития Земли.

Несомненно глобальное распространение органического вещества, захороненного в осадочном чехле отрицательных структур в процессе седиментации. Не подвергается сомнению возможность образования рассеянной микронепфти из захороненного органического вещества в осадочных отложениях при определенных термодинамических условиях (в том числе главной фазы или зоны нефтеобразования) и возможность ее миграции. Остаются лишь неясными силы, под действием которых осуществляется эта миграция. Несомненным явлением являются также процессы дегазации Земли, что подтверждается многочисленными фактами.

Пульсационно-флюидогеотермодинамическая модель формирования глубоких флюидов, предложенная авторами [21, 22], объясняет движущие силы, различные аномалии в физических и геологических полях в нижних и средних частях разреза ОБ, а также происхождение нефти и формирование месторождений УВ по следующим причинам:

1. Высокая температура гидротерм активизирует процессы образования микронепфти на всех уровнях геологического разреза осадочных отложений в зонах, прилегающих к каналу внедрения (как правило, зоны разломов), т.е. главная фаза нефтеобразования в течение длительного времени может существовать по всему разрезу осадочных отложений, где создаются оптимальные для этого процесса температурные условия.

2. Поднимаясь вверх по разрезу, газоводяная смесь захватывает с собой образовавшуюся на этот момент микронепфть и органическое вещество в вышележащие отложения. Это подтверждается наличием древних палинологических форм в молодых осадках. Газоводяная смесь формирует вторичную пористость за счет образования трещин гидроразрыва, создает градиенты пластовых давлений, значительно превышающих градиенты в нормальных условиях, создавая необходимые предпосылки для движения глубоких флюидов во всех направлениях.

3. В создаваемых пластовых флюидных интрузиях при смене термодинамических условий происходит дифференциация вещества флюида и образование нефтяных и газовых залежей, сохранение которых обеспечивается формированием непроницаемых или весьма слабопроницаемых

границ за счет процессов новоминералообразования, неизбежно возникающих при смене термодинамических условий. Неслучайно в кровле и подошве месторождений УВ залегают опресненные подземные воды, ранее растворенная часть которых перешла в твердую фазу.

4. Кроме того, внедряющаяся в осадочный чехол газоводяная смесь несет с собой широкий спектр УВ мантийного происхождения (дегазация Земли), которые смешиваются с имеющейся в осадочных отложениях микронептью и микронептью, формирующейся в процессе внедрения, создают различные по объему залежи УВ, в том числе и гигантские. По результатам изучения флюидных включений в минералах жильных, метаморфических и магматических пород установлено, что эти включения не могли образоваться без поступления флюидов мантийного происхождения.

Таким образом, флюидный состав гидротерм, мигрирующих к поверхности земли, включает соединения углерода и водорода, которые, попадая в осадочный чехол, могут вступать в сложные реакции с ОВ биогенного происхождения. Залежи УВ могут формироваться во всех литологических типах отложений, включая кристаллические. Процессы смешения и захвата нефти биогенного происхождения придают УВ мантийного происхождения геохимические черты нефти биогенного происхождения, и наоборот. Расположение залежей УВ в вертикальном разрезе и их сохранение контролируются двумя процессами: исходящей энергией газовойжидкой смеси мантийного происхождения и наличием покрышек, которые могут формироваться во всех литологических разностях пород за счет процессов новоминералообразования.

Геохимические свойства нефтей также могут быть различными в зависимости от многих причин: количества микронепти в осадочных отложениях (существовавшей до внедрения и образовавшейся после внедрения) и углеводородных соединений мантийного происхождения, количества имеющейся в породах органики и т.д. Эти различия могут существовать даже в пределах одного месторождения, что нередко наблюдается на конкретных месторождениях.

Предлагаемая гипотеза формирования нефти и залежей УВ может быть названа **минерально-органической** (см. ниже). Она увязывает между собой все аргументы осадочно-миграционной и минеральной теорий формирования УВ и согласуется с общими законами развития Земли.

3. ФУНДАМЕНТ – ПРОЯВЛЕНИЯ И МЕСТОРОЖДЕНИЯ УВ

Фундамент является связующим звеном между осадочным чехлом, корой и верхней мантией. Поэтому нефте- и газопроявления, а также месторождения УВ в отложениях фундамента являются прямым доказательством минеральной гипотезы происхождения нефти и формирования месторождений УВ. Объяснение сторонниками органической гипотезы происхождения нефти ее миграции в положительные выступы фундамента из окружающих впадин, выполненных осадочными отложениями, неверно из-за отсутствия латеральной миграции на сколько-нибудь значительные расстояния и из-за пластово-блокового строения нижних частей разреза осадочного чехла и самого фундамента.

Приведем некоторые примеры наличия в фундаменте нефте- и газопоявлений и месторождений УВ.

На Тимане фундамент сложен средне- и верхнерифейскими отложениями мощностью 2,3–3,0 и 4,1 км, а также вендскими отложениями мощностью 3,2–5,7 км. Нефтепроявления в породах фундамента установлены на Чибьюском, Верхнечутинском и Изкосягоринском месторождениях, Зеленецкой, Чернореченской, Леккемской, Тиманской и других площадях, а также фиксируются в коре выветривания фундамента на глубинах 0–25 и 194–244 м от кровли сланцев.

Месторождения нефти, нефте- и газопроявления в фундаменте обнаружены во многих районах Тимана. Наличие нефти в отложениях, залегающих ниже доманиковой формации на Тимане и в Притиманье, представители органической теории происхождения нефти объясняют миграцией нефти из отрицательных структур в направлении положительных на расстояние до 300 км, что противоречит законам физики и выводам, полученным по данным гидрогеологических исследований, исключающих латеральную миграцию на значительные расстояния [21–25].

Многочисленные нефте- и газопроявления в рифейских отложениях выявлены в пределах Тиманского поднятия. Так, на Ярегской структуре Ухто-Ижемского вала в трещиноватых породах рифейского возраста отмечаются примазки густой нефти, включения асфальта и твердого битума. Нефтепроявления фиксируются здесь до глубины 300 м от кровли рифейского комплекса [48]. В кровельной части рифейских отложений здесь присутствуют битуминозные песчаники, которые прослеживаются на расстояние 4,5 км при ширине этой зоны от 0,3 до 1,2 км. В некоторых скважинах Ярегской площади на глубинах свыше 30 м от кровли рифея имели место выбросы углеводородного газа из углисто-глинистых сланцев, а выделения газа из подземных вод отмечались практически по всему вскрытому разрезу (360 м), в составе газа до 90% метана. Здесь же, в скв. 700, битуминозность и повышенное содержание газа прослеживаются до глубины 1661 м [80]. При бурении скважин на нефть и газ на площади Водный Промысел еще в начале сороковых годов из рифейских отложений были получены промышленные притоки газа, содержащего до 96% метана. Газопроявления здесь прослежены от поверхности рифея до глубин 430 м внутри него, причем наиболее интенсивные газопроявления наблюдались на глубине 150 м. Максимальный начальный дебит газа составлял 21 тыс. м³/сут. Проявления жидкой нефти в виде заполнения трещин в кварцитах и сланцах установлены в ряде скважин, пробуренных на Южном Тимане. Битумонасыщение тонких прослоев песчаника предположительно рифейского возраста зафиксировано также в Вычегодском прогибе на Сторожевской площади (скв. 1, интервал 2549–2553 м). На Южном Тимане в отложениях байкальского фундамента из скв. 3 в течение двух лет фонтанировал газ с дебитом 100 тыс. м³/сут. Состав газа (%): метан – 87–96; тяжелые УВ – 0,4–1,5; азот с инертными газами – 2,5–11,8; He – 0,24; Ar – 0,02–0,04; CO₂–H₂S – 1,3 [80]. Из нефтяных шахт Яреги за 20 лет эксплуатации из пород фундамента поступило в атмосферу более 1 млрд. м³ газа.

По данным В.А. Краюшкина [50], в кристаллическом фундаменте открыто более 450 месторождений УВ, среди которых 40 гигантских (3703 млрд. м³ газа и 31602 млн. т нефти, что составляет 23% от мировых запасов по состоянию на 01.01. 2000 г.). Мощность нефтеносности достигает 1,5 км. Кровля нефтеносности находится на глубинах до 800–1500 м от кровли фундамента.

Так, на месторождении Белый тигр по отдельным скважинам добыча нефти достигла 1–1,5 млн. т; суммарный же объем добытой нефти более

50 млн. т. Здесь высокоамплитудные залежи нефти связаны с эффузивами блока фундамента, осложненного сбросами и надвигами. Отложения характеризуются существенной неоднородностью емкостных и фильтрационных свойств. Хорошо проницаемые зоны имеют мощность до 200 м и чередуются с зонами плотных непроницаемых пород. На месторождении Ренгин в Китае добыча нефти из пород фундамента достигла 160 млн. т. На месторождении Ла-Пас в Венесуэле добыча нефти достигла 14 млн. т [84]. Притоки УВ по разломам фундамента установлены в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы, где на Верхнечонском месторождении получен приток нефти из коры выветривания кристаллического фундамента [29].

Наличие нефтяных месторождений в фундаменте позволило Д.Л. Федорову (2001 г.) ввести понятие “взаимодействие геосфер”, под которым понимается флюидодинамическая связь осадочного чехла и фундамента [84].

В разрезе сверхглубокой Тюменской скважины и скважин Уренгойского месторождения в отложениях фундамента установлены скопления УВ с аномально высоким пластовым давлением (АВПД). Здесь градиент пластовых давлений составляет на глубинах 5–6,3 км 1,56–1,64 МПа/100 м и установлена гидрохимическая аномалия на глубине более 5,5 км, которая проявляется в смене хлоридно-кальциевых вод на гидрокарбонатные [74], что свидетельствует о подтоке углекислого газа.

Научный и практический интерес к перспективам нефтегазоносности фундамента столь велик, что этому вопросу была посвящена специальная научно-практическая конференция в Татарстане [65], а поиски УВ-сырья в отложениях фундамента осуществляются не только в Татарстане, но и в других регионах.

Изучение коллекторских свойств палеозойских отложений фундамента Западной Сибири (осадочные, метаморфические и изверженные образования) показало, что они характеризуются резкой неоднородностью и трещинно-кавернозным характером, возникшим за счет метасоматической переработки пород гидротермальными растворами.

В споро-пыльцевых комплексах нефтей мезозойских отложений содержатся микрофоссилии палеозоя и триаса (дочехольные образования): в залежах юрских отложений – до 50%, а в меловых – до 10%. В связи с этим направление поисков залежей УВ должно быть связано с зонами трещиноватости глубокозалегающих палеозойских пород, слагающих фундамент [18].

Аналогичная ситуация существует в Шаимском нефтеносном районе Западной Сибири, где большое количество нефтепроявлений и небольших залежей нефти фиксируются в кровельной части доюрских отложений (кора выветривания фундамента – Толумское, Мортимья-Тетеревское, Убинское, Даниловское, Потанайское и др.). Породы фундамента сложены изверженными породами, кремнистыми сланцами и сланцами с прослоями метапесчаников и метагравелитов, которые несут следы интенсивных вторичных изменений, обусловленных процессами гидролиза и выщелачивания и имеющих зональный характер [44].

4. СОВРЕМЕННЫЕ ГИДРОТЕРМЫ

Гидротермы имеют широкое распространение как в континентальной части Земли, так и в акваториях морей океанов и озер.

4.1. Субаквальные гидротермы

Установленная в Красном море гидротермальная деятельность характеризуется температурой 60°C и минерализацией разгружающихся флюидов 180 г/л. Донные осадки содержат рудные минералы. Аналогичная гидротермальная деятельность установлена в северо-западной части Атлантики, на востоке Тихого океана в Галапагосском рифте, Мексиканском заливе и других акваториях. В областях срединно-океанических хребтов (около 12 % площади океанов) мощность температурных аномалий нередко достигает 1 км [3].

В пределах Черного и Средиземного морей открыт ряд грязевых вулканов и глиняных диапиров, которые выглядят как конусные постройки с углами наклона в несколько градусов. На склонах находятся потоки грязевулканической брекчии. Среднеземноморские вулканы крупнее Черноморских (5–7,5 км против 1,5–2,5 км). Вулканы находятся в различной стадии активности. Наиболее активен Тредмар (Черное море), в его пределах обнаружены стяжения газогидратов. На вулкане Наполи (Среднеземноморский вал) установлены выходы газов и флюидов, а в пределах вала выявлены утратившие активность грязевые вулканы и глиняные диапиры, перекрытые осадками различной мощности. Центральная часть Черного моря характеризуется многочисленными сбросами, что может свидетельствовать о наличии зон растяжения. В Средиземном море наоборот – широко развиты взбросы, что свидетельствует о наличии зон сжатия [32]. Авторы трактуют эти факты следующим образом. В Черном

море происходило быстрое накопление отложений майкопской серии, что привело к образованию АВПД, с последующим “прорывом этих толщ по зонам сбросов к поверхности дна”. В Средиземном море – “выдавливание пластичных толщ ко дну моря за счет горизонтального сжатия” [32].

Однако количественные оценки показывают [21], что скорости приращения геостатического (горного) давления много меньше скоростей релаксации поровых давлений в уплотняющихся осадках, а сам процесс уплотнения глинистых пород (тем более пород иного литологического состава) стационарен в геологическом масштабе времени. Поэтому утверждение авторов, не подтвержденное расчетами, не вызывает доверия. По нашему мнению, глиняные диапиры, грязевые вулканы и другие проявления гидротермальной деятельности следует связывать с современными геодинамическими процессами и субвертикальной восходящей миграцией флюидов.

Концентрированные потоки глубоких флюидов, широко распространенные на глубоководных окраинах континентов (в зоне сочленения литосферных плит), содержат аномально высокие концентрации УВ и образуют различные аномалии в геофизических и геохимических полях. Они широко развиты в районах аккреционных призм Каскадия, Макран, Барбадос, Нанкай, Индонезийской, Чилийской, Перуанской, Средиземноморском вале, окраине Северной Калифорнии и многих других районах. Известны они и в районах пассивных окраин: Мексиканский залив, окраина Каролины и хр. Блейк, северная окраина Норвегии, Черное море, Южный Каспий и др.

Часть мигрирующих УВ попадает в ловушки, образуя залежи. Другая часть попадает в приповерхностные отложения, где может образовывать газогидраты, стабильные при имеющихся термобарических условиях. Часть УВ достигает морского дна и разгружается в виде струй свободного газа (“газовые факелы”).

Окислительно-восстановительный потенциал в областях разгрузки флюидов смещается в сторону восстановительных условий, что приводит к интенсивным процессам редукции оксидов металлов, восстановлению сульфатов и консервации органического вещества в осадках. “В результате сложных биохимических процессов с участием сероводорода, углекислоты, углеводородных газов (прежде всего метана) возникают специфические сообщества хемосинтетических организмов, которые активно участвуют в утилизации и переработке выносимых на дно флюидов” [31]. Эти процессы протекают на глубинах 2000 м в условиях пол-

ного отсутствия кислорода. Наличие организмов фиксируется как в гидротермальных источниках, так и в холодных на фоне пустынного дна глубоководных морских бассейнах – “хемосинтетические сообщества” [31, с.38]. Для симбиоза микро- и макроорганизмов источником пищевой цепи служат сероводород и углеводородные газы. Эти организмы “по размерам и строению отличаются от “нормальных” сородичей, а некоторые обитают исключительно в этих зонах или до сих пор не встречались и не описаны” [31]. Эти организмы (трубчатые черви, хемоавтотрофные бактерии, моллюски и др.) установлены с помощью подводного телевидения и отбора проб во многих районах мира.

Процессы новоминералообразования приводят к возникновению карбонатных конкреций, стяжений, корок и росту карбонатных построек. Эти глубоководные постройки имеются во многих районах мира и представляют собой массивные известняки с карбонатными “трубами” внутри, по которым поступают флюиды. Карбонатные постройки имеют мощность до сотен метров и диаметр несколько километров (Мексиканский залив, северо-запад Австралии, глубоководная часть Ирландии, Норвежское море и другие районы) и “представляют собой настоящие глубоководные рифовые массивы” [31]. Изотопный состав углерода здесь обычно легче, чем в нормальных морских карбонатах, и близок к изотопному составу углерода метана, содержащегося в осадках.

Порой концентрированные выходы глубоководных флюидов сопровождаются образованием трубообразных построек, сложенных баритом, пиритом, оксидами железа и другими минералами. Геохимический анализ более 1000 образцов глубоководных осадков и около 300 образцов обломков пород позволило автору [31] выделить среди них две группы: 1) с фоновыми геохимическими показателями, которые мало отличаются в пределах одного района, “но могут иметь значительные различия в концентрациях отдельных компонентов и соединений в разных регионах. Содержание УВ повышается в обогащенных ОВ осадках – сапропели, глины; 2) с аномально высоким содержанием УВ, их концентрации и состав существенно отличаются в разных регионах и даже на коротких расстояниях в пределах одного района в зависимости от удаленности от очага разгрузки и интенсивности разгрузки. Концентрация УВ в этой группе на порядки выше фоновой и не контролируется литологическим составом и содержанием $C_{орг}$. В составе УВ заметную роль играют тяжелые гомологи метана, интерпретируемые как жирные нефтяные газы. В составе поровых вод фиксируются аномалии по компонентам химического

состава и ионам. Изотопный состав углерода в этих пробах свидетельствует о термогенной или смешанной природе УВ-газов, а также о том, что в этих районах происходит разгрузка нефтяных или газоконденсатных залежей [31].

М.К. Иванов стоит на позициях преобразования ОВ-пород, которые, по его мнению, являются генераторами УВ в грязевых вулканах и газовых выходов в глубоководных частях материковых окраин, но вместе с тем утверждает, что оценить их значимость в генерации УВ в настоящее время можно лишь на качественном уровне.

Представители неорганической гипотезы происхождения нефти и формирования месторождений УВ трактуют эти факты иначе: субаквальная разгрузка современных гидротерм генетически не связана с осадочными отложениями, “а, напротив, обогащает последние как в процессе осадконакопления, так и в последующие периоды геологического развития в виде ореолов рассеяния наряду с другими глубинными элементами” [3].

Содержание УВ в эпицентре глубоководных гидротерм достигает 1–3%, а за его пределами снижается до 0,3% (изопрондные УВ с содержанием до 50% включают: фитан (C_{20}) – УВ регулярного строения, скваллан (C_{30}) и дифитил (C_{40}) – УВ нерегулярного строения, при полном отсутствии осадочных отложений. Но в то же время “открытие бактериальной жизни в высокотемпературных гидротермах и биопродуктов жизнедеятельности бактерий в рудах глубоких зон океана значительно расширяет границы биосферы... во времени и пространстве”, что увеличивает возможности биогенного нефтеобразования [6, с.11].

Приведенные выше факты можно трактовать двояко: 1) зарождение новой жизни в условиях отсутствия кислорода и освещенности из поступающих флюидов при дегазации Земли; 2) сохранение приспособившихся ранее существовавших видов к новым термодинамическим условиям и условиям обитания.

Расчеты по результатам океанологических исследований показывают, что только в пределах срединно-океанических хребтов выносятся ежегодно 60 млрд. т лав и около 5 млрд. т воды, газов и солей, что больше, чем поступает с суши (В.Н. Зеленев-Иваненков, 1982 г.). Эти же районы характеризуются активной гидротермальной деятельностью, сопровождающей вулканические извержения (поствулканическая деятельность). Появился новый тип рудных месторождений – “эксгальационно-осадочный”, формирующийся при поступлении на дно акваторий руд-

ных компонентов, содержащихся в гидротермальных растворах глубоких зон Земли [3]. По данным [10], в активных структурах Восточно-Тихоокеанского пояса ежегодно выделяется до $1,6 \cdot 10^8$ метана и $1,3 \cdot 10^9$ водорода, что сопоставимо с количеством биогенного метана из болот Западной Сибири.

Многочисленные глубоководные исследования дна Мирового океана выявили многочисленные очаги субаквальной разгрузки на глубинах до 2 км и более, которые часто сопровождаются залежами газогидратов (ГГ), которые обнаружены в пределах активных и пассивных континентальных окраин.

Особенностями распространения ГГ являются: 1) крайняя неравномерность распределения ГГ в пространстве и их существенное отличие по интенсивности; 2) отсутствие возможности для значительной латеральной миграции (преобладание вертикальной миграции) и вследствие этого невозможность сбора ГГ с больших площадей; 3) отсутствие условий для консервации биохимических газов для их сохранения от окисления; 4) во многих случаях нет условий для термокатализа (температура 10–20°C); 5) отсутствие условий для массовой генерации ОВ из осадков из-за их малой мощности; 6) связь восходящей локализованной миграции с разломами, диапирами, грязевыми вулканами и с зонами глубинных срывов в основании осадочных отложений; 7) широкий диапазон изменения в зоне насыщения ГГ изотопами углерода ($\delta^{13}\text{C}$ от -37 до -80‰) и водорода (δD от -150 до -260‰); 8) воды ГГ сильно опреснены и содержат аномальные концентрации NH_4 , Br, Sr, D и других микрокомпонентов; 9) ГГ образуются за счет поступления жидких УВ, а не сухого метана [20].

Изучение установленной в последнее время грязевулканической деятельности на дне морей и океанов показало, что состав разгружающихся газонасыщенных вод обычно отличается от состава морских, что невозможно объяснить процессами отжатия поровых вод. Грязевые факелы образуют газогидраты на дне акваторий (“ледяные шапки”) [3].

Образование ГГ, по мнению А.Н. Дмитриевского и Б.М. Валяева [20], с которыми трудно не согласиться, происходит за счет локальных потоков глубинных УВ. Этому не противоречат содержание $\delta^{13}\text{C}$ (в ‰), которое в ГГ меняется от -36,1 до -94; в природных газах – от -20 до -75; в попутных газах нефтяных месторождений – от -30 до -55; в природных нефтях – от -20 до -30. Как отмечает В.А. Краюшкин, это “неизбежный результат фракционирования изотопного состава, что доказывается фи-

шер-тропшевым синтезом нефти” [49]. По результатам синтеза фишер-тропшевой нефти, $\delta^{13}\text{C}$ изменяется от -65‰ при 127°C до -20‰ при 227°C (синтез из водорода и диоксида углерода) и от -25 до -14‰ (синтез из водорода и оксида углерода) [49].

По данным Геологической Службы США, запасы метана в морских газогидратах достигают 113 квадриллионов м³, что в $77 \cdot 10^3$ раз превышает мировые запасы природного газа, равные 145740 млрд. м³ (по состоянию на 01.01.2000 г.). “И хотя метан этих газогидратов кое-кому кажется биогенным из-за его $\delta^{13}\text{C}$ от -36,1 до -94‰, их распространение на 95% площади Мирового океана, их запасы и современный возраст их коллекторов – донных осадков, также не совместимы с гипотезой о нефтематеринских фациях седиментации, как и о катагенезе–метаногенезе ископаемого рассеянного органического вещества и о газосборных осадочных бассейнах” [50].

По данным изучения более 20 термальных полей в средино-океанических хребтах, углеводородная составляющая превышает $1,6 \cdot 10^8$ м³/год (Н.С. Бескровный, 1985 г.). По данным Г.И. Войтова (1986 г.), удельная плотность УВ-потоков (м³/м² в год) составляет: в срединно-океанических хребтах – 750, ложе океанов – 300, в переходных зонах – 650, в подводных окраинах – 150.

4.2. Гидротермы на континентах

УВ в современных гидротермальных растворах установлены в кальдере вулкана Узон на Камчатке, фумарольных газах Сант-Яго, во впадинах Атлантис II в Красном море, в Гавайских лавовых озерах, на термальных полях Йеллоустонского национально парка и в других районах. При извержении Толбачинского вулкана (1975–1976 гг.) было вынесено $2,5 \cdot 10^6$ т УВ (М.В. Багдасарова, 2000 г.).

Гидротермальная деятельность приводит к существенной переработке емкостных и фильтрационных свойств пород в зонах внедрения, формируя как хорошо проницаемые зоны (растворение), так и непроницаемые (вторичное минералообразование), последние приводят к формированию зон пластово-блокового строения [21–25].

Нефтепроявления в кальдере вулкана Узон (Восточная Камчатка) известны давно. Капли нефти выносятся на поверхность озера, скапливаются в закопушках. Узонская нефть рассматривается авторами [5] как эк-

стракт термальными водами УВ из органического вещества нефтематеринских пород, а не как продукт дегазации Земли. Основание кальдеры сложено вулканогенно-осадочными породами плейстоценового возраста (38–70 тыс. лет) [5]. К сожалению, за рамками работы оказались ответы на следующие вопросы: 1) термальные воды разгружаются по всей площади кальдеры или по ограниченным в пространстве зонам (трещиноватости или ослабленным)?; 2) какова мощность осадочных отложений в сопоставлении с вулканогенными, т.е. достаточно ли нефтематеринского потенциала для разгрузки УВ на протяжении веков?

Активная современная гидротермальная деятельность известна во впадинах, окружающих Байкал, и в его пределах. В единой Байкальской рифтовой зоне [34, 35] выделяется ряд впадин, представляющих собой единую систему (“литологическое тело”) – Устьселенгская, Устьбаргузинская, Кичерская, а также отдельные впадины – Баргузинская, Верхне- и Нижнемуйская, Верхнеангарская и другие. Байкальская рифтовая система характеризуется большими скоростями осадконакопления, большой мощностью осадочных отложений кайнозойского возраста (до 7,5 км), содержащих в среднем 1–3% рассеянного ОВ, повышенным содержанием ювенильного водорода, разрывной тектоникой и активной сейсмичностью, а также наличием газогидратов, мощность слоя которых уменьшается к побережью. По этим причинам данный регион считается перспективным для поисков месторождений УВ. Прямыми признаками являются многочисленные поверхностные выходы УВ-газов по всему периметру озера, впервые зафиксированные более 250 лет назад. Наиболее интенсивная разгрузка УВ-газов наблюдается в устьях рек Селенги, Баргузин, Верхней Ангары. Изучение газового состава позволило выделить четыре группы газов (900 анализов): метановый, азотно-метановый, метаново-азотный и азотный, с различным количественным содержанием в них гелия, водорода, кислорода, азота, углекислого газа и метана. Во всех типах газов содержится гелий. Содержание в азотном типе газа гелия указывает на ювенильное происхождение газов. Метановые газы относятся автором к катагенетическим, несмотря на наличие гелия. Остальные относятся к смешанным, также содержащим гелий [34, 35].

По наличию десятков подводных гор, холмов и банок в акватории озера делается вывод о том, что выходы субаквального газа происходили и в прошлые геологические эпохи (газовый палеовулканизм, сопровождающийся выносом твердого материала). Например, Посольская банка, расположенная почти посередине Байкала, имеет высоту относительно

ложа котловины почти 1000 м. Некоторые сведения позволяют, по мнению авторов, уверенно говорить, что когда-то это был остров. Склоны банки сложены чередованием глин алевролитов и песчаников. Газовые грифоны имеют размеры от первых десятков метров до 1–2 км и фиксируются в зимнее время по пропаринам во льду в прибрежной акватории, встречающимся обычно группами. Дебиты грифонов колеблются от десятков до 1000 м³/сут.

Исландия – пример “горячей” дегазации Земли, на 90% сложена базальтами, в разной степени измененными гидротермами. В лавах и комплексах гидротермальных минералов обнаружены полициклические ароматические УВ, что не является “экзотическим или случайным явлением, а закономерный результат вулканической и поствулканической гидротермальной деятельности” [11, с.112].

Результаты изучения метасоматической деятельности в пределах Восточных Саян и Прибайкалья показали, что отложения самородного углерода в пределах метасоматических зон происходило за счет поступления восстановленных высокоуглеродистых флюидов мантийного происхождения при неоднократной смене флюидного режима. Более поздние метасоматиты могли уничтожать более ранние. Выводы подтверждаются также изотопией углерода [19].

По мнению большинства исследователей, летучие элементы мантийного происхождения попадают в земную кору в составе магмы, при засывании которой происходит выделение прежде всего H₂O, CO₂ и других газов, которые образуют конвективные потоки. Образование H₂O и CO₂ происходит также за счет окисления восстановленных флюидов, поступающих в верхние части мантии и земную кору. Состав флюидов меняется во времени не только в геодинамически активных областях, но также в пределах асейсмических зон. Так, в пределах Хибин в течение недели зафиксированы изменения (в % об.): по метану – 49,52–65,98, по тяжелым УВ – 1,08–11,08, по изотопному составу метана $\delta^{13}\text{C}\text{‰}$ – 7,7–16,5 [41].

В работе [1] описывается влияние гидротерм на формирование карбонатных коллекторов. Независимо от геологического строения разных регионов емкость карбонатных отложений является вторичной, что связано с трещиноватостью и наложенными эпигенетическими процессами, обязанными своему происхождению гидротермам, поступающим за счет восходящей вертикальной миграции и нарушающим сложившееся ранее термодинамическое равновесие в системе флюид–порода. Гидро-

термальные флюиды имеют минерализацию 200–600 г/л, содержат рудные и нерудные элементы глубинного происхождения. В газовом составе помимо УВ присутствует водород, сероводород, углекислый газ, гелий, азот и другие газы. По мнению автора, газонасыщенность определяется современными и палеогидротермальными процессами, “связанными с основным и ультраосновным (иногда щелочным) вулканизмом” [1].

Восходящая миграция гидротермальных растворов осуществляется по разломам и зонам повышенной трещиноватости и сопровождается метасоматическими изменениями пород (доломитизация, ангидритизация, вторичная кальцитизация, сульфиды различных металлов и др.). Гидротермальная деятельность (палео– и современная) подтверждается исследованиями последних лет на дне океанов и морей (Красное море, Мексиканский залив, срединные хребты Атлантического и Тихого океанов). Современная гидротермальная деятельность установлена в пределах Припятской впадины и других районах древних платформ. На Тенгизском месторождении повторными геохимическими съемками установлены геохимические аномалии, “свидетельствующие о пульсирующем потоке глубинных флюидов по разрывным нарушениям”. В газовом составе этого месторождения до 20% приходится на сероводород и углекислый газ, “что определяет их агрессивность, особенно по отношению к легкорастворимым карбонатным породам”. Растворение карбонатных пород происходит с выделением углекислого газа и образованием сульфатов, что и определяет неравномерность газового состава и температурного поля по площади месторождения. В зонах альпийской складчатости вторичная пористость определяется в основном трещиноватостью, а вторичные процессы сопровождаются трещинами гидроразрыва. Вторичное минералообразование регистрируется по вторичной перекристаллизации кальцита и окремнению. Для этих районов характерна низкая минерализация флюидов (10–5 г/л) и гидрокарбонатно-натриевый состав. В газовом составе помимо УВ присутствует водород и большое количество углекислоты. Здесь проявляется андезитовый вулканизм, сопровождающийся гидротермальной деятельностью, проявляющейся с большой энергией и формирующей АВПД. Гидротермальная деятельность может охватывать весь разрез осадочного чехла и проявляться на поверхности в виде термальных источников.

Гидротермальная деятельность связана с современными процессами развития Земли, и прежде всего с ее дегазацией. Геохимическими исследованиями установлен восстановительный характер глубинных флюидов [1].

В определенной мере условно к гидротермальным процессам можно отнести грязевулканическую деятельность на континентах. Грязевыми вулканами Азербайджана, приуроченными к зонам глубинных разломов, ежегодно выносятся не менее 400 млн. м³ метана, что за четвертичный период составляет 175 трлн. м³.

В осадочных НГБ гидротермы фиксируются прежде всего по аномалиям теплового поля, которые, как правило, приурочены к глубинным разломам и характеризуются активными геодинамическими процессами. Температурные аномалии сопровождаются нередко аномалиями в давлениях пластовых флюидов.

Состав и температура гидротерм, а также интенсивность разгрузки на протяжении геологической истории развития регионов не остаются постоянными. “При этом создается сложная “блоковая” структура пластовых флюидов в пределах отдельных структур” [3, с. 112] как при неравновесном, так и при равновесном геохимическом состоянии.

“Разными методами было установлено, что основой всех эндогенных флюидных систем служит водород и углерод. Для верхней мантии характерно преимущественное обогащение водородом, а для средней – углеродом” (без ссылок на изучение флюидных фаз пород). Дегазация Земли, одним из проявлений которой являются гидротермальные системы, существовала, вероятно, на протяжении всей истории ее развития. Гидротермы существуют и сейчас, что проявляется в глубокой метасоматической переработке пород в зонах вертикальной миграции и в ореолах рассеяния (как в породах фундамента, так и в отложения осадочного чехла), в формировании месторождений рудных и нерудных полезных ископаемых. Гидротермальная деятельность в зонах глубинных разломов осуществляется как при извержениях, так и во время поствулканической деятельности [3].

5. ГИДРОТЕРМАЛЬНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УВ

П.Н. Кропоткин (1955 г.) высказал идею об углеводородной и неорганической составляющих глубинной дегазации Земли. С тех пор появились неопровержимые доказательства этого предположения. Процессы вертикальной миграции вещества с нижней границы осадочного чехла (из фундамента) уже не вызывают ни у кого сомнений. Оспаривается лишь доля мантийных УВ и УВ органического происхождения. В связи с этим сформировалось понятие о гидротермальных типах месторождений УВ.

Чрезвычайно широкое развитие процессов вертикальной восходящей миграции флюидов: гидротермальные источники, соляно-купольная тектоника, континентальный (Азербайджан, Дагестан, Таманский п-ов, Байкал и др.) и морской (Ионическое, Черное, Каспийское, Аравийское моря, море Бофорта, вокруг о-ва Сицилия, подводные склоны Кавказа и Южного Крыма) грязевой вулканизм и диапиризм, гидровулканизм, вулканическая и магматическая деятельность, алмазные трубки взрыва, а также инверсионное складкообразование вынуждают выделить новое направление в геологии – *инъекционная геология*. Термин впервые введен в литературу в 1923 г. Г. Штилле [80].

Связь месторождений УВ и рудообразующих флюидных систем с глубинными разломами известна давно [3, 4 и др.].

Интересные результаты получены при изучении Ромашкинского месторождения [17]. Месторождение характеризуется небольшой мощностью осадочного чехла, низкой зрелостью ОВ, отсутствием месторождений УВ в окружающих прогибах. На основании изучения микроэлементного состава (включая тяжелые металлы) установлено трехэтапное пульсационное формирование Ромашкинского месторождения. Причем в одном и том же коллекторе может содержаться нефть всех трех этапов.

По мнению авторов, за периодом плюмового магматизма Земли (который, по данным многих исследователей, осуществляется с периодичностью 180–220 млн. лет), приходящимся в пределах Татарского свода и окружающих территорий на триасовое время, в дальнейшем осуществляется дополнительный подток вещества из фундамента в залежь. Об этом, в частности, свидетельствует наличие легких нефтей на юго-восточном склоне Татарского свода (Уруктамакская площадь).

Результаты многолетних (1982–1999 гг.) исследований нефтей Ромашкинского месторождения показали следующее [62]: 1) выявлены циклы различной длительности в изменении свойств нефтей, что связано с современными тектоническими процессами и изменением барических условий и напряженного состояния при разработке месторождения. Периоды изменения плотности нефти составляют 5–5,5 лет; 2) выявлены вариации в соотношении изобутана и н-бутана с периодом вариации около 5 лет; 3) наблюдаемые вариации связаны с вариациями солнечной активности. При этом экстремумы солнечной активности совпадают с экстремумами отношения бутан/н-бутан (минимум с минимумом, максимум с максимумом). Это можно объяснить влиянием процессов растяжения и сжатия на вертикальную миграцию УВ. Авторы предполагают, что усиление флюидодинамической активности недр приводит к уменьшению указанного соотношения.

Эти первые наблюдения недостаточны для надежных выводов о процессах, приводящих к изменению свойств нефтей. Поэтому авторы совершенно справедливо призывают к необходимости создания мониторинга на месторождениях УВ.

Гидротермальная деятельность в пределах осадочного чехла НГБ приводит к значительной переработке пород. Так, в результате процессов гидротермального метасоматоза существенно изменены все нефтегазные комплексы Сибирской платформы (рифейский, вендский, венд-нижнекембрийский) [45]. Гидротермальные процессы способствовали формированию литологических экранов (минералого-геохимические границы, по [21–23]), цементации и “запечатыванию” залежей УВ. Зоны окварцевания, глинизации и кальцитизации носят “зонально-кольцевой” (пластово-блоковый с различно ориентированными границами, по [21–23]) характер. Специальными исследованиями установлено, что объемы накопленной добычи УВ и доказанные их запасы сопоставимы с количеством привнесенного вещества [45, с.361]. Вертикальная миграция подтверждается также преобразованием приповерхностных отложений (суг-

линков). В заключение автор отмечает, что “понимание гидротермальной природы пластовых флюидов позволяет рассматривать накопление УВ-масс, вторичные изменения пород разрезом, возникновение неотектонических структур, формирование аномальных поверхностных геохимических полей над залежами нефти и газа как единый неразрывный во времени и пространстве процесс, связанный с дегазацией недр планеты” [45, с.362].

Широкое развитие рудных и УВ-скоплений в парагенезисе привело к выделению рудонафтидных месторождений [30 и др.] Выделяют несколько типов:

1. Рудогазовые – в некоторых странах в газовых и газоконденсатных месторождениях добывается ртуть.

2. Рудонефтяные, содержащие промышленные концентрации металлов. С тяжелыми асфальто-смолистыми компонентами связаны V, Ni, Co, Cr, Mo, В и др., а с масляными фракциями УВ связаны Fe, Cu, Pb, J, Br и др. Примером может служить Ярегское нефтетитановое месторождение в Тимано-Печорском бассейне.

3. Рудоуглеродистые, распространены широко и связаны с битумами, из которых уже сейчас извлекают V, Ni, U, S и др.

4. Рудоуглеродные, наименее изучены. К ним можно отнести высокоуглеродистые тектониты Оспинско-Китойского массива Восточных Саян, в которых обнаружены Au до 0,53 г/т и Pt с концентрациями до 1,2 г/т.

В газонефтяных месторождениях практически повсеместно (Восточная Камчатка, Предкавказье, Предкарпатский прогиб, Челекен и другие районы) наблюдается высокое содержание ртути [64]. Например, на Северном Кавказе – Мирненское, Тахта-Кугульгинское, Северо-Ставропольское месторождения, концентрация ртути достигает $7 \cdot 10^{-5}$ г/м³. Самые высокие содержания ртути встречены на месторождениях Зальцвезель-Пекензен и Вустров, где фоновое содержание ртути составляет 3 мг/л, а максимальное – 14 мг/л. После очистки газа от ртути на месторождении Зальцвезель-Пекензен образуются большие количества металлической ртути. В Познанском бассейне (Польша) содержание ртути составляет 0,2–2,0 мг/м³. Геологическое изучение этих месторождений совместно с исследованиями в Западной Европе позволили выделить региональную структуру – линеамент Карпинского, с которым связаны ртутьсодержащие газовые и нефтегазовые месторождения, особенно в узлах его пересечения с северными ветвями Рейнско-Ливийского и Аравийско-Африканского линеаментов. Последние являются крупнейшими рифтовыми

поясами Земли мантийного заложения. Парагенезис ртути и газонефтяных месторождений позволили обосновать новое направление в металлогении – *нафтометаллогению ртути*. Использование этого направления позволило осуществлять прогноз и выделить новые ртутьносные провинции, связанные с Паннонско-Волынским линейным поясом, к которому, в частности, приурочены ртутьсодержащие рудные, газовые и нефтяные месторождения провинции Подравина в Хорватии. Выделен также новый ртутьносный пояс на территории Венгрии. Высокие содержания ртути и их увеличение с глубиной в газовых и нефтегазовых месторождениях может быть объяснено только с позиций дегазации Земли – “ртутное дыхание”. Установлена также периодичность в изменении содержания ртути [64].

Во всем мире существует большое количество примеров пространственного совпадения рудных и УВ-скоплений. Наиболее ярко это проявляется в пределах океанических хребтов (Восточно-Тихоокеанский и др.), островных дуг (Камчатско-Курильская и др.) и в НГБ Африки, Америки, Западной и Восточной Сибири, Уральского рудного пояса и Ангаро-Илимской железорудной провинции. В пределах последних обнаружены твердые битумы с содержанием ванадия, молибдена, свинца, серебра, цинка, хрома и других металлов [46]. В отдельных случаях густая смолистая нефть заполняет свободные пространства, стенки которых сложены друзами кварца, кристаллами пирита или ильменита. Автор предлагает рассматривать гидротермальные растворы, в качестве не только транспортирующих УВ, но и являющихся реакционной системой, взаимодействующей с матрицей пород на всех стадиях формирования флюидных систем.

Важным доказательством существования современной гидротермальной деятельности в НГБ являются длительные сроки эксплуатации небольших по запасам месторождений (до 50–100 лет и более). “На поздних этапах разработки уровень добычи снижается до 20–10% от максимального и стабилизируется, т.е. объем добываемой нефти уравнивается подтоком глубинного флюида... наличие на месторождениях скважин, сохраняющих относительно высокие дебиты, накопленная добыча в которых достигает миллиона тонн.

Одной из вероятных причин подобного аномального явления является расположение этих скважин вблизи мощного нефтеподводящего канала” [47, с.369]. По мнению авторов, при наличии таких каналов нет необходимости бурения сверхглубоких скважин на фундамент. Целесообразнее устанавливать такие каналы (разломы в фундаменте) и бурить две

скважины: одну в зоне предполагаемого канала, другую в непосредственной близости от него.

Нашла подтверждение гипотеза формирования соленосных отложений за счет глубинного вещества. В “жидких рудах” Белоруссии, Челекена, Ангара-Ленского и Западно-Сибирского артезианских бассейнов помимо галоидов содержится большое количество свинца, цинка, меди, золота, серебра, германия, молибдена, вольфрама, сурьмы, ртути и других элементов. В пределах нефтегазоносных провинций температурное поле резко меняется, порой на несколько десятков градусов (Салымское месторождение Западной Сибири, где перепад температур в баженовской свите достигает 60°C; структуры Терско-Сунженской области, где температура достигает 140°C, а перепады температур на одной глубине составляют иногда 20°C и другие районы) [2].

Рудообразование, связанное с гидротермами, установлено в ряде районов альпийской складчатости [87].

В Днепровско-Донецкой впадине на ряде месторождений УВ кроме гидродинамических, температурных и гидрохимических аномалий отмечаются осаднение SiO_2 , CaCO_3 и оксидов железа. В отложениях нижнего карбона и нижней перми газовые залежи содержат ртуть от 0,05 до $5 \cdot 10^{-6}$ г/м³. Многочисленные рудные месторождения и рудопроявление приурочены к соляным куполам: 1-й этап формирования – барит-галенит-сфалеритовые руды; 2-й этап – битум-киноварь-карбонатная минерализация. Вдоль Центрально-Донбасского глубинного разлома расположены ртутно-металлические, мышьяково-ртутные с цинком и свинцом, сурьмяно-ртутные, ртутно-золотопиритовые и золото-серебро-полиметаллические. За пределами впадины битумные вещества в рудных месторождениях не встречаются, а встречаются лишь в газово-жидких включениях. Аналогичные месторождения установлены на Копетдаге и в Закарпатском прогибе [87].

По результатам исследований геофизических полей, осуществленных совместно с геохимическими исследованиями, включающими углеводородную и водногелиевую съемки, режимные наблюдения за содержанием гелия в приповерхностных отложениях и попутных газах скважин, термобарическим и геохимическим полями нефтяных залежей и пластовых вод, делаются следующие выводы: 1) коллекторские свойства пород формируются за счет наложенных эпигенетических процессов, связанных с гидротермальной деятельностью; 2) глубинные растворы, попадая в осадочный чехол, меняют сложившееся термодинамическое равнове-

сие в системе флюид–порода, что приводит к формированию вторичных пор и каверн при растворении матрицы пород различного происхождения (осадочные, изверженные, метаморфические); 3) по периферии внедряющегося потока, так же из-за нарушения сложившегося термодинамического равновесия, образуются зоны вторичной цементации (кальцитизация, окварцевание, ангидритизация и др.); 4) “по характеру минеральных ассоциаций и эпигенетической зональности вмещающих пород наложенные процессы соответствуют гидротермальной проработке пород при рудообразовании”; 5) “формирование месторождений происходит и в настоящее время” [2].

Изучение свойств УВ Уренгойского месторождения свидетельствует об отсутствии равновесия в залежах, охватывающих разрез неокомских отложений мощностью около 1000 м. Отсутствует гравитационная дифференциация флюидов, о чем свидетельствует нахождение флюидов различной плотности на равных глубинах, что авторы объясняют тем, что происходит современное формирование залежей за счет вертикального восходящего новообразованного потока флюидов. В некоторых залежах отмечается несоответствие группового состава бензинов нефтей и газоконденсатов [76], т.е. восполнение запасов УВ осуществляется и в настоящее время.

По результатам изотопно-геохимического изучения газов в пределах центральной и северной частей Западной Сибири выявлены естественные очаги разгрузки газов, которая осуществляется как за счет диффузии (в меньшей мере), так и за счет концентрированной восходящей миграции. В пределах Пангодинского, Тазовского, Русского, Мессояхского месторождений, а также месторождений Енисейского региона и некоторых месторождений п-ва Ямал в верхнемеловых отложениях вплоть до горизонтов, содержащих воды хозяйственно-питьевого назначения, по изотопному составу фиксируются газы юрских и нижнемеловых отложений, т.е. водоносные горизонты, содержащие пресные подземные воды имеют не техногенное, а естественное загрязнение. Указанные факты свидетельствуют о разрушении УВ-месторождений и о вертикальной миграции УВ, происходящих в настоящее время [13].

Аналогичная ситуация складывается на ряде месторождений Восточного Предкавказья, где изучение некоторых геохимических показателей нефтей и битумов рассеянного ОВ палеозойского складчатого основания и низов осадочного чехла Восточного Предкавказья и биомаркерный анализ не выявили пространственных и возрастных закономерностей изме-

нения генетических параметров. Разновозрастность и пространственную разобщенность нефтей авторы объясняют вертикальной миграцией флюидов из более глубоких горизонтов, и на этом основании делают вывод о неустановившихся процессах формирования скоплений УВ [79].

На месторождениях УВ Восточной Сибири установлено, что разновозрастные ловушки имеют “молодое заполнение”. Установлено “столбовое” (вертикальное) распределение залежей УВ в вертикальном разрезе (по А.А. Розину, 1977 г., для Западной Сибири – “кинжалообразное”). Прослеживается связь с рифейской рифтовой структурой. Ряд показателей (повышенная газонасыщенность, легкие метановые нефти, характер распределения УВ-компонентов) указывает на молодой возраст формирования залежей. Предполагается взаимосвязь нефтегазонасыщенности с центрами траппового магматизма и тектонической активности. Пластовые давления меняются от нормальных до аномально высоких. Описанные факты авторы [26] связывают с реанимацией нефтематеринского потенциала рифейских отложений, что приводит к генерации большого количества газа, который разрушает ранее сформированные месторождения и в виде УВ-растворов поступает в верхние горизонты осадочного чехла, формируя молодые залежи. Наличие асфальто-битумных полей в межсолевых и надсолевых отложениях объясняется более ранней активизацией – трапповым магматизмом. Однако наблюдаемые факты логичнее было бы объяснить современной гидротермальной деятельностью, приводящей к формированию месторождений УВ, особенно “столбовое” их размещение.

Таким образом, несомненным является наличие гидротермальных месторождений УВ, и их формирование в некоторых случаях происходит на глазах человека.

6. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ФОРМИРОВАНИЯ ГЛУБОКИХ ФЛЮИДОВ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВ

Для понимания происхождения УВ и формирования месторождений нефти и газа необходимо обосновать принципиальную модель формирования глубоких флюидов, не противоречащую реальным природным условиям.

Так, в работе Е.П. Ларченкова (2001 г.) предлагается энергетическая модель в виде:

$$U_0 = Q + A + H + G,$$

где: U_0 – энергетический потенциал; Q – поступление энергии из недр Земли; A – энергия, накопленная в результате геохимических, геологических и биологических процессов; H – “законсервированная” солнечная энергия; G – потенциальная энергия, обусловленная силами гравитации. Поступление в систему НГБ энергии в виде тепла (Q) и в процессе массообмена (M) приводит к изменению энергии (U) при совершении работы системой (W) $U_0 + Q + M = U + W$ [58]. Эта модель неудовлетворительна хотя бы потому, что многие ее составные не могут быть оценены (например “законсервированная” солнечная энергия).

На основе широко известных процессов вертикальной миграции О.Ю. Баталин и Н.Г. Вафин предлагают следующую модель формирования залежей нефти и газа [9]. Вертикальная зональность месторождений УВ объясняется с позиций дифференциации поступающих снизу УВ-флюидов (гидротермальных растворов, содержащих УВ мантийного происхождения) и попадающих на своем пути в переменные по разрезу термодинамические условия: изменение (чаще всего снижение) температур и давлений. На глубинах до 10 км и более происходит деструкция захороненного ОВ. Вначале образуются легкие УВ, растворяющиеся в воде, с

последующим переходом в свободную фазу при их пересыщении. Среди образовавшихся УВ преобладает метан и другие легкие УВ, что объясняет существование газовых шапок и АВПД. В условиях высоких температур и давлений эти газы приобретают свойства сверхвысокого растворителя, захватывают с собой тяжелые компоненты органического вещества и воды и образуют однофазную систему. При движении вверх по разрезу в определенных термодинамических условиях (на глубинах 3–5 км) происходит разделение этой смеси на нефть и газ. При образовании жидкой фазы вначале образуются асфальтены, смолы и парафины. При дальнейшем уменьшении глубин (уменьшение давлений и температур) будет изменяться состав газа и нефти. Приводится пример по многопластовому Уренгойскому месторождению. Предлагаемая теория далеко не в полной мере объясняет вертикальную зональность. Так, в отложениях венда Припятской впадины нефть менее плотная и менее вязкая, чем в карбонатных и терригенных комплексах девона (Южно-Тишковское и Речицкое месторождения). Однако это замечание справедливо в том случае, если не принимать во внимание, что нефть в венде может формироваться в настоящее время.

Гидротермальные и геодинамические модели предлагаются многими исследователями: на основе гидротермальной деятельности для нефтегазоносных районов К.А. Аникиевым (1980 г.) предложена газо-геодинамическая модель, которая нашла развитие в работах В.И. Дюнина – пульсационно-флюидогетермодинамическая модель (1985, 2000 гг.), Б.А. Соколова (1985 г.) – флюидодинамическая модель, М.В. Багдасарова (2001 г.) – геодинамические месторождения. На основе геодинамических процессов предлагаются методики поиска месторождений УВ [38 и др.].

Пульсационно-флюидотермодинамическая модель формирования глубоких флюидов и месторождений УВ объясняет многие наблюдаемые факты. Ее сущность заключается в следующем.

Для необратимых процессов (все геологические процессы необратимы) второй закон термодинамики записывается в виде:

$$TdS > dU + \delta A,$$

где: S – энтропия системы (функция состояния системы), дифференциал которой в элементарном обратимом процессе равен отношению бесконечно малого количества тепла, сообщенного системе, к абсолютной температуре последней. Остальные обозначения прежние. Энтропия сложной системы равна сумме энтропий всех ее однородных частей. Посколь-

ку все реальные процессы необратимы, энтропия изолированной системы может только возрастать, достигая максимума в состоянии термодинамического равновесия системы. Для системы, испытывающей не только внешнее давление, но имеющий массо- и энергообмен с окружающей средой с протекающими в ней физико-химическими процессами, первый и второй законы термодинамики совместно запишутся в виде:

$$TdS > dQ - P_{\text{вн}}dV + \sum_{i=1}^N \mu_i dn_i \pm dW ,$$

где: U – энергия системы; Q – подведенное извне тепло; $P_{\text{вн}}$ – внешнее давление; dV – изменение объема системы; μ_i – химический потенциал – i -го компонента; dn_i – изменение молей i -го компонента; W – массообмен (тепло- массоперенос) системы с окружающей средой. Последние три члена неравенства описывают процессы при которых совершается положительная или отрицательная работа системы флюид–порода.

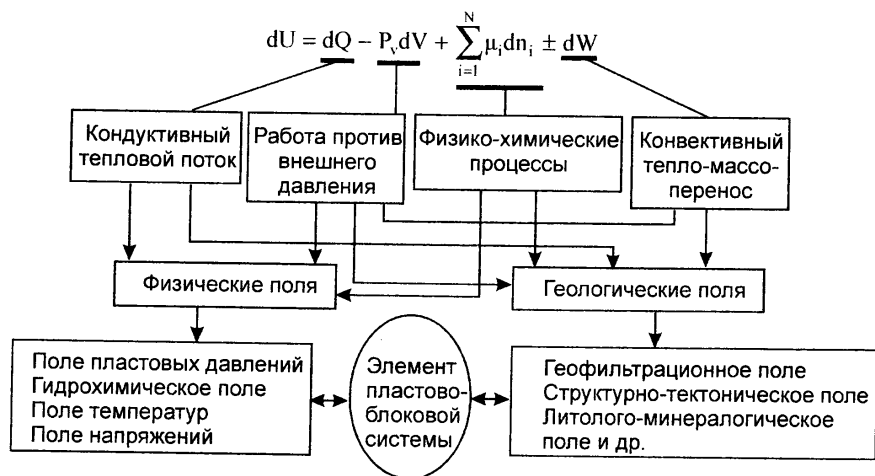
Это уравнение является наиболее общей математической моделью, описывающей формирование и взаимодействие физических и геологических полей. Поясним его применительно к нефтегазоносным горизонтам.

Рассмотрим связь уравнения термодинамики с формированием глубоких флюидов. Эту связь можно представить в виде следующей принципиальной модели.

Первый член уравнения – это кондуктивные тепловые потоки, меняющие температуру в элементе пластово-блоковой системы. Второй член описывает работу системы на внешнее давление (воздействие). Третий член уравнения – это работа системы при физико-химических процессах, включая фазовые переходы в системе флюид–порода. Четвертый член уравнения описывает работу системы при массо- и энергообмене с окружающей средой (см. рисунок).

Все эти процессы формируют физические и геологические поля, которые тесно связаны между собой и не остаются постоянными в процессе геологического развития НГБ.

К физическим полям нами отнесены: поле пластовых давлений, температур, концентраций и напряжений (имеются и другие, например гравитационное поле). К геологическим полям – геофильтрационное, литолого-минералогическое, структурно-тектоническое и другие, например границы пластово-блоковой системы. Все физические и геологические поля взаимозависимы. Изменение одного из них приводит к изменению



других. Например, изменение поля пластовых давлений приводит к изменению термодинамического равновесия и как следствие – к физико-химическим процессам, протекающим с поглощением или выделением тепла (изменению поля температур), к растворению или осаждению минералов (изменение емкостных и фильтрационных свойств, формирование внутренних границ) и т. д. Очевидно, что тепловые потоки различной интенсивности (первый член уравнения) меняют термодинамическое равновесие, приводят к активизации физико-химических процессов и как следствие преобразуют барическое, гидрохимическое и температурное поля в элементе пластово-блоковой системы. Это в свою очередь приводит к изменению ранее существовавших геологических полей. Если интенсивность тепловых потоков не меняется во времени, то в конечном счете пластово-блоковая система придет в состояние равновесия, сформируются и новые геологические поля.

Работа пластово-блоковой системы против внешнего воздействия – тектонические напряжения (второй член уравнения термодинамики) – приводит к тем же последствиям, и прежде всего к нарушению термодинамического равновесия. Переменное во времени поле напряжений, имеющее квазипериодический характер, наблюдается во всех регионах и фиксируется на стационарных геофизических полигонах. Именно это дает основание утверждать, что *переменное во времени поле напряжений (“гидрогеодеформационное поле”) приводит к нестационарности тер-*

модинамических процессов и как следствие – к переменным во времени физическим и геологическим полям.

Остановимся более подробно на последнем члене уравнения термодинамики. Тепло- и массообмен элемента пластово-блоковой системы с внешней средой приводит, с нашей точки зрения, к наиболее значимым изменениям физических и геологических полей, к формированию различных аномалий (гидродинамических, гидрохимических, температурных, минералогических, палинологических и др.), которые являются характерной чертой нефтегазоносных горизонтов и которые в большинстве случаев не могут сформироваться без поступления извне дополнительного вещества и энергии (массоперенос гидротермами).

В периоды тектонической активности из глубоких частей земной коры и верхней мантии с огромной энергией поднимается газоводяная смесь, которая, подобно интрузивным телам, рассекает отложения осадочного чехла и заполняет ослабленные трещинные зоны. Поднимаясь вверх по разрезу, она постепенно теряет свою энергию на совершение работы по преодолению горного давления, сил сцепления, на деформацию пород, на образование трещин гидроразрыва, на заполнение различного типа ловушек, т.е. создает флюидные интрузии (например, своды положительных структур, прилежащих к основному каналу), возможно, на формирование микрорельефа поверхности земли.

В зависимости от энергии поднимающихся растворов ширина боковой миграции (флюидных интрузий) может быть различной. Но растворам легче проникать по напластованию пород, чем пластовым интрузивным телам, площадь которых достигает тысяч квадратных километров, а расстояние от вертикальных или наклонных каналов – десятков километров. Трапповые тела в Восточной Сибири занимают площадь около 350 тыс. км², а площадь интрузий значительно больше – до 1500 км². Естественно предположить, что боковая миграция эндогенных растворов, обладающих меньшей вязкостью, будет не меньше.

Высота от фундамента проникновения восходящих эндогенных растворов определяется как ее начальной энергией, так и строением разреза: литологическим и минеральным составом вмещающих пород, их мощностью, характером слоистости, наличием пластичных слабо консолидированных осадков, их мощностью и положением в разрезе, величиной горного давления и многими другими факторами. При достаточно большой энергии газоводяной смеси и длительности гидротермальной деятельности или частой ее периодичности на протяжении относительно

короткого в геологическом масштабе времени газоводяная смесь может изливаться на поверхность, подобно трапповым интрузиям, захватывая с собой обломки пород зоны дробления, или – на стадии затухания, подобно грязевому вулканизму. Можно провести аналогию между образованием трапов и пластовых интрузий и образованием соленосных отложений вследствие пересыщенности растворов, поступающих из коры и верхней мантии.

После завершения процесса активного внедрения газоводяной смеси наступает, вероятно, период медленного и длительного постепенно затухающего поступления в осадочный чехол небольших количеств воды и газа, состав и температура которых также меняются во времени. Этот процесс сопровождается перераспределением пластовых давлений, температур и вещества в осадочном чехле во всех направлениях. Это перераспределение, как говорилось выше, в определенных условиях (при геохимической несовместимости и при переменных во времени термодинамических условиях) может приводить к залечиванию трещиноватости в связи с действием горного давления и фазовыми переходами в системе флюид–порода и к образованию частично или полностью флюидодинамически изолированных блоков.

Новые тектонические подвижки, сопровождающиеся гидротермальной деятельностью, могут изменить сложившиеся ранее геологические и физические поля, например перераспределить пластовые давления флюидов в вертикальном и горизонтальном направлениях и создать новую картину поля пластовых давлений.

Такую модель, которая учитывает тектоническую активность регионов, гидротермальную деятельность, термодинамические процессы, обуславливающие фазовые переходы в упруго-деформируемой среде, которые, в свою очередь, формируют резкую неоднородность миграционных свойств вмещающих пород и непроницаемые границы (геофльтрационное поле), а также различные аномалии в физических и геологических полях, можно назвать *пульсационно-флюидогеотермодинамической моделью* формирования глубоких флюидов зоны весьма замедленного водообмена.

Предлагаемая модель снимает многие противоречия в вопросах формирования глубоких флюидов, особенно в существовании различных аномалий, являющихся характерной чертой НГБ. Она объясняет также гидрогеохимические, газовые, температурные и другие наблюдаемые особенности в пределах НГБ, включая месторождения УВ.

Естественно предположить, что поднимающаяся газоводяная смесь по отношению к растворам, содержащимся в осадочных породах, будет иной по химическому и газовому составу (поскольку эти параметры изменяются в вертикальном разрезе и порой весьма значительно). При их поступлении в вышележащие нефтегазоносные горизонты, смешении с имеющимися растворами, в присутствии иных по литологическому или минеральному составу флюидовмещающих пород нарушается термодинамическое равновесие в системе раствор–порода. Это может создавать условия, при которых растворы (точнее, смесь различных по составу растворов) оказываются пересыщенными отдельными компонентами по отношению к вмещающим породам при существующих давлениях и температурах. Последнее приводит к фазовым переходам и выпадению из раствора тех или иных солей, росту кристаллов новообразованных минералов и полному или частичному залечиванию трещиноватости. Новоминералообразованию способствуют перераспределение давлений и снижение температур (уменьшение температуры и давления приводит, как правило, к снижению растворимости минеральных солей) инъецированных растворов. Наиболее широко процессы новоминералообразования должны развиваться на участках с пьезоминимумами, т.е. на участках разгрузки подземных флюидов.

Интенсивность этих процессов при прочих равных условиях (химический и газовый состав поступающих растворов, литологический и минеральный состав вмещающих пород) определяется, видимо, скоростью снижения пластовых давлений и скоростью перераспределения температур. При этом следует добавить, что если внедрение гидротермальных растворов происходит при весьма больших давлениях, значительно превышающих давления в пласте, то этот процесс может сопровождаться гидроразрывами. Вследствие этого на тектоническую трещиноватость будет накладываться дополнительная трещиноватость за счет гидроразрывов (этим объясняется существование аномальной вторичной пористости и трещиноватости). Важным в этом случае является появление наряду с вертикальной и горизонтальной трещиноватостью возможности латеральной миграции по напластованию, особенно на границах пород с различным литолого-минералогическим составом.

Образование трещин гидроразрыва, с одной стороны, приведет к увеличению емкости и проницаемости среды, а с другой – к повышению темпов перераспределения пластовых давлений, более быстрой их релаксации и скорейшему залечиванию трещиноватости. Процесс сниже-

ния пластовых давлений в упругодеформируемой среде будет сопровождаться также дополнительным закрытием вновь образованных трещин в результате передачи части горного давления на скелет флюидовмещающих пород (опыт эксплуатации Салымского месторождения Западно-Сибирского НГБ). Эти два сопутствующих друг другу равнонаправленных процесса в конечном счете приводят к снижению трещиноватости, возможно полной ее ликвидации и тем самым к “запечатыванию” отдельных частей разреза и образованию гидродинамически изолированных блоков. В этих блоках могут сохраняться различные пластовые давления (вплоть до аномальных) даже при одинаковых начальных, что определяется комплексом вышеописанных процессов.

Высказанные положения подтверждаются опытом эксплуатации подземных флюидов, особенно при одновременном дренировании двух и более нефтегазоносных (водоносных) горизонтов, содержащих различные по химическому и газовому составу подземные флюиды. Значительные депрессии пластовых давлений в нефтегазоносных горизонтах, процессы смешения в эксплуатационных скважинах приводят к тому, что в них откладываются сульфаты и карбонаты кальция и другие минералы. Процессы новоминералообразования в нарушенных условиях протекают подчас достаточно быстро. Время выхода из строя эксплуатационных скважин (полное зарастание водоподъемных труб и разводящей сети) меняется от нескольких недель до трех лет, иногда более. Аналогичные явления наблюдаются на разрабатываемых нефтегазовых месторождениях, где выпадение гипса, кальцита, сульфатов бария и стронция и других минералов значительно усложняет эксплуатацию, а также на всех ТЭЦ г. Москвы, эксплуатирующих рассолы ряжского комплекса, залегающего на глубинах 1000–1300 м. Масштабы новообразования минералов в нарушенных условиях столь велики, что вызвали необходимость разработки специальных методов борьбы с солеобразованием в эксплуатационных скважинах. Вполне логично предположить, что в естественных условиях эти процессы также имеют место, но физико-химические реакции протекают значительно медленнее в связи с меньшими градиентами давлений и температур, чем в нарушенных условиях. Поэтому полное залечивание трещиноватости в естественных условиях составляет, вероятно, десятилетия и первые сотни лет.

В тектонически активных районах с проявлением частых сейсмических явлений, с непрерывными тектоническими подвижками процессы образования и залечивание трещиноватости сменяют друг друга на про-

тяжении относительно коротких периодов времени. В более спокойных районах формирование тектонической трещиноватости и гидротермальная деятельность происходят лишь в относительно длительные периоды тектонической активности, достаточно удаленные друг от друга во времени. Залечивание же трещиноватости приводит к довольно длительному существованию относительно гидродинамически изолированных блоков в плане и разрезе осадочного чехла нефтегазоносных бассейнов. Тектонические движения с нарушением сплошности пород, проявлением гидротермальной (или низкотемпературных растворов) деятельности имеют циклический (периодический) характер, как и многие геологические процессы. Каждые последующие тектонические движения, сопровождающиеся образованием трещиноватости, могут приводить к временной гидродинамической взаимосвязи блоков, которая затем вновь будет затухать в связи с процессами новоминералообразования, залечивания трещин и их механического сжатия. Если зона трещиноватости (ширина, степень открытости) более раннего происхождения больше, чем позднего, то гидродинамическая разобщенность может сохраниться, например, в результате того, что ширина (глубины проникновения) вновь образованных трещин может оказаться меньше ширины зоны залеченной ранее трещиноватости. При более молодых тектонических движениях трещиноватость может образовываться как в местах с более древней, но залеченной трещиноватостью, так и в зонах, ранее не затронутых трещиноватостью. При этом в вертикальном направлении могут мигрировать флюиды, по химическому, газовому и органическому составу отличающиеся от мигрировавших ранее, что приведет к образованию иных аутигенных минералов; это нередко наблюдается при детальном минералогическом изучении вмещающих пород, позволяющем выявить несколько этапов миграции. Неоднократность проявления тектонических движений, создающих предпосылки для взаимодействия этажно расположенных водоносных (нефтегазоносных) горизонтов, приводит к хаотической в плане, но четко выраженной вертикальной составляющей распределения новообразованных минералов осадочных толщ платформ.

Предлагаемая модель формирования емкостных и фильтрационных свойств пород не противоречит наблюдаемым явлениям и не исключает возможности существования открытой пористости и проницаемости (не залеченной трещиноватости). Для этого необходимо, чтобы в прошлые геологические эпохи и в настоящее время флюидовмещающие породы содержали или инертные к себе флюиды (нефть, газ), или недонасыщен-

ные растворы при имеющихся (имевшихся) термобарических условиях. Кроме того, в зависимости от конкретных термобарических условий, особенностей фазовых переходов, характера открытой трещиноватости может происходить частичное зарастание трещин по длине и полное зарастание тех же трещин по ширине. Другими словами, одна и та же трещина (или система трещин) на одном участке может быть выполнена новоминералообразованиями, а в другой части остаться открытой, т. е. в данном случае имеется полная аналогия с нарушенными эксплуатацией условиями, при которых наиболее интенсивно зарастают те части технологического оборудования, где более резко падают давление и температура.

Пульсационно-флюидогеотермодинамическая модель также объясняет формирование нефти и месторождений УВ (см. раздел 2.6).

Совсем уже фантастическая гипотеза формирования крупных месторождений УВ предлагается в работе [52]. В соответствии с этой гипотезой геодинамика формирует зоны сжатия и растяжения, что приводит к изменению трещиноватости пород фундамента, к образованию большого объема пустот, в который под действием перепада давлений происходит “засасывание флюидов из осадочного чехла в трещиноватый фундамент”. Геодинамические процессы сопровождаются помимо прочего землетрясениями, которым предшествует резкое возрастание электрического поля в атмосфере. При образовании трещин в кристаллических породах образуется “электрический заряд, который создает в каждой трещине поле напряженностью 10^7 В/см”. Электрическое поле высокого напряжения дифференцированно воздействует на флюиды “как на диэлектрики” (подземные флюиды практически всегда электролиты – *В.И. Дюнин, А.В. Корзун*). Это приводит к перемещению поляризованных флюидов в направлении источника электрического поля, т.е. в трещиноватый фундамент. После завершения землетрясения трещины в осадочном чехле “затягиваются”, а в кровле фундамента образуется непроницаемая зона цементации, что обеспечивает сохранения залежей УВ. При единой системе трещин в породах воздымающегося фундамента флюиды перемещаются вверх, в сторону его подъема по трещиноватым зонам и накапливаются по законам гравитационной дифференциации в наиболее приподнятой части фундамента. Миграция УВ по трещинным зонам может происходить на значительно большие расстояния, чем в отложениях осадочного чехла. При оживлении старых и образовании новых зон трещиноватости УВ могут проникать в осадочный чехол.

Своей гипотезой авторы объясняют наличие нефти на Татарском своде, где отсутствуют нефтесборные площади и нефть могла мигрировать только за счет дальней миграции по трещинным зонам фундамента из Предуральяского прогиба и Прикаспийской впадины вверх по восстанию пластов под действием гидростатического напора (главной движущей силы) по зонам трещиноватости, куда они (УВ) попадали из осадочного чехла под влиянием “электродвижущих сил”. Этими же причинами автор объясняет гигантское месторождение битумов Атабаска (северо-восточная часть бассейна Альберта, Канада). Эти представления являются ярким примером физической безграмотности с попыткой опираться на законы физики.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Количественными расчетами и моделированием доказано, что ни инфильтрационное, ни элизионное питание не могут формировать региональных потоков флюидов в латеральном направлении. Этому направлению движения препятствует также пластово-блоковое строение нефтегазоносных комплексов. Это значит, что перенос рассеянных УВ и микро-нефти по напластованию пород невозможен и как следствие невозможно формирование сколько-нибудь значимых скоплений УВ за счет латеральной миграции.

2. Осадочно-миграционная гипотеза происхождения нефти постепенно сдает свои позиции, что проявляется: а) в расширении границ главной фазы нефтегазообразования с глубин 1800–2000 м до нескольких километров и температур с 90–120°C до нескольких сот градусов; б) в дополнении этой гипотезы флюидодинамической концепцией, т.е. признании гидротермальной деятельности, что неизбежно приведет к признанию определенной роли мантийных УВ, которые уже признаются, но пока им отводится незначительная роль (Б.А. Соколов); в) в признании того факта, что не все осадочные породы являются нефтематеринскими. Так, например, результаты геохимических исследований ОВ показали, что по УВ-биомаркерам ОВ абалакской свиты и нижневасюганской подсвиты не являются источником нефтей в горизонтах Ю₁, Ю₂ и пластах группы “Б” и “А” нижнемеловых отложений – ненефтематеринских свитах, несмотря на их нефтематеринский потенциал [60, 15, 16 и др.].

3. Существующих в настоящее время данных о соотношениях изотопов различных газов явно недостаточно для однозначного решения вопроса о генезисе УВ. Спектр их соотношений для различных геологических сред постоянно расширяется.

4. Расширение спектра исходных веществ, химических элементов и катализаторов, термодинамических условий позволяет получать все боль-

ше синтезированных УВ, приближающихся по своему составу и свойствам к природным.

5. Отсутствие оптической анизотропии у искусственных нефтей уже не является достаточным условием для выводов о генезисе нефти. Оптически активные УВ-соединения могут превращаться в инертные и их соотношение во времени не остается постоянным.

6. Таким образом, основные доказательства осадочно-миграционной гипотезы формирования нефти и образования месторождений УВ постепенно расшатываются в связи с новыми данными, получаемыми в различных областях, и все больше подтверждений появляется в доказательство минеральной или смешанной гипотез формирования УВ.

7. Для решения многих спорных вопросов и вообще проблемы образования нефти и формирования месторождений УВ совершенно необходима организация мониторинга на эксплуатируемых месторождениях. Целью такого мониторинга должно быть создание временных рядов, включая наблюдения за физическими и геохимическими свойствами нефти в процессе эксплуатации, геодинамические, гидродинамические, палинологические и другие виды наблюдений.

8. На настоящий момент нет ответа на следующий вопрос: почему в одинаковых термодинамических условиях одни осадочные отложения являются нефтематеринскими, а другие нет?

9. Наблюдаемая в настоящее время восполняемость эксплуатационных запасов на месторождениях, различие геохимических свойств нефти в пределах одного месторождения свидетельствуют не в пользу осадочно-миграционной гипотезы происхождения нефти и требуют своего объяснения.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Багдасарова М.В.* Взаимодействие карбонатных пород с гидротермальными системами при формировании коллекторов нефти и газа // Мат-лы Второго Всероссийского литологического совещания и Восьмого Всероссийского симпозиума по ископаемым кораллам и рифтам. Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений. Сыктывкар. 2001. С. 125-127
2. *Багдасарова М.В.* Особенности флюидных систем зон нефтегазоаккумуляции и геодинамические месторождения нефти и газа // Геология нефти и газа. 2001. №3. С. 50-56
3. *Багдасарова М.В.* Современные гидротермальные системы и их связь с формированием месторождений нефти и газа // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. М.: Наука, 2000. С.100-115
4. *Багдасарова М.В., Сидоров В.А.* Гидротермальная природа месторождений углеводородов и новые геодинамические критерии их поисков // Мат-лы Шестой международной конференции “Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр”. Кн. 1. С. 54-57
5. *Баженова О.К., Арефьев О.А., Фролов Е.Б.* Гидротермальная нефть Камчатки // Мат-лы ежегодной научной конференции “Ломоносовские чтения”. М.: МГУ, 1997. С. 105-106
6. *Баженова О.К., Соколов Б.А.* Происхождение нефти – фундаментальная проблема естествознания // Тезисы докл. межд. конф. “Генезис нефти и газа и формирование их месторождений в Украине как научная основа прогноза и поисков новых скоплений”. Чернигов. 2001. С. 10-12
7. *Бардин А.А.* Комментарии к волновому механизму миграции пластовых флюидов // Тезисы докл. межд. конф. “Генезис нефти и газа и

- формирование их месторождений в Украине как научная основа прогноза и поисков новых скоплений”. Чернигов. 2001. С. 37-39
8. *Баренбаум А.А.* О двух не достаточно изученных вопросах теории нефтегазоносности недр // Мат-лы Шестой межд. конф. “Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр”. Кн. 1. М.: ГЕОС, 2000. С. 67-70
 9. *Баталин О.Ю., Вафина Н.Г.* Теоретическая модель формирования залежей нефти и газа в результате вертикальной миграции углеводородов // Мат-лы Шестой межд. конф. “Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр”. Кн. 1. М.: ГЕОС, 2000. С. 71-75
 10. *Бетелев Н.П.* Воздействие газов в грунтах и илах на устойчивость морских буровых и нефтегазопромысловых сооружений // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 98-99
 11. *Гептнер А.Р., Пиковский Ю.И., Алексеева Т.А. Сорокина Н.С.* Полициклические ароматические углеводороды в вулканитах и гидротермальных минералах рифтовой зоны Исландии // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 110-113
 12. *Гончаров В.С., Есиков А.Д., Ильченко В.П.* О сохранности углеводородов в недрах // Мат-лы Шестой межд. конф. “Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр”. Кн.1. М.: ГЕОС, 2000. С. 133-134
 13. *Гончаров В.С., Есиков А.Д., Ильченко В.П.* Особенности распределения изотопного состава углерода природных газов в месторождениях севера Западной Сибири // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 303-306
 14. *Горбачев В.Ф. Коваленко В.С.* Тектоника литосферных плит – информационный источник условий формирования, размещения, прогноза и поиска месторождений нефти и газа // Тезисы докл. межд. конф. “Генезис нефти и газа и формирование их месторождений в Украине как научная основа прогноза и поисков новых скоплений”. Чернигов. 2001. С. 42-44
 15. *Гордадзе Г.Н., Арефьев О.А.* Некоторые существенные несоответствия состава органического вещества нефтематеринских толщ с нефтями // Мат-лы Шестой межд. конф. “Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр”. Кн. 1. М.: ГЕОС, 2002. С. 135

16. Гордадзе Г.Н., Русинова Г.В. Углеводороды-биомаркеры в продуктах мягкого термоллиза асфальтенов и смол // Мат-лы Шестой межд. конф. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр". М.: ГЕОС, 2002. С. 137
17. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Муслимов Р.Х. К вопросу о стадийности процессов формирования Ромашкинского месторождения с позиций глубинной флюидизации // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 312-315
18. Гусева А.Н., Климушкина Л.П. Возможная нефтегазоносность палеозоя Западной Сибири // Мат-лы ежегодной научной конф. "Ломоносовские чтения" М.: МГУ, 1997. С. 102-103
19. Данилова Ю.В., Данилов Б.С. Восстановленные флюиды метасоматических систем // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 117-119
20. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Локализованные потоки глубинных углеводородных флюидов // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 319-322
21. Дюнин В.И. Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. М.: Научный мир, 2000. 471 с
22. Дюнин В.И., Корзун А.В. Геологическая модель формирования глубоких вод и происхождение месторождений углеводородов // Тр. 5 межд. конф. "Новые идеи в науках о Земле". М. 2001. С. 223
23. Дюнин В.И., Корзун А.В. Флюидодинамика и формирование месторождений углеводородов. Сырьевая база России в XXI веке // Мат-лы научно-практической конф. Архангельск. 2001. С. 55-58
24. Дюнин В.И., Корзун А.В., Кирюхина Т.А. Гидродинамика глубоких горизонтов и нефтегазоносность (на примере северной части Печорской впадины) // Тезисы XIII геологического съезда Республики КОМИ "Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-востока России". Сыктывкар. 1999.
25. Дюнин В.И., Корзун А.В., Яковлев Г.Е. Гидродинамическая модель нефтегазоносности севера Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна // Тезисы межд. конф. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа". М.: МГУ, 1997.
26. Егоров В.А., Кравченко Т.П. Формирование нефтегазовых месторождений Байкитской антиклизы Катангской седловины (Восточная Сибирь) // Мат-лы ежегодной научной конф. "Ломоносовские чтения". М.: МГУ, 1997. С. 113-114

27. *Завьялов В.М., Кучма Л.М.* К вопросу создания общей теории нефтегазоносности недр // Мат-лы Шестой межд. конф. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр". Кн. 1. М.: ГЕОС, 2002. С. 197-199
28. *Запывалов Н.П.* Оценка, прогноз и технология поисков скоплений углеводородов на геофлюидодинамической основе // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 327-329
29. *Зубков В.С.* и др. Мантийная гипотеза образования нефти и газа Сибирской платформы // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 334-336
30. *Зубков В.С., Андреев В.В.* Роль мантийных металлоорганических соединений в образовании рудонафтидных месторождений // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 451-453
31. *Иванов М.К.* Потоки углеводородных флюидов на глубоководных окраинах Европы и связанные с ними явления // Вест. МГУ. Сер. 4, геология. 2000. №5. С. 31-44
32. *Иванов М.К., Лимонов А.Ф.* Грязевой вулканизм и глиняный диапиризм Черного и Средиземного морей // Тезисы докл. ежегодной конференции "Ломоносовские чтения". М.: МГУ, 1995. С. 22
33. *Ионе К.Г.* Абиогенный синтез углеводородных масс на биофункциональных катализаторах, моделирующих состав земной коры // Мат-лы Шестой межд. конф. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр". Кн. 1. М.: ГЕОС, 2002. С. 183-185
34. *Исаев В.П.* О газовом палеовулканизме на Байкале // Геология нефти и газа. 2001. №5. С. 45-50
35. *Исаев В.П.* Современная дегазация осадков в кайнозойских впадинах Байкальской рифтовой зоны // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 342-344
36. *Кабышев Б.П., Кабышев Ю.Б.* Флюидодинамика: фактор созидания или разрушения и переформирования месторождений углеводородов // Мат-лы Шестой межд. конф. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр". Кн. 1. М.: ГЕОС, 2002. С. 191-193
37. *Каграманов Ю.Р., Егикян А.Г.* К вопросу о генезисе нефти // Геология нефти и газа. 2000. №5. С. 53-60

38. *Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В.* Новая методика поисков нефти и газа // Мат-лы Шестой межд. конф. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр". Кн. 1. М.: ГЕОС, 2002. С. 202-204
39. *Карноушина Е.Е.* Роль структурно-минеральных ассоциаций в формировании типов коллекторов зоны катагенеза // Тезисы докл. ежегодной научной конф. "Ломоносовские чтения". М.: МГУ, 1995. С. 23
40. *Карцев А.А., Лопатин Н.В., Соколов Б.А., Чахмахчев В.А.* Торжество органической (осадочно-миграционной) теории нефтеобразования к концу XX в. // Геология нефти и газа. 2001. №3. С. 2-5
41. *Киссин И.Г.* Дегазация Земли и флюидные системы консолидированной коры // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 148-151
42. *Конищев В.С., Ковтуха А.М.* Нефтеносность и геодинамика Припятского палеорифта // Мат-лы Шестой межд. конф. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр". Кн. 1. М.: ГЕОС, 2002. С. 239-242
43. *Коробков Ю.И.* Возраст углеводородных скоплений в связи с проблемой поиска нефтяных и газовых месторождений // Мат-лы Шестой межд. конф. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр". Кн. 1. М.: ГЕОС, 2002. С. 253-255
44. *Коробов А.Д., Коробова Л.А.* Зона развития уникальных природных резервуаров – породы фундамента тафrogenных областей // Мат-лы Шестой межд. конф. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр". Кн. 1. М.: ГЕОС, 2002. С. 258-262
45. *Коробов Ю.И., Малюшко Л.Д.* Флюидодинамическая модель формирования залежей УВ – теоретическая основа поисков месторождений нефти и газа // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 360-362
46. *Королев В.И.* Геодинамика Сибирской платформы и ее роль в формировании рассеянных и концентрированных форм вещества // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 363-365
47. *Корчагин В.И., Трофимов В.А.* Нефтеподводящие каналы и современная подпитка нефтяных месторождений // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 369-371

48. *Кочетков О.С., Алисиевич Л.Н., Гайдеек В.И. Юдин В.М.* О путях формирования нефти и газа (на примере Тимано-Печорской провинции) // Геология нефти и газа. 2000. №5. С. 44-49
49. *Краюшкин В.А.* К природе газогидратов и нефти // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 380-382
50. *Краюшкин В.А.* Небиотическая нефтегазоносность недр // Тезисы докл. межд. конф. "Генезис нефти и газа и формирование их месторождений в Украине как научная основа прогноза и поисков новых скоплений". Чернигов. 2001. С. 16-17
51. *Кривошея В.А.* Минеральный синтез углеводородов – ведущая концепция развития нефтегазовой геологии // Тезисы докл. межд. конф. "Генезис нефти и газа и формирование их месторождений в Украине как научная основа прогноза и поисков новых скоплений". Чернигов. 2001. С. 31-33
52. *Кукуруза В.Д., Кривошеев В.Т., Иванова Е.З., Пекельная Е.В.* Геоэлектрические факторы формирования крупных скоплений углеводородов в осадочном чехле и в трещиноватых зонах кристаллического фундамента // Тезисы докл. межд. конф. "Генезис нефти и газа и формирование их месторождений в Украине как научная основа прогноза и поисков новых скоплений". Чернигов. 2001. С. 52-55
53. *Кулакова И.И., Руденко А.П.* Фракционирование изотопов углерода в его круговороте на Земле // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 170-172
54. *Куликович А.Е.* Проблема происхождения нефти и газа с позиций нейтринной геологии // Тезисы докл. межд. конф. "Генезис нефти и газа и формирование их месторождений в Украине как научная основа прогноза и поисков новых скоплений". Чернигов. 2001. С. 24-26
55. *Куликович А.Е.* Цикличность нефтегазонакопления как аргумент в пользу неорганической (органо-неорганической) гипотезы генезиса промышленных скоплений углеводородов // Тезисы докл. межд. конф. "Генезис нефти и газа и формирование их месторождений в Украине как научная основа прогноза и поисков новых скоплений". Чернигов. 2001. С. 50-51
56. *Кучер М.И.* Эволюция изотопного состава углерода в процессах дегазации и дифференциации мантии // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 175-176
57. *Кучеров В.Г., Бенделиани Н.А., Алексеев В.А.* Синтез углеводородов из минералов при высоких термобарических условиях // Дегазация

- Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 177-178
58. *Ларченков Е.П.* Энергетика нефтегазообразования // Тезисы докл. межд. конф. "Генезис нефти и газа и формирование их месторождений в Украине как научная основа прогноза и поисков новых скоплений". Чернигов. 2001. С. 21-23
59. *Макаревич В.Н.* Тектонические условия формирования месторождений нефти и газа платформенных структур // Тезисы докл. межд. конф. "Генезис нефти и газа и формирование их месторождений в Украине как научная основа прогноза и поисков новых скоплений". Чернигов. 2001. С. 55-57
60. *Москвин В.И., Данилова В.П., Костырева Е.А.* и др. Нефтепроизводящие и ненефтепроизводящие свиты верхней юры Западно-Сибирского бассейна // Мат-лы Шестой межд. конф. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр". Кн. 2. М.: ГЕОС, 2002. С. 20-22
61. *Нивин В.А., Икорский С.В.* Изотопы гелия как индикаторы источников и степени дегазации мантии при формировании палеозойских щелочных и карбонатных комплексов Кольской провинции // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 204-206
62. *Нурғалиев Д.К., Плотникова И.Н., Сидорова Н.Н. Нурғалиев Р.К.* Влияние глобальной сейсмической активности на изменение состава нефтей Ромашкинского месторождения // Мат-лы Шестой межд. конф. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр". Кн. 2. М.: ГЕОС, 2002. С. 55-61
63. *Оборин А.А., Рубинштейн Л.М., Хмурчик В.Т.* Микробиологический генезис углеводородов в свете современных данных // Мат-лы Шестой межд. конф. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр". Кн. 2. М.: ГЕОС, 2002. С. 64-65
64. *Озерова Н.А.* Ртутоносность газовых и газонефтяных месторождений // Мат-лы Шестой межд. конф. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр". Кн. 2. М.: ГЕОС, 2002. С. 67-71
65. Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона. Казань, Новое Знание, 1998.

66. *Перчук Л.Л.* Флюиды в нижней коре и верхней мантии // Вест. МГУ. Сер. 4, геология. 2000. №4. С. 25-45
67. *Петров А.И., Шеин В.С.* О необходимости учета современной геодинамики при оценке и пересчете промышленных запасов нефти и газа // Геология нефти и газа. 2001. №3. С. 6-13
68. *Пиковский Ю.И.* Концепция нефтегазообразования: практические следствия как критерий оценки // Мат-лы Шестой межд. конф. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр". Кн. 2. М.: ГЕОС, 2002. С. 82-85.
69. *Прасолов Э.М.* и др. Изотопный состав углерода и кислорода карбонатов в районах распространения подводных грязевых вулканов (Черное море) // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 225-226
70. *Прасолов Э.М.* и др. Изотопный состав углерода и кислорода природных карбонатных труб в районах подводной разгрузки флюидов (Кадисский залив, Атлантический океан) // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 226-228
71. *Пушкарев Ю.Д.* Изотопно-геохимические аспекты проблемы нефтегазообразования // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 416-417
72. *Родкина М.В.* О погрешности методики определения вклада мантийной компоненты в составе природных УВ газов // Мат-лы Шестой межд. конф. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр". Кн. 2. М.: ГЕОС, 2002. С. 130-134
73. *Сворень И.М., Наумко И.М.* Роль разных форм водорода и углерода в природных процессах: новый взгляд на происхождение углеводородов // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 241-243
74. *Сиротенко Л.В., Сиротенко О.И.* Влияние газо-флюидных потоков на коллекторский и углеводородный потенциалы глинистых пород на больших глубинах // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 250-253
75. *Славкин В.С., Шик Н.С., Сапрыкина А.Ю.* (ЗАО "МиМГО") К вопросу дизъюнктивно-блокового строения природных резервуаров Западно-Сибирского НГБ // Геология нефти и газа. 2001. №4. С. 40-46
76. *Соболева Е.В., Пупынина В.В.* Влияние миграционных процессов на состав нефтяных флюидов неокомского комплекса Уренгойского неф-

- тегазоконденсатного комплекса // Мат-лы Шестой межд. конф. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр". Кн. 2. М.: ГЕОС, 2002. С. 204-206
77. Соколов Б.А. Новые идеи в геологии нефти и газа. М.: МГУ, 2001. 480 с.
78. Соколов Б.А., Конюхов А.И. Инъекционная геология осадочных бассейнов и нефтегазоносность // Тезисы докл. ежегодной научной конф. "Ломоносовские чтения". М.: МГУ, 1995. С. 44
79. Соколов Б.А., Конюхов Н.Ш., Яндарбиев Ф.Н. и др. Новые данные по геохимии нефтей и РОВ отложений переходного комплекса и палеозойского складчатого основания Восточного Предкавказья // Мат-лы Шестой межд. конф. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр". Кн. 2. М.: ГЕОС, 2002. С. 206-208
80. Теплов Е.Л., Абрамович А.П. Нефтегазоносность пород фундамента Тиманской гряды и Мезенской синеклизы. Перспективы нефтегазоносности фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона. Казань. 1998. С. 320-323
81. Терещенко В.А. Геогидродинамические системы и формирование месторождений нефти и газа // Тезисы докл. межд. конф. "Генезис нефти и газа и формирование их месторождений в Украине как научная основа прогноза и поисков новых скоплений". Чернигов. 2001. С. 67-69
82. Ульмасвай Ф.С. Прогноз на основе концепции геодинамической приуроченности скоплений УВ // Мат-лы Шестой межд. конф. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр". Кн. 2. М.: ГЕОС, 2002. С. 250-253
83. Уремин В.И., Пашкова Н.Т., Кривошея В.А. (ЧО УКР ГГРИ, Полтава). Геотермобарическая модель нефтегазонакопления ДДВ // Тезисы докл. межд. конф. "Генезис нефти и газа и формирование их месторождений в Украине как научная основа прогноза и поисков новых скоплений". Чернигов. 2001. С. 98-100
84. Федоров Д.Л. Нефть как продукт взаимодействия геосфер // Тезисы докл. межд. конф. "Генезис нефти и газа и формирование их месторождений в Украине как научная основа прогноза и поисков новых скоплений". Чернигов. 2001. С. 26-28
85. Чебаненко И.И., Ключко В.П., Токовенко В.С., Евдоцук Н.И. Осадочно-неорганическая теория формирования нефтяных и газовых месторождений // Геология нефти и газа. 2000. №5. С. 50-52

86. *Чистякова Н.Ф.* Термобарические аномалии как отражение формирования углеводородного сырья (на примере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна) // Геология нефти и газа. 2001. №3. С. 42-49
87. *Шумлянский В.А.* Гидрогеологическая инверсия, нефтенакопление и рудообразование // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 276-278
88. *Щекатуров А.В.* Особенности формирования нефтяных месторождений Северо-Сургутской моноклинали (Западная Сибирь) // Мат-лы Шестой межд. конф. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр". Кн. 2. М.: ГЕОС, 2002. С. 313-314

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
1. Гидрогеологические аспекты проблемы формирования нефти и месторождений УВ	7
2. Существующие гипотезы (теории) происхождения нефти	14
2.1. Осадочно-миграционная гипотеза	14
2.2. Критика осадочно-миграционной “теории” происхождения нефти	21
2.3. Минеральная (неорганическая) теория	34
2.4. Космическая гипотеза	45
2.5. Осадочно-неорганическая гипотеза	49
2.6. Минерально-органическая гипотеза	51
3. Фундамент – проявления и месторождения УВ	53
4. Современные гидротермы	57
4.1. Субаквальные гидротермы	57
4.2. Гидротермы на континентах	62
5. Гидротермальные месторождения УВ	67
6. Энергетические и геологические модели формирования глубоких флюидов и месторождений УВ	74
Заключение	85
Литература	87