

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
Институт проблем нефти и газа

И.М. Шахновский

**Происхождение нефтяных
углеводородов**



ББК 325.31
Ш 31
УДК 552.578.31

И.М. Шахновский

Происхождение нефтяных углеводородов. – М.: ГЕОС, 2001. – 72 с.
ISBN 5-89118-216-5

Выполнен сравнительный анализ основных положений и доказательств органической и неорганической концепций нефтегазообразования. Отстаивается вывод о глубинном абиогенном генезисе всех видов скоплений УВ, включающих месторождения нефти, газа, битумов, горючих сланцев и газогидратов. Многие направления современных научных исследований в нефтяной геологии признаются несостоятельными, поскольку базируются на ошибочном исходном положении о возможности генерации углеводородов из рассеянного в породах органического вещества. В частности, значительная часть выводов, полученных при геохимических исследованиях по моделированию и прогнозированию процессов нефте- и газообразования, является неправомерной и не имеет практического смысла.

Ил. 3. Библ. 30 назв.

ISBN 5-89118-216-5

© И.М. Шахновский, 2001
© ГЕОС, 2001

Введение

Нефть, газ и природные продукты преобразования нефтей (мальты, асфальты, асфальтиты и др.), находящиеся в недрах, представляют собой сложную систему растворенных друг в друге органических компонентов, включающих сотни индивидуальных соединений [Баженова и др., 2000]. В течение столетнего периода добычи и практического использования этих важнейших горючих ископаемых геологов-нефтяников всегда интересовала проблема их происхождения. Общеизвестно, что значительное количество предложенных моделей нефтегазообразования, в целом, объединяются в виде двух альтернативных концепций.

Органическая или осадочно-миграционная теория базируется на представлении о том, что рассеянное в горных породах органическое вещество (РОВ) на определенных глубинах и при определенных температурах генерирует частицы рассеянной микронепти. Предполагается, что в процессе первичной миграции происходит движение микрочастиц нефти и газа из нефтематеринских пород в коллекторы, в процессе вторичной миграции – концентрация и аккумуляция углеводородов (УВ) в залежи.

Точка зрения о неорганическом или абиогенном генезисе УВ основана на представлении о том, что их образование происходит в глубинных мантийных очагах вследствие неорганического синтеза, без участия нефтематеринских пород и не связано с процессами генерации РОВ.

За прошедшее время обе изложенные концепции и особенно органическая претерпели значительные изменения. До 50-х годов прошлого века сторонники органической теории полагали, что формирование нефтяных УВ происходит в результате механического отжатия битуминозных (липидных) компонентов из нефтематеринских пород в процессе их погружения и уплотнения.

В 60–80 гг. преобладала термокаталитическая концепция. Наиболее четкая схема гипотетических процессов генерации нефти и газа из РОВ была предложена Н.Б.Вассоевичем, определившим конкретные глубины погружения и температуры пород, благоприятные для развития главных фаз нефте- и газообразования. За рубежом главный этап генерации нефти органическим веществом был назван "нефтяным окном". Однако уже в 70-е годы стало очевидно, что накопленный геологический материал во многом противоречит основным положениям этой классической схемы. Выяснилось, что глубины залежей нефти и газа, а также температуры и давления в интервалах за-

легания этих залежей в разных районах существенно различны и отличаются от теоретических. Были открыты крупные месторождения УВ в небольших бассейнах с незначительной мощностью осадочного чехла. И, наоборот, в ряде крупных глубоких бассейнов, выполненных нормальными осадочными породами, месторождений нефти и газа выявлено не было (Московская синеклиза, межгорные впадины Западного Казахстана, впадина Регтан в Западном Алжире и др.). В некоторых регионах установлены гигантские разведанные залежи УВ, значительно превышающие их предполагаемый генерационный потенциал (Персидский залив, Сирт, Атабаска, Ориноко и др.). Эти и многие другие несоответствия между теоретическими представлениями и фактическими данными неоднократно обсуждались в многочисленных публикациях и на геологических конференциях. Все более и более очевидной становилась необходимость создания новой теории нефтегазообразования.

Вот что писали по этому поводу наши известные ученые: "В возникшем кризисе гравитационной теории, в тумане новых, пока не изученных явлений, рождается новая более общая теория формирования залежей УВ, которая, по-видимому, будет называться энергетической" [Еременко, 1984].

"Многие вопросы нефтяной теории и практики должны быть пересмотрены. В условиях длительного "нефтеобразования" прямая генетическая и пространственная связь между продуктами изменения ОВ пород и нефтяными залежами маловероятна, скорее, отсутствует. Нефть образуется при быстром воздействии на ОВ пород осадочного чехла внутренней энергии Земли, главным образом, тепла" [Дьяков, 1988]. Таким образом, даже наиболее сомневающимся в правомерности исходных положений органической теории исследователи оставались в плену представлений о возможности генерации УВ из РОВ и стали предполагать лишь новые источники энергии для этого процесса. В целом же, результаты многочисленных дискуссий по проблеме нефтегазообразования привели к парадоксальным выводам. Несмотря на явную несостоятельность схемы Н.Б.Вассоевича, она не была отвергнута, а ее основная идея о возможности генерации УВ из РОВ даже не подвергалась сомнению. Были признаны неправомерными лишь узкие рамки термобарических условий, определяющие процессы нефтегазообразования. Существующее разнообразие залежей нефти и газа, сформировавшихся на разных глубинах, при разных пластовых давлениях и температурах, стали обосновывать особенностями истории развития отдельных осадочных бассейнов, различным литологическим и химическим составом пород и заключенной в них рассеянной органики.

Один из наиболее экзотических вариантов органической теории нефтеобразования предложен Ю.А.Пещухой в 1985г. Он считает, что преобразование РОВ в УВ происходит не за счет тепловой энергии, а в результате воздействия на породы тектоногенно-механических процессов. Именно эти процессы якобы инициируют взаимодействие между минеральными и органическими частицами пород и стимулируют самопроизвольную генерацию УВ.

Широкое распространение идей плитной тектоники привело в 90-х годах к значительной трансформации существующих взглядов на образование месторождений УВ. Так, Б.А.Соколовым и В.Е.Хаиным предложена геофлюидодинамическая, а В.П.Гавриловым – геодинамическая модель нефтегазообразования [Гаврилов, 1998; Соколов, Хаин, 1997]. Суть этих близких по наименованию и содержанию моделей заключается в том, что основная масса УВ соединений формируется в геодинамически напряженных зонах на стыке литосферных плит (субдукции и обдукции). Именно здесь в зонах поддвига одной плиты под другую происходит накопление и погружение огромных масс осадочных пород и переработка рассеянной в них органики в УВ. Придается большое значение роли глубинных флюидных (водноминеральных) потоков, образовавшихся за счет дефлюидизации мигрирующих диапиров. Эти мигрирующие вверх флюиды являются мощными теплоносителями, способствуют катагенетическому преобразованию ОВ пород, а также обеспечивают эффективное вытеснение и эмиграцию микро нефти из материнской породы.

Одно из последних и наиболее полных сообщений об истории ригингития и современном состоянии осадочно-миграционной теории нефтидогенеза изложено А.Э.Конторовичем в 1998 г. на юбилейном заседании научного совета РАН по проблемам геологии и разработки месторождений нефти и газа [Конторович, 1998]. Автором этого доклада выделено 35 основных направлений научных исследований, совокупность которых составляет содержание современной науки о нефтидогенезе и охватывает практически все научные разработки в области нефтяной геологии и геохимии.

Уже в 2000 г. О.К.Баженовой, Ю.К.Бурлиным, Б.А.Соколовым, Н.Е.Хаиным издан учебник для студентов высших учебных заведений под названием "Геология и геохимия нефти и газа" [Баженова и др., 2000]. Авторы этой капитальной работы сделали новый шаг в деле развития органической теории нефтегазообразования и окончательно сформулировали представления о роли РОВ в формировании залежей УВ. Они пишут "Осадочные бассейны являются своеобразными "заводами" по производству нефти и газа. Нефтегазообразова-

ние представляет универсальный саморазвивающийся процесс, сопровождающий существование осадочных бассейнов, являющихся накопителями ОВ и производителями УВ". Исследователи также признают важнейшую роль в формировании месторождений УВ глубинных флюидов и считают, что "саморазвитие осадочного бассейна приводит к созданию мощной системы восходящих тепловых потоков, активизирующих процессы нефтеобразования во всем бассейне. На первом этапе эти потоки связаны с дефлюидизацией мантийных диапиров, на втором — с теплоносителями из нижних частей осадочного разреза нефтегазоносного бассейна". Ниже будет показано, что эти новейшие модели, так же как и все остальные более ранние модели органической теории нефтегазообразования являются бездоказательными и глубоко ошибочными.

Представления о неорганической (минеральной) теории происхождения нефтяных УВ были высказаны впервые не геологами, а химиками. Еще во второй половине XIX века французами М. Бертло и А. Биассоном, немцем Д. Кюссом и наиболее полно — Д. И. Менделеевым был выполнен ряд химических опытов по неорганическому синтезу сложных УВ. Именно этими выдающимися химиками было предложено несколько первых гипотез минерального образования нефти в высокотемпературных условиях больших глубин из таких природных реагентов как H_2O , CO_2 , H_2SO_4 , оксидов железа или щелочных металлов. Однако окончательные представления о мантийной природе нефтяных УВ сложились только во второй половине XX века. К этому времени стало ясно, что обширный фактический материал по различным нефтегазоносным районам противоречит ряду основных положений органической теории нефтегазообразования.

Н. А. Кудрявцев одним из первых отметил "сквозной" характер нефтегазонасыщенности осадочного чехла и писал: "На каждой структуре, содержащей нефть в верхних горизонтах перспективны все коллектора вплоть до подошвы осадочной толщи, независимо от присутствия "нефтематеринских" пород и условий для латеральной миграции" [Кудрявцев, 1973].

П. Н. Кропоткин ввел понятие о глубинной дегазации недр и писал: "В многопластовых месторождениях можно очертить внешний, почти вертикальный контур "трубы дегазации", по которой происходит миграция УВ. Внутри этого контура располагаются все залежи, фиксируется аномально высокое пластовое давление, а также геохимические и температурные аномалии" [Кропоткин, 1986].

На Украине сложилась мощная школа "неоргаников", возглавляемая В. П. Порфирьевым и объединяющая таких известных исследова-

телей как Г. Н. Доленко, В. А. Краюшкин, И. И. Чебаненко, В. Г. Осадчий и др. Эта группа ученых отмечала молодой возраст нефтяных скоплений, их несомненную связь с глубинными разломами и предложила несколько новых моделей нефтегазообразования. Возможность неорганического синтеза УВ из исходной смеси природных минералов в условиях высоких давлений и температур к этому времени была доказана химическими экспериментами и в широком масштабах стала осуществляться на промышленных установках.

Как уже отмечалось выше, современная концепция о глубинном, абиогенном происхождении нефти и газа базируется на представлении о том, что их образование происходит в мантийных очагах вследствие неорганического синтеза. Нефтегазоносность рассматривается как одно из проявлений природного процесса дегазации Земли, создавшего на ранних этапах ее гидросферу, атмосферу и биосферу. Среди верхнемантийных газов преобладают пары воды и углекислота и только эти соединения могут быть донорными для глубинного синтеза УВ. Поскольку водород и углерод находятся в окисленном состоянии, образование УВ в процессе распада H_2O и CO_2 может происходить только в восстановительной среде. Видимо, подобная благоприятная обстановка может образоваться в мантийных очагах, связанных с ультраосновными породами, где весь освобожденный кислород расходуется на образование силикатов алюминия, кальция и др., а окислы железа остаются свободными и могут участвовать в восстановительных процессах. В результате реакций между летучими компонентами — H_2O , CO_2 , H_2S и др. могут образовываться первичные УВ. Так возникает и развивается глубинный очаг нефтеобразования, в котором вначале растет давление, затем наступает разрыв сплошности вышележащих пород и глубинный источник разряжается по зоне разломов снизу вверх, заполняя коллекторы фундамента и осадочного разреза.

Реальность подобного варианта синтеза глубинных УВ подтвердил Э. Б. Чекалок, обосновавший эти представления термодинамическими расчетами и экспериментальными работами [Чекалок, 1975]. Он утверждает, что "при достаточно высоких температурах рост давлений не только подавляет деструкцию УВ, но и способствует полимеризации значительной части метана в сложнейшую УВ систему. Это и создает благоприятные термодинамические условия для синтеза нефти в природе... Закись железа FeO , содержание которой в ультраосновных породах составляет 7–12% их веса, недонасыщена кислородом, может поглощать его избыток и являться активным восстановителем".

Несколько иной вариант глубинного синтеза нефти предложил И.В.Грамберг и суть его представлений заключается в следующем. При огромных давлениях и температурах в мантийных очагах нефтеобразования вместо метана и нефти могут существовать их структурные радикалы: углерод – С, метин – CH_1 , метилен – CH_2 , метил – CH_3 . Различные сочетания и количественные соотношения этих радикалов определяют всю гамму нефтяных УВ, а также обуславливают близкие свойства и генетическое сходство нефтей всех месторождений мира.

Алмазы, образующиеся в мантийном веществе на глубине свыше 100 км, иногда содержат включения УВ, захваченные при кристаллизации. Естественно, что эти УВ включения имеют abiогенное происхождение. На установке для технического получения алмазов был поставлен эксперимент прямого синтеза УВ при давлении до 70 кбар и температуре около 2000К. Из смеси исходных реагентов, в состав которых входили природные карбонаты и гидраты, а также восстановители, были получены смеси УВ компонентов от метана до гексана со следами гептана. По мнению Е.Б.Чекалюка и Г.Е.Бойко эти результаты не только подтверждают возможность abiогенного синтеза различных УВ, но и доказывают высокую термобаростойкость УВ систем в мантийных условиях.

Видимо, сочетание благоприятных для нефтегазообразования условий в мантийной среде имеется далеко не повсеместно, что и объясняет резкую неравномерность пространственного размещения месторождений УВ по территории земного шара. Так, район Персидского залива содержит более 50% мировых разведанных запасов нефти и в то же время занимает по площади лишь около 1%, поверхности суши. Этот феномен может быть объяснен наличием подстилающей мантии, чрезвычайно богатой очагами нефтеобразования. Следует отметить, что многие частные вопросы теории глубинного синтеза УВ являются дискуссионными даже среди ее сторонников. Остаются спорными состав углеводородных компонентов и характер химических реакций в мантийных очагах, степень изменения и преобразования УВ в процессе их подъема в осадочную толщу, длительность формирования залежей, причина их различного фазового состава и многое другое.

Заканчивая краткий обзор истории развития представлений о генезисе УВ, отмечу, что в последние годы произошло кажущееся сближение альтернативных взглядов на генезис УВ. Современные лидеры сторонников "органической" теории нефтегазообразования – Б.А.Соколов, А.Э.Конторович, В.П.Гаврилов стали признавать суще-

ственную роль глубинных флюидных потоков в процессе формирования залежей нефти и газа. Тем самым, они по сути дела пришли к признанию смешанного, органическо-неорганического варианта происхождения нефтяных УВ. Напомним, что согласно этим представлениям, продукты дегазации мантии (пары воды, водород, углекислота, хлориды металлов и пр.), проникая в осадочный чехол, прогревают его и преобразуют рассеянное органическое вещество в УВ и, тем самым, принимают частичное участие в процессе формирования скоплений УВ. Однако принципиальная разница между рассматриваемыми концепциями остается в силе. "Органики" по-прежнему считают, что мантийные гидротермы лишь ускоряют процессы преобразования ОБ осадочного чехла пород в УВ. "Неорганики" полагают, что эти гидротермы в виде парогазовых растворов сами приносят в верхние горизонты земной коры всю массу глубинных нефтяных УВ и формируют залежи без участия рассеянного в породах ОБ.

После ухода из жизни основоположников теории abiогенного синтеза углеводородов – В.Б.Порфирьева, П.Н.Кропоткина, Н.А.Кудряшцева, существенно сократилось количество дискуссий между сторонниками органической и неорганической концепций происхождения нефти. В 90-х годах работы старшего поколения "неоргаников" стали постепенно забываться, а объем новых публикаций, отстаивающих эти позиции, резко уменьшился. В результате новое поколение геологов-нефтяников практически не знакомо с проблемой противостояния двух альтернативных теорий нефтегазообразования. Казалось бы, что в столетнем научном споре окончательно победила осадочно-миграционная теория происхождения нефтяных углеводородов. В настоящее время именно эта теория является официально признанной, освещается в огромном количестве научных публикаций, докладов и диссертаций, а также преподается в качестве базальтернативной концепции студентам нефтяных университетов и институтов.

Между тем, большинство основных положений этой гипотезы являются априорными, надуманными и не подтверждаются фактическим материалом. Ниже приведем анализ некоторых из них.

Глава 1.

Критический обзор основных представлений органической теории нефтегазообразования

Нефтегазоматеринские свиты, их генерационный потенциал

Понятие нефтегазоматеринская (НГМ) свита было введено в нефтяную геологию А.Д.Архангельским и И.М.Губкиным в конце 20-х – начале 30-х годов XX века. С тех пор представление о существовании подобных свит составляет основу всей органической теории нефтегазообразования. Именно на этой идее базируются краугольные представления органиков о генерационном потенциале нефтегазоматеринских пород, наличии главных фаз нефте- и газообразования и, в целом, о механизме формирования скоплений нефти и газа. Напомним, что к подобным свитам в настоящее время относят толщи пород любого возраста, генезиса и литологического состава, содержание $C_{орг}$ в которых составляет не менее 0,1% от их веса.

Приведу две классические формулировки, определяющие смысл термина НГМ-свита [Баженова и др., 2000]: "Нефтематеринская свита является естественным телом, где осуществлялись (или продолжают осуществляться) процессы нефтегазогенерации". "НГМ-свита – парагенетическая ассоциация обогащенных автохтонным ОВ пород, рождающая в процессе литогенетической эволюции углеводороды, способные к аккумуляции". Иными словами, нефтегазоматеринские свиты представляют собой толщи пород, РОВ которых может преобразовываться в УВ.

Между тем, многочисленные лабораторные эксперименты, в которых образцы горных пород, насыщенных рассеянной органикой, подвергались воздействию разнообразных давлений и температур, дали отрицательные результаты. Никаких макро- и микрочастиц нефти и газа при этих опытах из обычных осадочных пород не получено. Исключение составляют лишь уголь и горючие сланцы, в экстрактах которых выделен ряд нефтяных компонентов (о происхождении этих горючих ископаемых будет сказано ниже). Сторонники органической теории полагают, что для свершения процессов генерации УВ из РОВ требуется длительное геологическое время, измеряемое миллионами лет. Поскольку выполнение подобных условий при лабораторных экспериментах невозможно, то эта основополагающая идея органической теории навсегда остается бездоказательной.

Органическая теория утверждает, что на начальном этапе погружения нефтематеринских толщ в область повышенных давлений и температур первыми должны эмигрировать из них наиболее легкие и подвижные УВ компоненты. Затем, по мере погружения на большие глубины – все остальные. Таким образом, в нефтеносных районах с увеличением глубины можно было бы ожидать возрастания доли тяжелых и вязких УВ. На самом деле, в реальных разрезах нефтеносных бассейнов обычно отмечается обратная картина – с глубиной плотность и вязкость нефти уменьшается, а содержание парафиновых и нафтеновых УВ увеличивается. Естественно, что эти данные также противоречат представлениям о возможности образования скоплений УВ за счет их генерации из РОВ.

К началу XXI века в мире пробурены сотни тысяч скважин, вскрывших предполагаемые нефтематеринские породы в самых разнообразных термобарических условиях, в том числе и в зонах, соответствующих главным фазам нефтегазообразования. Однако в керне этих скважин за пределами нефтяных залежей нигде не обнаружены чистые капельно-жидкой нефти, которые могли бы подтвердить саму возможность ее генерации из РОВ. Не обнаружены признаки нефтеобразования и при детальном петрографических исследованиях образцов нефтематеринских пород. Не установлено также и каких-либо следов миграции нефти и газа в направлении от предполагаемых бассейнов генерации к залежам.

Продуктивные менилитовые сланцы Предкарпатского прогиба залегают в интервале глубин до 6000 м от земной поверхности. Казалось бы, что нижняя часть этой толщи прошла все стадии катагенеза и, в том числе, главные фазы нефтегазообразования. Однако содержание ОВ в менилитах с глубиной не меняется и, таким образом, признаков расхода ОВ на нефтеобразование не установлено. Не найдено следов нефтеобразования и в классических нефтематеринских сланцах баженовской свиты [Клубова, Халимов, 1995].

При детальном изучении казалось бы наиболее типичных нефтематеринских толщ, представленных глинистыми породами, интенсивно насыщенными органическими остатками, типа баженигов, доминикондов, менилитов и пород майкопской свиты, признаков генерации ими микрочастиц нефти и дальнейшей ее эмиграции из пород не обнаружено. Все эти данные убедительно свидетельствуют о том, что РОВ пород в процесс нефтегазообразования не вовлекается.

Катагенез и метаморфизм ОВ горных пород приводит не к образованию УВ, а к углефикации и графитизации ОВ, в результате чего часть его превращается в кероген, фиксируемый в виде углистых и

сажистых включений в породах. Однако эти УВ образования навсегда остаются связанными с матрицей пород и ни при каких давлениях и температурах эмигрировать из материнских отложений не могут.

Следует напомнить, что многие осадочные породы обогащены битуминозным веществом, которое заполняет в них трещины и более мелкие прожилки, образует налеты вдоль поверхностей отдельных тонких прослоек, создает резкий битуминозный запах и иногда фиксируется в виде капельно-жидких нефтеподобных "выпотов" на стенках керна. Эти и другие подобные признаки проявления битуминозности сторонники органической теории считают следами генерации УВ из РОВ и одним из доказательств правоты своей точки зрения. На самом деле РОВ пород не имеет отношения к их битуминозности.

Р.М.Готтих, и Б.И.Писоцкий полагают, что глубинные флюиды, вторгаясь по зонам разломов в верхние горизонты земной коры, создают в них аномально высокие давления и температуры, а также повышенное содержание битумов, углекислоты, сероводорода, различных металлов, редкоземельных и радиоактивных элементов. Таким образом, битумы, рассеянные в осадочных породах, являются не следами преобразования РОВ, а продуктами распада глубинной многокомпонентной смеси.

Если разгрузка подобных флюидов происходила на дне бассейнов, то образующиеся осадки могли пропитываться битумными компонентами еще до своего уплотнения, в процессе раннего диагенеза. Вполне возможно, что основная масса черных битуминозных сланцев сформировалась за счет рассланцевания обычных глин, их гидрогенезации и насыщения нефтебитумами под воздействием глубинных флюидов. В результате подобных процессов тонкослоистые глины могут преобразовываться в хрупкие плитчато-трещинные породы типа "баженитов" [Шарданов, 1990]. Совершенно очевидно, что таким образом сформировались и все огромные скопления тяжелых нефтей, битумов и горючих сланцев.

Глубинные мантийные флюиды обладают также высокой реакционной способностью и, поднимаясь по зонам разломов, растворяют на их стенках органические соединения и обогащаются вторичными компонентами. Именно эти процессы обуславливают сходство состава нефтей и рассеянного в породах ОВ, а также наличие в нефтях биогенных меток, т.е. производных хлорофилла и гемоглобина. Однако растворение глубинными флюидами рассеянной органики происходит в чрезвычайно небольших объемах и только в пределах ореолов трещиноватости пород, обрамляющих тектонические наруше-

ния. Вся остальная подавляющая масса рассеянного ОВ навсегда остается запечатанной в толщах плотных массивных пород, залегающих в стороне от зон глубинных разломов, питающих залежи [Шахновский, 1994].

Одно из основных положений органической концепции нефтегазообразования связано с понятием о генерационном потенциале нефтематеринских толщ. Современные лидеры отечественной нефтяной геологии дают следующую формулировку этому термину: "Нефтема-теринский потенциал – это количество нефти, которое может генерировать данная порода за всю геологическую историю" [Баженова и др., 2000]. Предполагается, что этот показатель определяется не столько содержанием ОВ в породе, сколько его качеством.

Для определения степени эволюции РОВ используются пиролитические (термические) методы нагрева пород при высоких температурах. Количественная оценка генерационного потенциала материнских пород осуществляется, в основном, методом, разработанным Дж.Эспиньяне и использующим специальное пиролитическое устройство Rock-Eval. Суть метода заключается в следующем. Раздробленный образец породы постепенно нагревается до 550°C в инертной атмосфере. Объем свободных и адсорбированных УВ нефтяного ряда, улетучивающихся при температуре до 300°C, составляет величину S₁. Объем оставшихся УВ, улетучивающихся при более высоких температурах, составляет величину S₂. Сумма S₁+S₂, выраженная в килограммах на тонну породы, принимается за генерационный потенциал исследуемых отложений. Правомерна ли такая методика? Конечно нет. Процесс пиролиза совершенно не похож на природные условия преобразования РОВ. При пиролизе порошкообразный образец породы попросту сжигается в искусственных экстремальных условиях, а прибор улавливает выделяющиеся углеводородные компоненты.

Ни раздробленных пород, ни высоких температур свыше 150°C в недочных толщах практически не существует, в связи с чем **результаты лабораторных определений генерационного потенциала пород следует считать неправомерными.**

Однако, несмотря на отсутствие реальных доказательств возможности самой генерации УВ из рассеянного ОВ, а также обоснованной методики количественной оценки этого мифического процесса, известно огромное количество работ, в которых рассчитывается генерационный потенциал отдельных толщ либо осадочных бассейнов в целом. Определение генерационного потенциала пород стало осуществляться даже методом экспресс-каротажа путем пиролиза образцов шлама и последующей обработки полученных данных на ЭВМ. На

основании этих достаточно произвольных расчетов до сих пор продолжают осуществляться самые фантастические предположения о перспективах бассейнов и регионов, а также о направлении миграционных потоков и фазовом состоянии предполагаемых залежей УВ.

Возвращаясь к вопросу обоснованности основного положения осадочно-миграционной теории нефтегазообразования о возможности генерации УВ из рассеянного в породах ОВ, следует еще раз отметить, что оно является полностью априорным и не подтверждается фактическими данными и лабораторными опытами. В природе не существует нефтегазоматеринских свит, обладающих каким-либо генерационным потенциалом, а в осадочных бассейнах никогда не возникают условия необходимые для преобразования РОВ в УВ. В результате гниения растительной органики на земной поверхности могут формироваться лишь непромышленные скопления болотного газа.

Гидрогеологические факторы и предполагаемые процессы миграции УВ

Дискуссионны и противоречивы представления о роли пластовых вод в миграции и аккумуляции УВ. Известно, что нефть и тем более РОВ почти не растворяются в воде. Количество растворенного в водах органического вещества ничтожно мало по сравнению с количеством минерального и обычно не превышает 50 мг/л. В воде растворяются в основном кислородсодержащие органические компоненты, а содержание высокомолекулярных УВ в них крайне незначительно. Иными словами, растворенное в подземных водах органическое вещество не содержит полного спектра химических компонентов, необходимых для образования нефтяных УВ. Никаких лабораторных экспериментов и других фактических данных, подтверждающих возможность получения нефти из растворенного в пластовых водах органического вещества, не имеется, т.е. реальные доказательства участия подземных вод в формировании месторождений отсутствуют. В то же время, именно движение этих вод обычно рассматривается в качестве дополнительного или даже основного фактора, определяющего перенос растворенного органического вещества из нефтематеринской породы в залежь.

В нефтяной гидрогеологии преобладают представления о том, что образование месторождений УВ является одним из частных проявлений процесса формирования водонапорных систем нефтегазонос-

ных бассейнов. В связи с этим большинство моделей органической теории нефтегазообразования предполагают длительное и одновременное формирование водонапорных систем и залежей УВ. Согласно этим взглядам, пластовые воды растворяют ОВ и осуществляют его перенос из нефтематеринских пород в залежи. Обычно этот перенос происходит в направлении снижения пластовых давлений, т.е. в гипсометрически более высоко расположенные ловушки. Однако В.Л.Шустер, Л.Е.Яковлев и некоторые другие авторы полагают, что водорасторженное ОВ, вынесенное из осадочных толщ подземными водами, погружается в породы кристаллического основания и либо формирует залежи в самом фундаменте, либо вновь, после прохождения главных фаз нефтегазообразования, поднимается в чехол и образует залежи в осадочных горизонтах.

Анализ фактических данных противоречит этим предположениям. Инъекция глубинных флюидов обычно происходит на поздних стадиях развития осадочных бассейнов с уже сформировавшейся водонепроницаемой системой. Многократное увеличение содержания растворенных газов в пластовых водах наблюдается только на контакте их с залежами нефти и газа. В процессе разработки многих газовых и газоконденсатных месторождений были выявлены своеобразные оторочки опресненных вод с пониженной минерализацией, расположенные между залежами УВ и пластовыми водами регионального фона. Проникновение этих вод, получивших название "конденсационных", никак нельзя связывать с медленной латеральной миграцией низкотемпературных водорасторженных УВ на далекие расстояния [Колодий, 1983]. В этом случае они были бы рассеяны вдоль путей миграции и их нельзя было бы обнаружить. Формирование подобных опресненных оторочек вокруг залежей может быть объяснено только конденсацией водяных паров, обусловленное резким снижением термобарических условий мигрирующей парогазовой смеси [Колодий, 1983]. Естественно, что при дифференции многокомпонентного глубинного флюида по удельному весу ниже залежи УВ формируются подошвенные и приконтурные воды, изначально отличавшиеся повышенной минерализацией и повышенным содержанием $C_{орг.}$ от обычных значений этих компонентов в окружающих залежь водяных вмеслках. Поэтому не подземные воды питают и формируют залежи нефти и газа, а наоборот, более молодые по возрасту залежи обогащают приконтурные воды углеводородами и различными минеральными компонентами. Что касается органического вещества пластовых вод, то оно непосредственного участия в формировании промышленных скоплений УВ не принимает.

В то же время, именно наличие окружающих залежь вод способствует сохранению в них повышенных пластовых давлений и предохраняет эти залежи от разрушения.

На ранних стадиях формирования донных илов водоемов происходят биохимические процессы разрушения бактериями белков, углеводов, клетчатки органических остатков и из них образуются жирные кислоты, спирты и другие соединения. Некоторые из них растворяются в подземных водах и при дальнейшем уплотнении и литификации осадков частично формируют органическую составляющую седиментационных водоносных комплексов. В ходе дальнейшей геологической истории в те же водоносные комплексы по разломам могут поступать различные газы и поэтому современный состав водорастворенного ОВ обычно содержит смесь органических компонентов поверхностного биогенного и глубинного абиогенного происхождения.

Предполагаемый процесс первичной миграции УВ является одним из наиболее слабо аргументированных разделов в органической теории. Именно это обстоятельство обусловило создание многочисленных и зачастую взаимоисключающих моделей нефтегазообразования. Теоретически возможны три пути перемещения микрочастиц нефти из осадочных пород в нефтяную залежь — в виде струйной миграции либо в растворенном в газе или в воде состоянии.

Известный американский геолог А.Леворсен подсчитал, что слипание рассеянной нефти в непрерывную фазу и ее латеральное перемещение в пористой среде под влиянием сил плавучести может осуществляться только при наличии непрерывного слоя нефти по вертикали мощностью 68 см. Однако следы подобной струйной миграции нефти в детально изученных бурением бассейнах за пределами месторождений не фиксируются и макро- и микроисследованиями керн скважин не установлены.

Для растворения 1 т нефти в газе требуется до 30–50 т метана. Такого гигантского объема свободного газа в природе нет и поэтому даже сторонники органической теории не рассматривают подобный вариант миграции нефти в качестве реального.

Основная часть предполагаемых нефтематеринских отложений представлена плотными глинистыми и карбонатными породами, фильтрационные свойства которых чрезвычайно низки. До каких бесконечно малых размеров должна "сплюснуться" микрокапелька нефти, чтобы попасть в смежную пору? Эти микрочастицы должны свободно перемещаться в капиллярах плотных пород и не встречать никаких барьеров на пути миграции. Если это так, то какие же фак-

торы способствуют выпадению УВ компонентов из пластовых вод и слипанию их в нефтяные скопления? За счет какой энергии может происходить этот процесс? Все эти вопросы не находят должного объяснения и, видимо, объясняются тем, что в природных условиях не происходит перенос микрочастиц нефти пластовыми водами.

Один из интересных вариантов эмиграции генерируемых УВ из материнских толщ базируется на представлениях о процессах перестройки внутренней структуры глинистых минералов. При уплотнении глинистых толщ монтмориллонит переходит в иллит и освобождается значительное количество связанной воды, которая вначале занимает поровое пространство глины, а затем выжимается в породоколлекторы. Предполагается, что эта связанная вода в свободном состоянии обладает повышенной растворяющей способностью и может переносить мельчайшие пузырьки газа и пленки нефти.

Видимо, при уплотнении глинистых пород действительно высвобождается какое-то количество связанной воды. Однако все остальное предположения о ее необычайно химической активности и участии в процессах растворения и переноса ОВ являются бездоказательными и не могут быть воспроизведены в лабораторных условиях. В связи с этим и весь подобный механизм первичной миграции УВ является не реальным и, тем более, не может быть осуществлен в карбонатных и иных толщах не глинистого состава.

Наиболее информативные данные по проблеме миграции полученны в ИГиРГИ в результате изучения споро-пыльцевых остатков в нефтях [Медведева, Аксенова, 1986]. Данные анализа, выполненного А.М.Медведевой для огромной коллекции нефтей из различных регионов, показали наличие древних споро-пыльцевых комплексов в нефтях верхних молодых горизонтов. В то же время эти же исследования выявили отсутствие в нефтях микрофоссилий, возраст которых был бы моложе возраста вмещающих отложений. Таким образом, результаты работ показывают, что в осадочном чехле возможна только вертикальная миграция нефти снизу вверх. Любые другие схемы возможной миграции УВ из более молодых отложений в более древние, в том числе из осадочного чехла в фундамент, представляются маловероятными и неправомерными.

Формирование многих и особенно крупных месторождений нефти и газа с позиций органической теории невозможно объяснить без признания факта дальней и сверхдальней миграции УВ из генерационных бассейнов к месту скопления нефти и газа. Классическим примером подобной ситуации является алжирское месторождение-гигант Хасси Мессауд с извлекаемыми запасами нефти

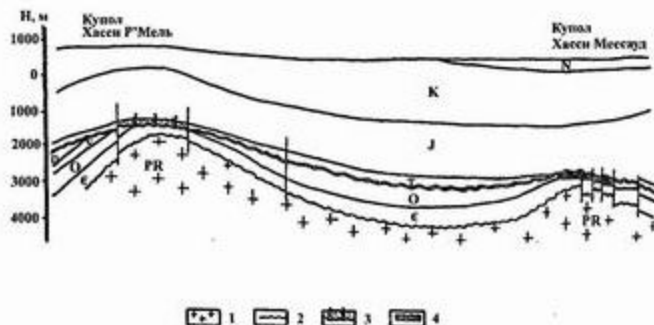


Рис.1 Геологический профиль через месторождения Хасси Мессауд – Хасси Р Мель (по И.М.Шахновскому)

1 – докембрийский фундамент; 2 – поверхность герцинского несогласия; разделяющая палеозойские и мезозойские отложения; 3 – наднесогласная газовая залежь Хасси Р'Мель; 4 – поднесогласная нефтяная залежь Хасси Мессауд.

более 5 млрд. т. Массивная залежь в кровле кембрийских отложений расположена над выступом фундамента (рис. 1). Наиболее часто возможная схема миграции УВ в залежь Хасси Мессауд представляется следующим образом. В смежных с куполом депрессиях нефтематеринские толщи ордовика, силура и девона генерируют УВ, которые вначале выходят на поверхность герцинского несогласия, а затем вдоль нее и вверх по восстанию пород поступают в коллекторские горизонты кембрия на вершине сводового поднятия. Допускается миграция УВ из южных районов впадины Уэд Миа, расположенных на расстоянии более 100 км от свода. Вышеприведенный материал показывает, что подобная дальняя латеральная миграция УВ является нереальной.

В то же время имеются косвенные доказательства вертикальной миграции глубинной нефти в залежь Хасси Мессауд. В двух скважинах, расположенных в западной и восточной периферийных частях месторождения, были специально отобраны пробы нефти для изучения возраста возможных нефтематеринских свит. При изучении микрофоссилий в этих пробах обнаружены только акритархи кембрийского возраста. Отсутствие микрофоссилий ордовикского, силурийского и девонского возраста не подтвердило имеющихся представлений о формировании кембрийской залежи за счет латеральной ми-

грации УВ из более молодых по возрасту нефтематеринских толщ. Поскольку сами кембрийские отложения крайне бедны РОВ и залегают непосредственно на кристаллическом фундаменте, то формирование в них крупнейшей залежи нефти можно объяснить только результатом вертикальной миграции глубинных мантийных флюидов.

Заканчивая рассмотрение гипотетических процессов миграции УВ из нефтегазоматеринских осадков в залежи, следует сделать совершенно уверенный вывод о том, что подобные процессы в горных породах не происходят. Все предполагаемые механизмы первичной и вторичной миграции УВ являются необоснованными и не подтверждаются фактическими данными.

Формирование скоплений нефти и газа за счет генерации ОВ кик в самих нефтематеринских свитах (in situ), так и в результате их миграции из генерационных бассейнов, в природных условиях не происходит.

Геохимические факторы

Современная геохимия в нефтяной геологии представляет собой самостоятельное, наиболее развитое и широко разветвленное научное направление. Изначально основная цель этих исследований заключалась в подтверждении органической природы нефтяных УВ и возможности их генерации из РОВ. Уже к началу 70-х годов были проведены анализы и определение содержания ОВ и $C_{орг}$ во многих тысячах образцов современных и ископаемых осадков. Выяснилось, что среднее содержание ОВ в породах составляет 0,3–1,5% и оно является обязательным малым компонентом всех отложений. Карбоновые породы обычно содержат ОВ меньше, чем кластические, а в глинистых его больше, чем в алевролитах и песках. С увеличением степени катагенеза вмещающих пород их ОВ изменяется от буроголиной к каменноугольной, антрацитовой и графитовой стадиям.

Детальный химический анализ РОВ позволил выделить в его составе все низко и высокомолекулярные углеводородные компоненты, характерные для нефтей и, тем самым, казалось бы, подтвердил возможность преобразования РОВ в УВ. Однако это представление является глубоко ошибочным.

Инициируем, каким образом извлекаются различные углеводородные компоненты из РОВ пород [Баженова и др., 2000]. Образец породы сначала подвергается дроблению и в дальнейших химических опытах инициируется в порошкообразном виде. Затем на первом этапе из РОВ

водным раствором щелочи извлекаются гуминовые кислоты. Далее породу обрабатывают одним из таких органических растворителей как хлороформ, бензол, петролейный эфир, ацетон, спирто-бензол и извлекают битумоидные компоненты ОВ. Нерастворимая в водных растворах щелочей и в органических растворителях часть ОВ называется керогеном, который, по мнению современных геохимиков, и представляет основную часть ОВ, способную преобразовываться в нефтяные УВ. Его извлечение из породы осуществляется путем ее многократной обработки соляной и плавиковой кислотой до полного исчезновения минеральной части. Полученный черный порошок и представляет кероген, подвергаемый различным исследованиям.

Приведенные данные показывают, что получение экстрактов и отдельных УВ компонентов ОВ возможно только при сложных химических реакциях в лабораторных условиях. Совершенно очевидно, что ни дробленных пород, ни органических растворителей и, тем более, соляной и плавиковой кислоты в горных породах не существует. Таким образом, геохимические эксперименты осуществляются в условиях совершенно не адекватных природным, а их результаты не могут служить доказательством существования естественных процессов преобразования РОВ пород в УВ. Изложенный чрезвычайно важный и очевидный вывод, по сути дела, неопровержимо противоречит основному положению органической теории нефтеобразования о возможности фоссилизации рассеянной в породах органики в УВ. И хотя УВ компоненты РОВ и нефтей действительно являются близкими аналогами, этот факт ни в коей мере не определяет их наследственное сходство.

Наиболее обоснованная критика представлений о химической стороне возможных процессов превращения рассеянной органики в углеводороды приводится в работе А.С.Эйгенсона [1998]. Суть его основных замечаний заключается в следующем:

1. Соотношение атомов водорода и углерода в органическом веществе пород примерно 1:1. В то же время в нефтях всех регионов это соотношение составляет 2:1, а в газах увеличивается до 4:1. Все это говорит о том, что органическое вещество гораздо больше значительно обогащено углеродом, чем нефть и газ. Расчеты показывают, что при термокаталитической деструкции этого органического вещества излишек углерода должен был бы выделяться в виде кокса и графита в объеме 500–700 г на 1 кг новообразованной нефти и до 4 кг на каждый килограмм газа. Между тем ни в самих нефтематеринских породах, ни в отложениях, по которым протекает предполагаемая миграция УВ, подобных коксовых или графитовых образований не обнаружено.

2. В органическом веществе на 1000 атомов углерода приходится не более 1 атома серы, в нефтях же содержание атомов серы увеличивается от 10 до 70, а в газе до 200–500.

3. Соотношение между химически связанным азотом и серой в керогене составляет 6:1. В нефтях оно ниже на два-три порядка за счет более высокого содержания серы и более низкого азота.

4. Детальное изучение порфириновых комплексов нефтей показало, что они не содержат обязательных для ОВ магния и железа, но, в то же время, содержат никель и ванадий, которые в живом веществе практически отсутствуют.

В целом, содержание и количественные соотношения таких важнейших атомных компонентов как водород и углерод, углерод и сера, азот и сера, а также железо и магний, никель и ванадий однозначно свидетельствуют о значительном отличии химического состава органического вещества пород от химического состава нефти и газа. Естественно, что подобные данные отрицают наследственное сходство компонентов нефти и газа с биогенным веществом пород и, тем самым, являются дополнительными доказательствами неправомочности органической теории образования нефти и газа.

Современные геохимические исследования в нефтяной геологии охватывают широкий круг различных научных направлений – от изучения органического углерода ОВ до новейших научных разработок в области создания геохимии УВ биомаркеров, применения методов жидкостной хроматографии, компьютеризированной масс-спектрометрии, спектрометрии, исследования ОВ на молекулярном уровне и др. А.Э.Конторовичем, Г.Н.Гордадзе и другими учеными осуществляются сверхсложные исследования таких высокомолекулярных компонентов ОВ как биомаркеры, порфирины, арены, стерины, тритерпаны и др. Отечественные и зарубежные исследователи разработали различные методики и классификационные схемы, позволяющие определить уровень катагенетической преобразованности органического вещества. Н.Б.Вассоевичем, и Н.В.Лопатиным предложена шкала катагенеза, отражающая степень метаморфизма (III) на раннем, среднем и позднем этапах катагенеза. Геохимическими методами определяются элементный состав керогена, выход и состав битумоидных компонентов, состав УВ фракций, соотношение разных групп УВ, уровень зрелости РОВ и многое другое. Использование современной аппаратуры и новейших технологий позволило изучить рассеянное в породах ОВ с величайшей детальностью и тщательностью. Высокий научный уровень этих исследований несомненен.

В то же время, ошибочность представлений о возможности генерации УВ из РОВ делает эти работы во многом бессмысленными и тупиковыми. Само по себе изучение РОВ имеет ограниченную научную ценность, поскольку не может оказать практической пользы при поисках скоплений нефти и газа. Ни одной дополнительной тонны нефти в результате этих работ никогда получено не было и не будет. Итоговые выводы геохимических исследований сводятся обычно лишь к малозначачимым рассуждениям о фациальной обстановке осадконакопления, типе и доле исходного гумусового и сапропелевого вещества, степени его созревания. Что касается прогноза перспектив нефтегазоносности отдельных бассейнов и зон возможного нефтегазонакопления, фазового состава их УВ скоплений и предполагаемых типов нефти, то этот прогноз базируется на ошибочных представлениях о процессах нефтеобразования и не является достоверным. РОВ пород не имеет прямого отношения к процессам нефте- и газообразования, а сами геохимические исследования ОБ в целях моделирования и прогнозирования этих процессов, по меньшей мере, являются несостоятельными.

Раздельный прогноз фазового состояния УВ

Согласно преобладающим представлениям, области преимущественного нефтенакпления характеризуются сапропелевым типом ОБ, отложившимся в морских условиях; области преимущественного газонакопления — гумусовым типом ОБ, отложившимся в континентальных условиях. Именно подобными факторами объясняют сторонники органической теории особенности формирования зон нефте- и газонакопления.

Так, наиболее богатые нефтью неокомские толщи центральной части Западно-Сибирской провинции отлагались в морских и прибрежно-морских условиях и их ОБ относится, главным образом, к сапропелевому типу. К северу от Среднего Приобья нефтяные месторождения сменяются газонефтяными и газоконденсатными и этот общеизвестный факт И.И.Нестеров с соавторами объясняют изменением состава ОБ тех же неокомских отложений, в которых возрастает роль гумусовой составляющей.

В Днепровско-Донецкой впадине широко известна региональная смена нефтяных месторождений нефтегазовыми и газовыми в общем юго-восточном направлении. Подобную зональность в размещении залежей УВ В.А.Витенко и другие авторы также объясняют исходным типом РОВ.

Между тем совершенно очевидно, что реальная связь между фазовым составом УВ скоплений и типом ОБ достаточно случайна и, как правило, отсутствует.

Формирование залежей с различным фазовым составом УВ обусловлено только изначально различным компонентным составом глубинных флюидов.

На многих отдельных или смежных месторождениях установлена непредсказуемая перемежаемость в вертикальном разрезе нефтяных и газовых залежей, которую никак нельзя объяснить типом нефтематеринского ОБ. С позиций абиогенного синтеза УВ подобное беспорядочное расположение залежей с различным фазовым составом УВ объясняется неоднократным и прерывистым поступлением в осадочный чехол глубинных УВ. Состав исходных парогазовых смесей в различных очагах периодически меняется, что и приводит к формированию различных по составу залежей.

Особенности механизма выдернения глубинных флюидов в осадочный чехол в какой то мере познаются при изучении поверхностных нефтепроявлений, в том числе и на архипелаге Земля Франца Иосифа. Здесь, по данным Б.А.Клубова и других, нефтепроявления связаны с гидротермальными жилами шириной до 20 см, секущими жилья долеритов. При механическом разрушении жилок обильно выделяется светло-коричневая разгазированная капельная нефть, которая быстро густеет и переходит сначала в вязкие, а затем в твердые битумы. Установлены многоэтапность и изменение состава поступающих УВ флюидов, подтверждаемые парагенезисом битумов с различными гидротермальными минералами, а также наличием в одних и тех же породах различных по составу битумов.

Отражательная способность витринита

Витринит является составной частью угольных включений в породах и представлен ОБ гумусового ряда. Его отражательная способность подтверждена вследствие молекулярной перестройки ОБ под влиянием температур и является показателем стадии литификации пород.

Исследуемый метод базируется на следующих основных принципах [Аммосов и др., 1975]:

1. Существует взаимосвязь между изменениями петрографических особенностей строения витринита и стадиями превращения ОБ флюид. Разработанная аппаратура позволяет измерять отражательную способность в цифрах.

2. Установлена зависимость между отражательной способностью витринита и максимальной палеотемпературой вмещающих образцы пород толщ (например, 72 единицы отражательной способности соответствуют 100°C , а 91 единица – 220°C).

3. Существующая взаимосвязь между палеотемпературой и нефтематеринскими свойствами пород позволяет прогнозировать их нефтегазоносность по площади и разрезу. Это прогнозирование осуществляется согласно основным представлениям органической теории нефтегазообразования и близко классической схеме Н.Б.Вассоевича.

Оценивая фактическую результативность исследований по изучению отражательной способности витринита, отмечу следующее. Этот вспомогательный метод с определенной условностью позволяет определять палеотемпературы различных погребенных горизонтов и, тем самым, способствует уточнению многих вопросов геологической истории развития осадочных бассейнов. В частности, сравнение современных и палеотемператур позволяет подтвердить былое проявление инверсионных движений и местоположение очагов максимального погружения пород. Данные по отражательной способности перетолженных зерен витринита могут выявить области денудации и особенности их истории развития.

В то же время применение палеотемпературных данных для прогноза перспектив нефтегазоносности совершенно бессмысленно. Выше уже отмечалось, что никакого преобразования ОВ пород в УВ в низкотемпературных условиях, характерных для осадочных толщ, не происходит. В связи с этим направление работ, связанное с изучением отражательной способности витринита, так же как и другие геохимические методы изучения ОВ в целях прогноза нефтегазоносности являются ошибочными и неправомерными.

Объемно-генетический метод количественной оценки прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата

Этот метод применяется для оценки ресурсов крупных территорий со слабо разведанными запасами. Объем ресурсов определяется как разность между общим количеством эмигрировавших УВ и суммой потерь УВ при их миграции и аккумуляции. К нефтематеринским породам обычно относят отложения с концентрацией ОВ не менее 0,3%. При подсчете используются такие параметры как средняя мощность нефтематеринских пород, содержание $C_{\text{орг}}$, глубина погружения пород, их палеотемпературы, степень катагенеза ОВ и др.

Упрощенная формула объема эмигрирующей нефти для оцениваемого участка или очага генерации определяется как

$$Q_{\text{эм}}^{\text{н}} = q_{\text{эм}}^{\text{н}} \times S, \quad \text{где}$$

$Q_{\text{эм}}^{\text{н}}$ – объем эмигрирующей нефти, в тоннах

$q_{\text{эм}}^{\text{н}}$ – плотность эмиграции, в т/км²

S – площадь оцениваемого участка [Методические..., 1983]

Как видно из приведенных данных, описываемый метод оценки прогнозных ресурсов полностью базируется на основном положении органической теории нефтегазообразования, признающим возможность генерации УВ из РОВ. Как уже отмечалось выше, подобный процесс в природе не происходит, в связи с чем и сам метод является неправомерным.

В то же время результаты прогнозной оценки, подсчитанной объемно-генетическим методом, зачастую бывают близки к результатам такой же оценки, проведенной другими методами (по удельным плотностям запасов на единицу площади или осредненную структуру). Подобное сходство можно объяснить только тем, что в объемно-генетическом методе при подсчете подгоняются под необходимый конечный результат достаточно произвольные оценочные параметры.

Глава 2.

Доказательства глубинной природы нефтяных УВ

Связь месторождений нефти и газа с разломами

Наиболее объективным доказательством абиогенного происхождения нефти является приуроченность большинства известных залежей к линейным зонам разрывных нарушений. Многие из них являются структуроформирующими и контролируют пространственное размещение зон нефтегазоаккумуляции. Огромное количество продуктивных структур осадочного чехла наследует структуру поверхности фундамента и располагается над его приподнятыми, обрезанными разломами блоками. Многопластовость месторождений, наличие в них тектонически экранированных залежей, высокий этаж нефтегазоносности свидетельствуют о широко развитых процессах вертикальной миграции УВ. Следы дегазации установлены на дне океанов, где мантия находится на небольшой глубине от поверхности дна и, в частности, зафиксированы вдоль подводных разломов в рифтовых зонах Карибского и Красного морей. Эти данные лишней раз подтверждают несомненную взаимосвязь месторождений УВ с глубинными тектоническими нарушениями, уходящими корнями в мантию.

С некоторой условностью разломы подразделяются на планетарные, региональные и локальные. Земная кора постоянно испытывает влияние внешних космических и общепланетарных напряжений, обусловленных изменением ротационного режима Земли. Этими силами формируется практически безамплитудная, закономерно ориентированная трещиноватость, установленная в породах Балтийского щита и палеозойских отложениях Русской плиты [Шарданов, 1990].

Глубинные разломы развиваются в ослабленных зонах растяжения земной коры в результате формирования в основании литосферы разуплотненного мантийного материала или астеносферного выступа. Именно подобным механизмом объясняются процессы зарождения и развития рифтогенных структур и крупных разломов. Дальнейшая дифференциация зоны растяжения на отдельные блоки приводит к формированию более мелких локальных разрывов.

По своей протяженности и амплитуде различные категории разломов отличаются друг от друга на многие порядки. Обычно они представляют собой довольно узкие зоны, разделяющие смежные тектонические блоки, и характеризуются сложной дислоцированностью и раздробленностью пород. Детальные комплексные исследо-

вания Талинского месторождения в Западной Сибири показали, что ширина субвертикальных зон разрывов и интенсивного дробления пород на уровне шеркалинского горизонта составляет 50–200 м. В этих зонах повышенной трещиноватости зафиксированы максимальные дебиты скважин, достигающие 300–345 м³/с [Шарданов, 1990].

Связь месторождений УВ с разломами особенно наглядно проявляется на примере специфической категории структур, получивших название рифтов и авлакогенов. Они представляют собой полосовидные тектонические зоны, в которых происходило горизонтальное смещение земной коры и образование узкого грабена, ограниченно бортовыми разломами. Как правило, большинство структур в этих зонах приурочено не к обычным антиклинальным поднятиям, а к тектонически экранированным ловушкам и связано с приразломными моноклиальными блоками.

Промышленные месторождения в структурах подобного типа установлены на всех континентах, а всего в их пределах выявлено около 10% мировых разведанных запасов УВ. По своей значимости и размеру выявленных запасов нефтегазоносность рифтогенных бассейнов весьма различна.

Ирриновичско-Астраханский и Припятско-Маньчский бортовые рифтоны Припятско-Днепровского авлакогена имеют протяженность около 1500 км и амплитуду 4–5 км. Они представляют собой шовные зоны шириной до 40 км, осложненные системой ступеней и грабенов. Бортовые нарушения относятся к подкоровым и выделяются на всех профилей ГСЗ по поверхностям Мохоровичича и Конрада. На ряде профилей вдоль северного борта авлакогена установлена промышленная нефтегазоносность коры выветривания фундамента.

Сиртский грабенообразный бассейн на севере Африки относится к одним из богатейших нефтегазоносных провинций мира. Здесь открыто более 150 месторождений, продуктивные горизонты которых содержатся в широком стратиграфическом диапазоне – от кровельной части пород фундамента до олигоцена. Разнообразны типы залежей, но большинство из них связано с тектонически экранированными горстовыми блоками и приурочено к нубийским песчаникам нижнего мела.

В Крестноморском рифте установлено около 70 небольших месторождений, приуроченных к моноклиальным блокам домиоценового рифтогенного комплекса.

Запасы нефти грабена Вайкинг в Северноморском бассейне оцениваются в 1,5 млрд. т. Здесь наиболее крупное месторождение приурочено к юрско-меловым песчаникам и также связано с моноклиальными блоками.

В рифтовых бассейнах северо-восточного Китая – Сунляо, Бохай, Сычуанский и других добывается ежегодно около 60 млн. т нефти. Коллекторы связаны с пестроцветными континентально-озерными отложениями нижнего мела и палеоцена.

Краткий перечень приведенных данных свидетельствует о высоком нефтегазоносном потенциале рифтогенных структур. Это обстоятельство, прежде всего, обусловлено особенностями их строения, обеспечивающими возможность вертикальной миграции углеводородных флюидов вдоль зон глубинных разломов. Следы этой миграции в виде поверхностных нефтегазопоявлений установлены в ряде наиболее молодых современных рифтов. Так, издавна известны нефтепроявления вдоль южного берега озера Байкал, в грабене Мертвого моря, в Суэцком, Калифорнийском и некоторых других молодых рифтах.

Сторонники органической теории нефтеобразования главную причину нефтегазоносности рифтогенных структур объясняют наличием в них аномально высоких тепловых потоков, способствующих ускоренной переработке РОВ в УВ. Оставляя в стороне проблему возможности самой генерации УВ из РОВ, отмечу, что существующие представления о влиянии теплового потока на преобразование рассеянной в породах органики также несостоятельны.

Величина теплового потока определяется толщиной земной коры и литосферы в целом. На континентах его средние значения равны 60 мВт/м^2 , в зонах современного рифтогенеза увеличиваются до $70\text{--}120 \text{ мВт/м}^2$. Совершенно очевидно, что даже максимальное увеличение величины теплового потока в два раза не может прогреть осадочный чехол рифтовых зон до температуры выше $150\text{--}200^\circ\text{C}$. При столь незначительном повышении температуры осадочной толщи преобразование рассеянной в породах органики в УВ произойти не может.

Ничтожно влияние на РОВ пород и вулканогенных образований, являющихся своеобразными индикаторами процессов рифтообразования. Так, на Камчатке исследованы результаты воздействия на поверхностную растительность андезитовой лавы вулкана Авача толщиной 15 м и начальной температурой около 600°C . Ширина зоны контактного преобразования ОВ здесь невелика и заметна на расстоянии не более 3 м. Только в этом интервале остатки деревьев и веток в подошве потока лавы, по данным В.В.Петровой, характеризуются торфяной и буроугольной стадиями метаморфизма. В целом, магматические и эффузивные породы застывают относительно быстро, почти не нарушают температуру недр и практически не влияют на преобразование РОВ окружающих осадков.

В последние годы в мире открыто более 100 крупнейших морских месторождений нефти и газа, приуроченных к шельфовым зонам всех четырех океанов планеты и содержащих около половины мировых разведанных запасов нефти и трети запасов газа [Краюшкин, 1984]. Эти месторождения располагаются вблизи краев континентов и литосферных плит, что лишнее раз подтверждает несомненную связь залежей УВ с глубинными разломами.

Изучение неотектонических движений и результаты многолетних инструментальных нивелировок на ряде геодинамических полигонов установили, что большинство месторождений связано с зонами нарушений, характеризующихся аномально высокими значениями современных движений земной поверхности [Сидоров и др., 1989].

Для формирования и сохранения залежей более важным фактором является не амплитуда, а современная активность разрывных нарушений. Только в динамически напряженных зонах разломов, испытывающих постоянные сотрясения, породы остаются в разуплотненном состоянии и обеспечивают условия для миграции флюидов. В то же время более древние и стабильные разломы, залеченные минеральными новообразованиями, превращаются в экраны, ограничивающие залежи.

Приуроченности месторождений УВ к зонам разрывных нарушений свидетельствуют также результаты изучения последствий землетрясений. Общеизвестно, что в сейсмически активных регионах землетрясения сопровождаются нефте- и газопроявлениями в водонасыщенных и открытых трещинах на земной поверхности, а также достаточно резкими изменениями дебита нефти в скважинах. В ряде случаев с подобными глубинными процессами связано открытие, а иногда и формирование, месторождений УВ. Так, по данным В.Н.Смирновой, после землетрясений 1909 и 1910 гг. в Калифорнии была открыта группа новых месторождений, а после землетрясения 1911 г. в Дагестане открыто Димитровское нефтяное месторождение. Следует отметить, что на землетрясения реагируют преимущественно скважины, расположенные в зонах разрывных нарушений, причем характер этих скважин в течение некоторого времени может как увеличиваться, так и уменьшаться.

Можно предложить следующее, наиболее логичное объяснение приведенных фактов. В обычных природных условиях большинство зон глубинных тектонических нарушений постепенно залечивается минеральными новообразованиями, в результате чего полностью или частично нарушается связь залежей с глубинными мантийными очагами нефтегазопроизводства. Землетрясения могут реанимировать зо-

ны разломов, питающих залежи. Силы растяжения в их пределах приводят к обновлению старых и заложению новых трещин, что способствует поступлению новых порций УВ и итоговому увеличению дебита скважин в приразломных зонах. В ряде случаев, развивающиеся при землетрясении силы сжатия могут наоборот привести к закрытию трещин и общему ухудшению емкостных свойств резервуаров, т.е. к временному уменьшению дебита скважин.

Несмотря на дискуссионность изложенных предположений, можно констатировать, что огромная энергия землетрясений дает толчок к обновлению и развитию сети глубинных разломов и, тем самым, способствует современным процессам формирования и переформирования месторождений.

В последние годы установлено широкое развитие в осадочном чехле и верхней части фундамента залежей УВ жильного типа. Подобные залежи приурочены к вторичным трещиноватым, а иногда и раздробленным резервуарам, сформировавшимся вдоль зон разломов, разделяющих смежные тектонические блоки. Они характеризуются значительной протяженностью, малой шириной и обычно локализируются непосредственно вблизи разлома либо на небольшом расстоянии от него, не превышающем первые километры. По особенностям строения эти залежи существенно отличаются от обычных пластовых залежей антиклинального типа, а диапазон их нефтегазоносности охватывает по вертикали гораздо больший интервал разреза и включает несколько смежных пластов. Достаточно близкая аналогия между жильными рудными телами и приразломными зонами нефтегазообразования позволяет утверждать, что все приуроченные к ним полезные ископаемые имеют глубинный генезис.

К процессам формирования жильных залежей следует также отнести и проявления грязевого вулканизма, происходящие в динамически активных регионах в результате накопления глубинных УВ в приразломных зонах, сложенных пластичными глинистыми породами. Заполнение газом и нефтью таких трещиноватых глинистых резервуаров ограниченной емкости происходит во времени крайне неравномерно, что и обуславливает многократное извержение грязевых вулканов через самые разные промежутки времени [Гаврилов и др., 2000].

На земной поверхности выявлен еще ряд структур, крайне интересных в отношении их генезиса и возможной нефтегазоносности. Речь идет об астроблемах, представляющих собой крупные кратеры на поверхности Земли, выполненные трещиноватыми раздробленными породами осадочного чехла и фундамента. Большинство исследователей считает, что формирование этих структур связано с падением и взры-

вом крупных метеоритов. Однако выяснилось, что астроблемы расположены не хаотически, а приурочены к линейным поясам протяженностью в тысячи километров и, видимо, связаны с региональными разломами. Отсюда возникла новая точка зрения, согласно которой они рассматриваются как земные структуры, сформированные взрывами космических газов, поступивших в приповерхностные слои литосферы по разломам из земных недр [Песков, 1992].

Астроблемы наиболее полно изучены на территории США и Канады, где некоторые из них являются промышленно-нефтегазоносными. Так, астроблема Ред-Уинг-Крик в штате Северная Дакота имеет диаметр 9 км. Ее центральная часть осложнена поднятием, окаймляемым несколькими кольцевыми валами и желобами амплитудой 100-100 м. Промышленная нефтеносность связана с брекчированными осадками карбона, из которых в 12 скважинах получены притоки нефти дебитом до 119 м³/с.

Астроблема Ньюпорт в том же штате имеет форму депрессии диаметром 3,2 км и окаймляется кольцевым валом, сложенным породами докембрия и кембрия-ордовика. Из коры выветривания фундамента, представленной сильнотрещиноватыми кавернозными гранитами и сланцами, в двух скважинах получены фонтаны нефти дебитом 611 и 2432 м³/с.

Однако наиболее сенсационны данные бурения скважин на Сальянской астроблеме, расположенной на Балтийском щите в 240 км севернее шведского Стокгольма. Диаметр структуры около 45 км, в ее пределах практически нет осадочных образований, а на поверхности известны нефтепроявления.

Первая скважина I-Гривберг пробурена в центре астроблемы целиком в докембрийских гранитах и долеритах. По всему ее разрезу, начиная с поверхности, были зарегистрированы проявления метана. Из-за технических осложнений скважина остановлена на глубине 1200 м. При ее опробовании в открытом стволе удалось получить 14 м³ нефти. Природа этой нефти оспаривалась, поскольку возникло предположение, что она могла быть закачена в скважину при бурении. Вторая скважина глубиной 2700 м на краю астроблемы была пробурена только на воде, что исключает попадание в нее любых органических примесей. При ее испытании наблюдался приток нефти в этом длительном время в устье скважины отмечался слабый переток нефти с глубины около 2000 м.

Таким образом, на Сальянской астроблеме впервые получена нефть с большой глубины от поверхности фундамента кристаллического щита при отсутствии в этом районе осадочных образований.

Эти данные, видимо, представляют одно из наиболее неопровержимых доказательств глубинного генезиса нефти и газа.

Нефтегазоносность пород фундамента

К настоящему времени накоплены многочисленные фактические данные, подтверждающие промышленную нефтегазоносность пород фундамента. Один из наиболее полных обзоров, посвященных этой проблеме, составлен В.А.Краюшкиным в 1984 г. [Краюшкин, 1984]. В нем приведено описание 267 скоплений УВ, выявленных в фундаменте различных районов мира. Известно, что генезис подобных месторождений является предметом постоянных дискуссий между сторонниками органической и неорганической теорий происхождения нефти. Первые наличие скоплений УВ в кристаллических породах обычно объясняют их миграцией из прилегающих к поверхности фундамента нефтематеринских толщ осадочного чехла. Вторые полагают, что все нефтегазопроявления в верхних горизонтах земной коры, в том числе и в фундаменте, обусловлены поступлением УВ по разломам из глубинных мантийных очагов. Поэтому залежи УВ в толще фундамента рассматриваются ими как одно из важных доказательств этой теории. Перспективными для поисков залежей считаются как верхняя кровельная часть пород фундамента, так и его более глубокие разуплотненные интервалы разреза, обладающие достаточными емкостными свойствами.

Выходы горючих газов на дневную поверхность в подземных выработках и рудниках издавна известны на Канадском, Балтийском, Украинском и других кристаллических щитах платформенных областей. В Турции на побережье залива Анталья, вблизи с. Хирали имеется выход природного газа, пламя которого горит уже более 2500 лет. Об этом свидетельствуют древние записи и сохранившийся рядом с природным факелом храм огнепоклонников примерно того же возраста [Краюшкин, 1984].

Нефтегазоносность пород фундамента, перекрытых плащом осадочных отложений, чаще всего приурочена к их кровельной части, к так называемой коре выветривания. Мощность этой зоны развития вторичных резервуаров обычно не превышает 10–15 м, хотя иногда и достигает 50–80 м. Залежи коры выветривания относятся к массивному, литологически экранированному типу и имеют сложные, непредсказуемые контуры. Их коллекторы характеризуются высокой неоднородностью, резкой изменчивостью по площади и вертикальному разрезу.

Наиболее типичная группа месторождений в коре выветривания фундамента открыта в центральном Техасе США. Здесь докембрийский фундамент залегает на небольшой глубине 500–800 м и в его поверхности выделяется широкая полоса эродированных останцов высотой 30–170 м. На склонах останцов выклиниваются отложения кембрия и ордовика, а сверху эти толщи и вершины останцов несогласно перекрываются единым комплексом пенсильванской свиты. Породы фундамента представлены сильно трещиноватыми плотными кварцитами. Продуктивная кора выветривания кварцитов, залегающих непосредственно под поверхностью регионального предпенсильванского несогласия.

Первое месторождение Орф открыто еще в 1933 г и к началу 1992 г. общая добыча нефти из пород фундамента по 16 продуктивным скважинам составила здесь около 200 тыс. м³. Всего же в Центральном Техасе выявлены девять подобных месторождений, на которых нефтеносны более 50 скважин.

Два нефтяных месторождения Венесуэлы – Ла Пас и Мара установлены в интрузивных и метаморфических породах коры выветривания фундамента на глубине около 3000 м. Здесь продуктивны более 40 скважин, средняя добыча из которых в 50-х годах составляла 430–600 м³/с.

На северном борту Днепровско-Донецкой впадины в коре выветривания фундамента и породах карбона, на глубине 3–3,5 км открыты 16 нефтяных и газовых месторождений, наиболее известными из которых являются Хухринское, Юльевское и Чернетчинское. Все залежи протягиваются вдоль бортового разлома и приурочены к полосе территории длиной 250 и шириной 30–35 км. Запасы выявленных углеводородов УВ по состоянию на 1.1.1993 г. составляли по категории III₁ – 17, и категории C₂+C₃ – 223 млн. т условного топлива.

Группа геологов, возглавляемая И.И.Чебаненко и В.А.Краюшкиным, в работу "Открытие принципиально нового объекта поисков углеводородов нефти и газа как источника расширения топливно-энергетической базы Украины" в 1992 г. удостоены Государственной премии Украины в области науки и техники. Таким образом, впервые на государственном уровне были признаны и положительно оценены результаты научной и практической деятельности сторонников неорганического происхождения нефти.

В целом, промышленные залежи УВ в породах кристаллического фундамента, помимо США, Венесуэлы и Украины, эксплуатируются также в Канаде, Ливии, Египте и ряде других стран.

В результате новой геологической информации существенно изменились прежние представления о фундаменте как о монолитной

непроницаемой толще. Наличие в его разрезе разуплотненных интервалов и связанных с ними трещиноватых резервуаров установлено по данным многих глубоких и сверхглубоких скважин.

Только в Татарии закончено бурение более 10 скважин, вскрывших фундамент на глубину от нескольких сотен до 3250 м. В кристаллической толще выявлено и опробовано более 80 объектов с трещиноватым типом коллекторов. В 10 из них, по сведениям А.Б.Близеева, получены притоки пластовой жидкости, обычно представляющие собой рассолы, содержащие гелий и УВ нефтяного ряда. В скважине 2000-Миннибаевской приток флюида из интервала 4457–5005 м составил $81 \text{ м}^3/\text{с}$.

В Кольской сверхглубокой скважине на глубине 4500–9200 м в трещинных породах протерозойского и архейского возраста обнаружены хлоридные воды, содержащие редкие элементы, а также водород, гелий, углекислоту и метан с примесью тяжелых УВ.

На Южно-Вьетнамском шельфе открыто крупнейшее в мире месторождение Белый Тигр в породах фундамента. Поверхность центрального, наиболее приподнятого и продуктивного блока прослеживается на глубине около 3000 м. Здесь годовая добыча приближается к 10 млн. т, дебит некоторых скважин достигает $2000 \text{ м}^3/\text{с}$, а одной из них фундамент пройден на глубину 1600 м и весь вскрытый разрез оказался насыщен нефтью [Аршев и др., 1997]. Совершенно очевидно, что получение подобных притоков из трещинных резервуаров, залегающих на тысячи метров ниже поверхности фундамента, является еще одним неопровержимым доказательством глубинного генезиса нефтяных залежей.

Завершая рассмотрение нефтегазонасыщенности разуплотненных интервалов кристаллической толщи фундамента настолько неоспоримы, что оправдывают возросший интерес к поискам в них промышленных скоплений УВ. Открытие подобных залежей становится вполне реальной задачей, а их роль в дальнейшем приросте запасов по мере истощения традиционных объектов в осадочном чехле, несомненно, будет возрастать.

Фактические материалы по нефтегазонасыщенности разуплотненных интервалов кристаллической толщи фундамента настолько неоспоримы, что оправдывают возросший интерес к поискам в них промышленных скоплений УВ. Открытие подобных залежей становится вполне реальной задачей, а их роль в дальнейшем приросте запасов по мере истощения традиционных объектов в осадочном чехле, несомненно, будет возрастать.

Вторичный характер различных видов УВ скоплений

За длительную геологическую историю развития нашей планеты дегазация земных недр приводила к бесчисленным прорывам глубинных флюидов в земную кору. В настоящее время следы подобных процессов фиксируются в породах фундамента и осадочного чехла в виде самых разнообразных включений – от тончайших битуминозных налетов на поверхностях напластования пород до крупнейших скоплений тяжелых нефтей, битумов, горючих сланцев и газогидратов. По всей вероятности, существенная битуминозность глинистых толщ, относимых к разряду типичных нефтематеринских свит, не является первичной и не связана с фоссилизацией обильных органических остатков, захороненных вместе с осадками. Глубинные флюиды, содержащие нефтебитумы, могут подниматься до дна бассейнов и насыщать еще формирующиеся и неуплотненные осадки на стадии их раннего диагенеза, либо внедряться в уже сформировавшиеся толщи и насыщать тонкоплитчатые разности пород по системам трещин и межслойковым пространствам. Видимо так, за счет рассланцевания обычных глин, их гидрогенизации и насыщения нефтебитумами формируется основная масса черных битуминозных сланцев.

Битумоиды в горных породах обычно занимают поры, каверны, трещины и межкристаллическое пространство, что свидетельствует о вторичном характере битуминозности. В скважине 123-Осташковичской Припятской впадины фундамент вскрыт в интервале 3288–4304 м. Здесь наибольшая концентрация битуминозного вещества отмечается в зонах дробления и пересечения трещин. Следовательно эти битумоиды являются миграционными и вторичными по отношению к вмещающим породам. Отмечается также их явное сходство с нефтью более высоких горизонтов осадочного чехла этого месторождения, что лишним раз свидетельствует о процессах вертикальной миграции глубинных УВ [Сидоров и др., 1989].

Крупнейшие в мире скопления тяжелой вязкой нефти с удельным весом около $1 \text{ г}/\text{см}^3$ открыты в Северной Америке в районе рек Атабаска и Ориноко, где их примерные запасы оценены, соответственно, в 150 и 450 млрд. т. На месторождении Атабаска гигантская залежь залегает на небольшой глубине и приурочена к подошве дельтовых отложений мелового возраста, несогласно перекрывающих маломощные палеозойские горизонты на склоне Канадского щита (рис. 2).

Нефть обладает столь высокой вязкостью, что в поверхностных условиях принимает пастообразный облик. Однако, несмотря на значительную плотность и вязкость, она является совершенно нормаль-

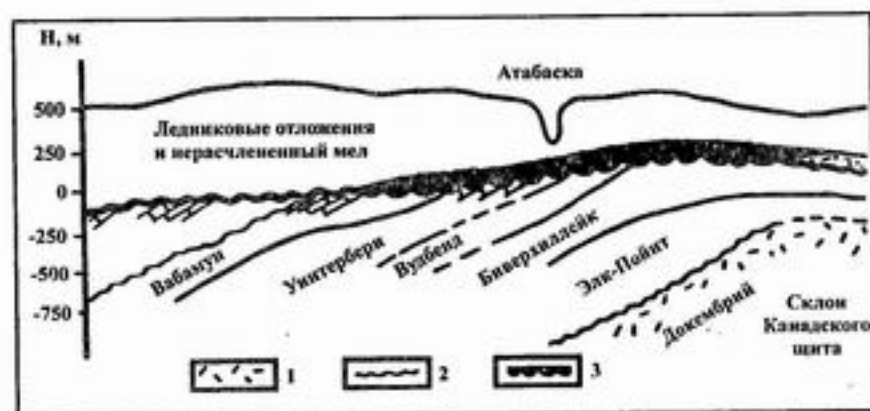


Рис.2. Геологический профиль через месторождение Атабаска (по [Бакиров и др., 1971])

1 – докембрийский фундамент; 2 – региональное несогласие в подошве нижнемеловых отложений; 3 – наднесогласная залежь тяжелой нефти.

ным УВ флюидом и не несет признаков окисления и выветривания. Совершенно невозможно представить, что подобные залежи могли сформироваться в результате какой-либо латеральной миграции нефти, поскольку в низкотемпературных условиях пород осадочного чехла она мгновенно закупорила бы любые резервуары. В связи с этим, образование скоплений тяжелой нефти в верхней части осадочного чехла может быть связано только с вертикальной миграцией высокотемпературных нефтяных флюидов по зонам разломов из глубинных мантийных источников.

Во многих районах мира известны крупнейшие промышленные месторождения битумов и горючих сланцев. В центральной части Алданского щита нефтяные битумы установлены в породах архейского фундамента, на дне глубоковрезанных долин рек Алдана и Тимтона. Как показали А.Н.Терещенко и А.П.Угрюмов эти битумы приурочены к зонам омоложенных разломов и располагаются вдалеке от выходов осадочных пород, что, несомненно, подтверждает их глубинный генезис.

В последние годы появились новые материалы, свидетельствующие об интенсивной разгрузке различных газов в акватории океанов. Значительно возросла разрешающая способность сейсмических методов. На сейсмических разрезах в водной среде стали выделяться своеобразные структуры, похожие на вертикальные факелы пузырь-

ков газа, поднимающиеся вверх от поверхности дна на несколько сотен метров. Кроме того, в верхних слоях осадков дна океана выделяются толщи, насыщенные газогидратами, залежи которых формируются в слабо консолидированных придонных слоях и представляют собой скопления кристаллов льда, разрыхленная решетка которых заполнена молекулами газа. Ресурсы газогидратов огромны и на один-два порядка превышают все открытые и потенциальные запасы нефти и газа [Валяев, 1999].

В целом, все перечисленные виды скоплений УВ, включающие залежи нефти, газа, битумов, горючих сланцев и газогидратов, сформировались за счет глубинных, абиогенных флюидов.

В верхних горизонтах земной коры задерживается и консервируется только незначительная часть этих поднимающихся флюидов. По данным Б.М.Валяева основная их часть проходит через верхнюю оболочку земной коры и сбрасывается в атмосферу и гидросферу, а формирование всех видов месторождений УВ представляет собой лишь побочное явление в общем процессе углеводородной дегазации Земли.

Вулканические процессы

На Земле выявлено свыше 800 действующих вулканов, ежегодно поставляющих 3–6 млрд.т извергаемого вещества. На земной поверхности вулканические породы поступают в круговорот геологических процессов, претерпевают глубокие изменения и служат тем исходным материалом, переработка которого приводит к образованию различных горных пород, слагающих земную кору. Вулканические газы составляют около 1% от веса всех изверженных пород и среди них почти всегда присутствуют УВ компоненты.

Интереснейшее открытие последних лет связано с установлением факта образования в вулканическом процессе сложных органических соединений, содержащихся в пепле и шлаках, выпадающих на склонах и у подножья вулканов. На одном квадратном метре поверхности вблизи вулкана иногда накапливается до 20 кг пепла, а общий его объем составляет многие млн. м³. При извержении вулкана Толбачик на Камчатке в 1975–76 г.г. расчетная масса подобного изверженного ОВ составила 2,5 млн.т

Анализ стерильно чистых проб пепла показал, что они состоят из многокомпонентной смеси сложных органических соединений, в том числе аминокислот и других образований, составляющих важнейшую часть живых организмов [Мархинин, 1985]. В этих продук-

тах вулканических извержений имеются все шесть химических элементов (H, C, O, N, P, S), различные комбинации которых составляют клетки растений и животных. Тем самым совершенно однозначно доказано, что вулканическими процессами синтезируется абиогенное органическое вещество, практически не отличающееся по химическому составу от обычного органического вещества биогенной природы. Вулканы представляют собой гигантские природные реакторы, где в огромных масштабах воспроизводятся условия лабораторных экспериментов по синтезу абиогенного органического вещества, не отличающегося от органического вещества продуктов биосферы.

Возможно, что если бы подобные сенсационные факты были известны до середины XX столетия, они могли бы предотвратить возникновение органической теории нефтегазообразования. Эти данные позволяют совершенно по-новому определять источник исходного материала для образования скоплений УВ и сделать выбор в пользу глубинной природы нефтяных УВ.

Накопление абиогенных УВ на ранних этапах развития Земли, видимо, предопределило дальнейшее зарождение жизни. Появление в простейших растениях хлорофилла и процессы фотосинтеза невозможно представить без более раннего существования органических соединений абиогенного происхождения, вынесенных на поверхность Земли извержениями вулканов.

Известно, что в космическом пространстве астрономами обнаружены молекулы CN и CN, а в спектрах холодных звезд, помимо них — молекулы CO, OH и H₂. Однако основные фактические данные о составе космического вещества получены при изучении упавших на Землю метеоритов.

Углерод в виде графита выявлен во всех видах изученных метеоритов, но наибольшее его содержание до 2,5% установлено в группе углистых хондритов. Они сложены черным углистым веществом, представляющим собой высокомолекулярное ОВ, образовавшееся в результате эволюции метеорного вещества на ранней стадии развития солнечной системы. Возраст метеоритов, определенный калий-аргоновым методом, составляет 1,9–3,4 млрд. лет. Современными методами в экстрактах ОВ обнаружены ароматические и парафиновые УВ, жирные кислоты, углеводы и аминокислоты. Методом газовой хроматографии установлено наличие следов метана, этана, пропана, бутана и др. УВ компонентов.

Приведенные данные показывают, что в космическом пространстве достаточно широко распространены различные абиогенные угле-

родистые соединения, возникшие еще на ранних этапах возникновения нашей вселенной.

При изучении атмосферы Юпитера, Сатурна, Урана и Нептуна обнаружено большое количество соединений углерода и водорода. Предполагается, что эти соединения образуют облака над Титаном, а его поверхность покрыта жидкой этан-метановой смесью. Таким образом, имеются доказательства наличия абиогенных УВ на родственной Земле безжизненных планетах солнечной системы. Вполне вероятно, что и на самой Земле подобный синтез эндогенных УВ соединений происходит не в меньших, а может быть, и в больших объемах, чем на остальных планетах.

Между тем прямая связь скоплений УВ с вулканами наблюдается довольно редко. На острове Сицилия разрабатывается одно газонефтяное и несколько газовых месторождений, тесным кольцом опоясывающих склоны вулкана Этна [Краюшкин, 1984]. На Кавказе открыты нефтяное месторождение Мурадханлы и группа Притбилисских залежей нефти, расположенных в кратерах ископаемых вулканов. В целом же, большинство крупных зон нефтегазоаккумуляции расположено за пределами территорий с активным проявлением процессов вулканизма. Так, районы Персидского залива, Северного моря, Западной Сибири и Прикаспия характеризуются отсутствием в осадочном чехле значительных магматических внедрений.

В связи с изложенным можно предположить, что абиогенные компоненты вулканических пеплов и абиогенных УВ формируются в близких, но в то же время и достаточно разных природных условиях. В раскаленных пеплогазовых струях, восходящих по жерлу вулканов с высокой скоростью и при сильных электрических разрядах, синтезируется абиогенное органическое вещество, составляющее основу вулканических пеплов. В тех же случаях, когда подъем мантийных парогазовых смесей по зонам глубинных разломов происходит через горные породы в замкнутом пространстве с более постепенным снижением давлений и температур, создаются благоприятные условия для формирования скоплений нефти и газа. Высказанное предположение в полной мере согласуется с идеей, выдвинутой П.Н.Кропоткиным еще в 1955 г., о существовании двух ветвей глубинной дегазации Земли. Горячая углекислая ветвь дегазации связана с вулканическими процессами и поставляет на дневную поверхность огромное количество вулканогенного материала и различных, в основном, углекислых газов. Холодная амагматическая углеводородная дегазация ответственна за процессы нефтегазообразования, протекающие при вторжении мантийных УВ в осадочный чехол по зонам крупных разрывных нарушений.

Одной из основных форм холодной амагматической дегазации Земли является гидротермальная деятельность недр и именно с ней связаны потоки глубинных нефтяных УВ. Морские исследования на подводных аппаратах показали, что следы интенсивной разгрузки газов и флюидов отмечаются в зонах разломов на дне океанов. Вот как красиво описал подобные гидротермальные проявления в Калифорнийском заливе один из ученых института океанологии АН СССР в газете Правда от 16 марта 1987 г.

Свидание с "курильщиком".

"Цепи гидротермальных источников похожи на башни, равные по высоте многоэтажному дому. Из жерла выливались растворы с температурой 350°C. Казалось, на дне океана работают печные трубы. Их "дым" поднимался на 150–220 м, образуя подобие облаков. Вода выщелачивает металлы из базальтов и вырывается на поверхность горячими источниками. Возле них накапливаются руды цинка, меди, свинца и других металлов... В больших количествах из зияющих разломов океанского ложа вырываются метан и гелий. Дно океана богато и нефтью. Свидетельством тому породы, поднятые экспедицией с больших глубин. Они пахнут дизельным топливом и иногда могут гореть".

Судно "Академик Келдыш" А. Урванцев.

Здесь же в Калифорнийском заливе, по сведениям В.А. Краюшкина, с подводной лодки производилось бурение и из тела активного черного курильщика отобран керн, в котором содержится до 25% легкой как конденсат нефти.

Глава 3. Формирование залежей нефти и газа во вторичных резервуарах

Изменение состава и структуры любых горных образований начинается сразу же после их формирования и консолидации в качестве определенных физических тел в составе земной коры. Накопленные фактические данные позволяют сделать вывод о том, что емкостные свойства многих известных коллекторов нефти и газа являются вторичными и сформированы в результате воздействия на горные породы ряда экзогенных и эндогенных факторов.

Процессы гипергенеза, определяющие физические и химические преобразования пород, выведенных на дневную поверхность, приводят к формированию кор выветривания в кровельной части любых денудационных образований. Проникающие с поверхности агрессивные воды способствуют выщелачиванию и гидратации пород, формируя в них вторичную пористость и кавернозность. Мощность, состав и емкостные свойства кор выветривания зависят от состава материнских пород, продолжительности эрозии, расчлененности палеорельефа, тектонической активности региона, палеоклиматических условий и ряда других факторов. Бесконечное разнообразие осадочных, осадочно-эффузивных, метаморфических, магматических пород и породообразующих минералов обуславливает широкое разнообразие формирующихся кор выветривания. Мощность подобных зон развития вторичных коллекторов в некарбонатных образованиях обычно не превышает 10–15 м, хотя иногда и достигает 50–80 м.

В то же время, карбонатные породы особенно интенсивно подвергаются вторичным преобразованиям. Все метеорные, грунтовые и пластовые воды по отношению к карбонатам являются агрессивными и основным результатом их воздействия является выщелачивание и закарстованность этих пород. Процессы растворения и выноса водой с растворенной в ней углекислотой и кислородом хлоридов, сульфатов и карбонатов кальция приводят к развитию пористости, образованию каверн и пустот, определяющих высокие емкостные свойства этих резервуаров. В результате в денудационном карбонатном разрезе формируются массивные резервуары, образованные сложной системой коллекторов трещинно-кавернозно-порового типа, мощность которых иногда составляет более 1000 м.

Имеющиеся материалы свидетельствуют о том, что вторичные резервуары помимо обычных терригенных и карбонатных осадочных толщ формируются также и в таких нетрадиционных образованиях как

гранит, эффузивы и глинистые породы типа "баженитов". Установлено, что матрица пород большинства подобных резервуаров обладает ничтожно малой пористостью и проницаемостью. В то же время, все эти породы рассечены сложной системой вторичных микро и макротрещин, образование которых можно объяснить не столько эрозийными, сколько глубинными деформационными процессами.

В основе эндогенных явлений несомненно лежат конвекционные движения в верхней мантии, предопределяющие поднятие и опускание блоков фундамента, а также зарождение и развитие глубинных разломов. В зонах этих разломов формируются трещиноватые резервуары, по которым поднимаются глубинные гидротермальные растворы, также интенсивно преобразующие физические свойства пород. Именно в результате развития разрывных нарушений формируются зоны разуплотнения в глубоких горизонтах фундамента, расположенных в сотнях и тысячах метров ниже его поверхности.

Широкое признание роли флюидодинамических факторов в формировании вторичных коллекторов является характерной особенностью исследований последних лет. Природный гидротермальный процесс циркуляции газодонных растворов по разломам, трещинам и порам горных пород постоянно осуществляется за счет энергии внутренних зон Земли. Активизация мантийных процессов сопровождается усилением теплового потока, дегазацией и выносом по зонам разломов в верхние горизонты земной коры огромных объемов высокотемпературных, агрессивных парогазовых смесей, содержащих глубинные УВ.

При вертикальных прорывах высокосжатых флюидов из глубинных мантийных очагов в фундамент и осадочный чехол происходят естественные процессы гидроразрыва пород и увеличение их трещиноватости [Шахновский, 1999; 2000]. Таким образом, гидротермальные растворы служат не только носителями УВ, но и сами формируют емкости в горных породах. В целом, формирование большинства вторичных резервуаров происходит в результате совместного проявления и наложения друг на друга поверхностных и глубинных факторов.

Ниже остановимся на кратком описании ряда нефтегазовых залежей различных районов мира, связанных с типичными вторичными коллекторами. Как уже отмечалось выше, наиболее часто подобные залежи приурочены к зонам перерывов в осадконакоплении. Те из них, которые ограничены сверху поверхностями несогласий, принято называть поднесогласными. К ним относится огромное количество УВ скоплений в корах выветривания поверхности фундамента и других эродированных горизонтах осадочного чехла.

Более редкие залежи, приуроченные к базальным горизонтам трансгрессивных серий и залегающие выше поверхности несогласия, относятся к наднесогласным. Резервуары этих залежей чаще всего накапливаются на склонах крупных палеоподнятий, подвергшихся размыву.

Наиболее типичная картина связи выявленных залежей УВ с зоной несогласия установлена в Триасовой провинции Алжирской Сахары. Здесь большинство месторождений контролируется поверхностью регионального герцинского несогласия, вдоль которой породы мезозоя с размывом перекрывают разновозрастные отложения палеозоя. Продуктивные горизонты кембрия, ордовика и девона выведены непосредственно под поверхность герцинского несогласия, а резервуары триаса расположены в основании мезозойского комплекса над этой поверхностью. Всего с зоной регионального перерыва здесь связано более 60 месторождений, среди которых в поднесогласных кварцитах кембрия выявлена гигантская нефтяная залежь Хасси Мессауд, в наднесогласных песчаниках триаса – также гигантская газовая залежь Хасси Р'Мель. Связь месторождений с поверхностью несогласия в Триасовой провинции настолько очевидна, что этот фактор является одним из надежных критериев поиска новых месторождений.

Наднесогласное газовое месторождение Хасси Р'Мель приурочено к вершине одноименного купола, имеющего размеры 55 x 75 км и запасы около 6 трлн м³ (см. рис. 1). На вершине структуры базальные отложения терригенного триаса залегают на размытой поверхности кембро-ордовика, т.е. непосредственно над поверхностью герцинского несогласия. Мощность песчано-глинистых пластов весьма непостоянна, суммарная толщина всего песчано-глинистого комплекса изменяется от 60 до 125 м, из которых на долю эффективных коллекторов в среднем приходится около 25 м. Залежь является пластовой, частично литологически и тектонически экранированной.

Уже упоминавшееся нефтяное месторождение Хасси Мессауд – классический пример поднесогласной залежи, сформированной на вершине эрозионного выступа под поверхностью регионального несогласия. Продуктивный резервуар связан с корой выветривания поверхности кембрийских кварцитов, сформировавшейся во время длительного перерыва в осадконакоплении. Эффективная мощность этого вторичного резервуара обычно составляет 80–85 м.

Одной из особенностей пространственного размещения месторождений нефти и газа является их частая приуроченность к погребенным выступам и приподнятым блокам кристаллического основания.

Три крупнейших месторождения Европы также сформировались над высокоамплитудными поднятиями в поверхности фундамента.

Нефтяное месторождение Ромашкинское приурочено к южной вершине Татарского свода, где поверхность кристаллического фундамента приподнята до глубины менее 2000 м. В пределах месторождения по поверхности фундамента и продуктивным горизонтам терригенного девона выделяется огромное пологое куполовидное поднятие амплитудой 60 м. Несколько основных нефтяных пластов связано с пашийско-кыновскими горизонтами, залегающими на глубине около 1800 м. Начальный дебит скважин достигал 200 т/с. Помимо девонских отложений, нефтяные залежи выявлены также в вышележащих породах карбона.

Крупнейшие Оренбургское и Астраханское газоконденсатные месторождения расположены, соответственно, в северо-восточной и юго-западной частях прибортовой зоны Прикаспийской впадины и связаны с массивными залежами в кровле карбонатных подсолевых отложений.

Оренбургское месторождение приурочено к Соль-Илецкому выступу фундамента, имеющему размеры 100×200 км и амплитуду около 600 м. Продуктивными являются филиповский и сакмаро-артинские горизонты нижней перми, залегающие на глубине 1200–1900 м. Начальные запасы свободного газа составляли около 1,9 трлн. м³.

Астраханское месторождение связано с одноименным сводом, выраженным во всех горизонтах подсолевого палеозоя и поверхности фундамента. Основные продуктивные пласты представлены органогенно-обломочными известняками башкирского яруса среднего карбона, залегающими в кровле подсолевых отложений. По кровле этих пород, соответствующей сейсмическому горизонту П-1, Астраханское поднятие оконтуривается изогипсой с отметкой 4050 м, имеет размеры 100×40 км и амплитуду до 250 м. Промышленные запасы месторождения оценены в 1,5 трлн. м³ и 390 млн. т конденсата.

В Восточной Сибири над выступами фундамента сформировались Братское и Атовское газоконденсатные месторождения в терригенных породах венда в пределах Ангаро-Ленской ступени, а также Верхнечонское и Среднеботуобинское многозалежные нефтегазоконденсатные месторождения в различных горизонтах кембрия и венда на Непско-Ботуобинской антеклизе.

В Среднем Приобье Шанмский, Нижневартовский, Сургутский, Красноленинский и Александровский выступы дорифейского фундамента в совокупности образуют крупную единую приподнятую зону. Именно над этой погребенной зоной в перекрывающем плитном чехле сформирована большая часть нефтяных месторождений Западной Сибири и, в том числе, гигантские Самотлорское над Нижневартовским сводом, Федоровское и Повховское над Сургутским.

Значительное количество залежей УВ приурочено к тектоноэрозионным выступам в поверхности разновозрастных доюрских отложений. Кровля этих пород в Западной Сибири представляет собой гигантскую по площади распространения кору выветривания, где в эффузивно-осадочных толщах триаса и палеозоя сформировались достаточно емкие вторичные резервуары. Пока здесь в домезозойских образованиях открыто 73 залежи УВ, пять из которых введено в разработку [Шнип, 1998].

В штате Техас над погребенным кряжем Аморилло сформирована региональная зона нефтегазонакопления, объединяющая группу месторождений Панхэндл. Это один из богатейших нефтегазоконденсатных районов США, имеющий протяженность около 200 км и ширину 20–25 км. Продуктивны песчаные и карбонатные коллектора пермских и пенсильванских отложений. Начальный дебит скважин достигал 1,5–3 тыс. м³ в сутки [Бакиров и др., 1971].

С поднесогласными отложениями связаны достаточно редкие залежи нефти в отложениях рифея. Известно, что эти наиболее древние образования осадочного чехла выполняют в основном палеорифты и нижнюю часть глубоких платформенных депрессий. В подобных рифтогенных рифейских комплексах залежи УВ не установлены. Преимущественно терригенные отложения, выполняющие рифейские рифты, характеризуются повышенной плотностью и обычно не содержат первичных коллекторов. В то же время известные рифейские карбонатные залежи приурочены к вторичным резервуарам, сформировавшимся на вершинах инверсионных эрозионных выступов.

Юрубчено-Тахомская зона Восточной Сибири приурочена к центральной части Камовского свода и объединяет несколько продуктивных площадей. Суммарная мощность газоконденсатной и нефтяной частей залежей составляет 45 м. Первая скважина на Юрубченском месторождении фонтанировала нефтью с дебитом 585 м³/сут. Авторы различных моделей строения Юрубчено-Тахомской зоны сходны в одном – ее продуктивные резервуары приурочены к кровле рифейской карбонатной толщи, перекрывающей выступ фундамента, и расположены непосредственно под поверхностью регионального несогласия, разделяющего рифейские и вендские образования. Этот интервал характеризуется значительной закарстованностью, интенсивным развитием макро- и микротрещин. При бурении наблюдались частые поглощения бурового раствора и провалы инструмента.

Месторождение Ренкю расположено в депрессии Джионг восточного Китая и приурочено к погребенному горсту амплитудой до 1300 м. Этот высокоподнятый блок пород сложен, в основном, крем-

нистыми доломитами синийского возраста (аналогами рифея), с размывом и резким стратиграфическим несогласием перекрывающимися верхнетретичными терригенными породами. В период времени со среднего ордовика до эоцена погребенный карбонатный блок был выведен на дневную поверхность и подвергся длительной эрозии и карстообразованию. В результате этих процессов в синийских доломитах сформировались высокочемкие вторичные резервуары, обусловленные, прежде всего, наличием трещин, каверн и карстовых пустот. В целом, нефтяная залежь относится к типу массивных и имеет единый ВНК. Ее необычайно высокая продуктивность определяется значительной высотой этажа нефтеносности, составляющего 870 м. Дебит скважин на месторождении существенно изменчив. Его средние значения на 20 мм штуцере после солянокислотной обработки составляют 1040 т/сут, в наиболее продуктивных скважинах достигают 4000 т/сут.

Достаточно близкие по генезису резервуаров залежи УВ установлены также в многочисленных поднесогласных, стратиграфически экранированных горизонтах осадочного чехла. Они выявлены на американских месторождениях Оклахома-Сити, Ист-Техас, Предхобей, на венесуэльском месторождении Боливар и многих других [Бакиров и др., 1971].

Установлено также, что большинство карбонатных коллекторов в гигантских подсоловых месторождениях мира также сформировалось в поднесогласных отложениях. Подобные залежи развиты в Прикаспийской впадине на месторождениях Кенкияк, Тенгиз, Карачаганак, Астраханское, а также на месторождениях Гроненгем в Нидерландах, Киркук в Иране и др. Не останавливаясь на деталях строения этих месторождений, отмечу только, что в их подсоловом разрезе выявлено несколько перерывов в осадконакоплении. Так, на месторождении Тенгиз основной нижебашкирский резервуар с глубоким размывом перекрывается отложениями артинского яруса. Таким образом, здесь из разреза выпадают отложения сакмарского и ассельского ярусов нижней перми, а также породы верхнего карбона, московского и нижебашкирских горизонтов среднего карбона. На Каратонском месторождении породы нижней перми трансгрессивно перекрывают отложения серпуховского яруса нижнего карбона, а из разреза выпадают осадки сакмарского, ассельского, верхне- и среднекаменноугольных горизонтов. На Карачаганакском месторождении фиксируются два крупных перерыва. Нижняя пермь с размывом ложится на визейские отложения нижнего карбона, а в девонской толще выпадают из разреза породы франского яруса. Отмечаются также

внутриформационные перерывы. На Каратонском, Тенгизском и Югинском поднятиях башкирские отложения с размывом залегают на серпуховских

Установленные размывы и перерывы в подсоловых отложениях Прикаспийской впадины несомненно способствовали формированию в них мощных карбонатных резервуаров, современные емкостные свойства которых обусловлены в основном вторичными процессами дезинтеграции и выщелачивания.

Вновь останавлиюсь на уникальном нефтяном месторождении Белый Тигр, приуроченном к гранитоидам фундамента, нефтенасыщенность которых установлена по всему вскрытому разрезу на глубину до 1600 м от поверхности фундамента. Эти породы характеризуются неоднородностью емкостных свойств, трещиноватые зоны сменяются монолитными участками с пониженной или нулевой проницаемостью и имеют явные следы вторичных преобразований и воздействия гидротермальных процессов [Арешев и др., 1997].

Детальные исследования гранитоидов фундамента месторождения Белый Тигр позволили выявить весьма значительную роль процессов цеолитизации в формировании вторичных емкостных свойств этих пород [Шнип, 1998]. Напомню, что цеолиты являются пористыми алюмосиликатами. Наиболее частая их разновидность представлена ломантитом, имеющим формулу $\text{Ca}_4(\text{Al}_3\text{Si}_{16}\text{O}_{48})16\text{H}_2\text{O}$. Средний объем цеолитов на месторождении составляет 15%.

Установлено, что содержание цеолитов в гранитоидах может как улучшать, так и ухудшать их емкостные свойства. При начальном воздействии гидротермальных растворов цеолиты замещают неустойчивые минеральные компоненты матрицы (преимущественно плагиоклазы) и образуют монопористые агрегаты, тем самым способствуя развитию зон трещиноватости и увеличению проницаемости пород. Однако в дальнейшем, при увеличении содержания цеолитов они в парагенезисе с кальцитом и другими минералами могут полностью заполнить трещины и существенно снизить проницаемость пород. Кроме того, цеолиты легко адсорбируют флюиды окружающей среды и капсулируют их в пустотах своей структуры, что приводит к загустению нефти и также снижает фильтрационные свойства гранитоидов. В целом, увеличение количества цеолитов в породах во многом снижает дебит продуктивных скважин. Установлено, что их максимальный дебит, превышающий 400 м³/сут, получен из пород, содержание цеолитов в которых минимально и не превышает 3%.

Фактические данные говорят о том, что среди магматических образований наибольшей способностью к текстурным преобразованиям

и формированию вторичных емкостных свойств обладают граниты. Именно из этих пород в Западной Сибири получены промышленные притоки нефти и газа в Березовском районе, на Красноленинском, Межовском и других выступах фундамента; на Южном Мангышлаке сформирована промышленная залежь нефти на площади Оймаши.

Магматические массивы подвергаются воздействию специфических процессов контракционной усадки, суть которых заключается в следующем [Шнип, 1998]. При остывании расплава происходит довольно быстрое снижение его температуры от 900 до 150–100°С. При этом объем тела уменьшается на 8–9% и в породах образуются многочисленные трещины, каверны и поры. Видимо, это начальное пустотное пространство предопределяет активизацию дальнейших гидротермальных и гипергенных процессов, приводящих к формированию резервуаров в плотных магматических породах, не обладающих первичными коллекторскими свойствами.

К достаточно редким и нетрадиционным резервуарам относятся вулканогенно-осадочные комплексы пород. Формирование коллекторских свойств эффузивных образований связано с процессами выщелачивания и преобразования исходного вулканического материала. За счет деформации и разрушения зерен плагиоклаза в породах образуются крупные поры и каверны, которые наряду с микро- и макротрещинами формируют в них высокие емкостные свойства. Начальный дебит скважин на месторождении Мурадханлы из эродированной эффузивной толщи достигал 500 т/сут.

Месторождение Самгори-Патардзеули Притбилисского района приурочено к брахиантиклинальной складке, осложненной тремя отдельными вершинами. Продуктивная среднеэоценовая толща представлена туфами, туфоаргиллитами, туфопесчаниками и туфобрекчиями с покровами порфириров. Эти породы характеризуются интенсивными поглощениями при бурении и высоким дебитом скважин при испытании. Они обладают низкой пористостью (1,25%) и крайне изменчивой проницаемостью (от 0,001 до 3,5 мкм²). Емкостные свойства коллекторов массивной залежи обусловлены в основном развитием вторичной трещиноватости.

К новому типу вторичных коллекторов относятся глинистые резервуары. Так, в 1968г. на Салымском месторождении в скважине 12 из глин баженовской свиты был получен приток нефти дебитом 600 т/сут. Отложения этой свиты распространены на огромной территории Западной Сибири, являются надежным маркирующим горизонтом в кровле юрского комплекса и выделяются под индексом Ю₀. Они сложены однообразной толщиной черных битуминозных тонко-

лоистых глин мощностью около 50 м и обладают повышенными значениями кажущихся сопротивлений и гамма-активности. От выше- и нижележащих пород их отличают повышенные содержания органического вещества (до 23%) и кремнезема (10–30%).

Основной особенностью баженовских глин является способность весьма чутко реагировать на избыточные напряжения, возникающие в зонах тектонических нарушений. Продуктивный пласт резко неоднороден по фильтрационным свойствам. Установлена пространственная приуроченность участков повышенной трещиноватости к зонам разломов. Наиболее высокодебитные скважины связаны с узкой полосой разломов, формирующих горстообразное поднятие в центре структуры. Здесь же отмечаются повышенные значения пластовых температур и давлений.

Открытие Салымского месторождения позволяет по-новому оценить потенциальные возможности битуминозных глинистых толщ других районов мира. В частности, доманикоидные породы Волго-Уральского региона, майкопские глины Предкавказья и менилитовые сланцы Предкарпатского прогиба могут также оказаться промышленно-нефтегазоносными в зонах интенсивного развития тектонических нарушений.

Обобщая приведенные материалы, можно сделать вывод о том, что нефтегазонасыщенными могут быть породы любого литологического состава, генезиса и возраста. Промышленные притоки УВ получены из морских и континентальных образований, осадочных и осадочно-эффузивных толщ, магматических и метаморфических пород фундамента. Среди сложных и многообразных факторов, определяющих формирование вторичных резервуаров в плотных и монолитных породах, не обладавших первичными емкостными свойствами, важнейшее значение имеет совместное проявление эрозионных, деформационных и флюидодинамических факторов [Шахновский, Копылова, 1999].

Особенно активно эти процессы реализуются над погребенными выступами фундамента. Неоднократно возобновляющиеся блоковые движения способствуют вертикальной миграции глубинных флюидов и их проникновению как в кровельную часть выступов, так и перекрывающие их горизонты осадочного чехла. При прорыве глубинных флюидов в осадочный чехол происходят процессы гидроразрыва пород и в них образуются новые системы макро- и микротрещин, в результате чего ранее непроницаемые, низкопоровые образования приобретают свойства высокочемких коллекторов. По этой причине во многих районах мира над погребенными

выступами и приподнятыми блоками кристаллического основания установлены месторождения УВ, продуктивные горизонты которых прослеживаются от коры выветривания фундамента до верхних горизонтов осадочного чехла.

Приведенные фактические данные свидетельствуют о том, что связь месторождений нефти, газа и битумов с выступами фундамента не случайна. Совершенно очевидно, что в горизонтах осадочного чехла, наследующих структуру поверхности фундамента, часто формируются крупные положительные ловушки для скоплений УВ. Кроме того, над погребенными выступами создаются благоприятные условия для образования зон разуплотнения, вторичных резервуаров и разнообразных кор выветривания. В связи с этим, объектами поисков залежей нефти и газа должны быть высокоподнятые и нарушенные разломами блоки фундамента в пределах крупных платформенных структур типа Воронежской антеклизы, Токмовского, Татарского, Башкирского сводов. Первоочередными среди них являются те, над которыми в осадочном чехле уже установлены нефтегазопоявления или фиксируются положительные геохимические аномалии.

Глава 4. Некоторые дискуссионные геологические проблемы

Возраст нефтяных месторождений

Одна из спорных и нерешенных проблем нефтяной геологии связана с определением времени формирования месторождений нефти и газа. Надежной методики установления возраста скоплений УВ до сих пор не разработано. Поскольку формирование залежей возможно только при наличии резервуара, ловушки и покрышки, то в большинстве случаев скопления УВ имеют более молодой возраст, чем вмещающие их породы. Поясню этот очевидный вывод следующим примером.

Нефтяная залежь Хасси Мессауд (см. рис. 1) приурочена к кембрийскому резервуару, покрышкой которого является трансгрессивная толща глинисто-соленосных пород триаса. Следовательно, эта залежь не могла сформироваться до конца триасового времени. Помимо этого, палеоструктурный анализ истории развития поднятия показал, что замкнутая структура Хасси Мессауд появилась только в аптское время нижнего мела. Таким образом, возраст нефтяной залежи здесь не может быть старше аптского века. Но и это еще не все. Время заполнения любой ловушки нефтью остается неясным и определяется сторонниками альтернативных концепций нефтеобразования совершенно по-разному.

"Органики" полагают, что нефтеобразование на Земле началось одновременно с появлением биосферы и протекает в осадочных бассейнах постоянно уже более 3,5 млрд. лет за счет переработки погребенной органики в УВ. В связи с этим, формирование залежей возможно в любую геологическую эпоху, сразу же после появления в осадках ловушки, запечатанной надежным экраном.

"Неорганики" считают, что формирование мантийных очагов нефтегазообразования началось на Земле сравнительно недавно, в третичный период. В силу каких-то, пока еще не ясных причин мантийное вещество "созрело" для производства нефтяных флюидов только к этому времени. Высказанное положение далеко не бесспорно и подтверждается только косвенными данными.

По всей вероятности, скопления УВ относительно недолговечны и могут сохраняться в земных недрах не более первых десятков мил-

лионов лет. Тектонические подвижки, землетрясения, подземные воды и другие природные факторы рано или поздно разрушают герметичность ловушки и все легкие УВ компоненты залежи выходят на дневную поверхность. В то же время тяжелые смолистые соединения нефтей пропитывают коллектор и его "загрязненность" нефтебитумом остается навсегда.

Подобные следы палеонефтяной залежи можно наблюдать на Ярегском месторождении Тимано-Печорской провинции. Эта девонская залежь расположена на небольшой глубине около 150 м и детально изучена в процессе шахтной разработки. Особенностью месторождения является наличие остаточной нефтенасыщенности пород, установленной ниже уровня ВНК, далеко за пределами современного контура нефтеносности. Этот факт, по данным А.Я.Кремса, объясняется тем, что в свде поднятия существовала крупная газонефтяная палеозалежь, размеры которой существенно превышали размеры современной Ярегской залежи. В ходе геологической истории была нарушена герметичность покрышки месторождения и газ из газовой шапки удалился в атмосферу. В результате объем палеозалежи существенно уменьшился, произошел подъем уровня ВНК и в свде ловушки сохранилась лишь небольшая залежь тяжелой нефти с удельным весом 0,94 г/см³.

Общеизвестно, что коэффициент нефтеотдачи на нефтяных месторождениях почти никогда не превышает 50%. При любых техногенных воздействиях на нефтяной пласт в нем остается захороненной около половины первичных запасов нефти. Можно уверенно предположить, что в естественных условиях на месте древних разрушенных залежей в современных разрезах нефтеносных бассейнов должны были бы сохраниться значительные объемы наиболее тяжелых и смолистых нефтяных компонентов, навсегда пропитавших вмещающие их резервуары. Асфальты и асфальтиты чрезвычайно устойчивы к процессам деструкции и окисления. Поэтому отсутствие следов остаточной нефтенасыщенности в палеозойских и мезозойских отложениях позволяет предположить более молодой возраст скоплений УВ на нашей планете. Возраст радиоактивных углеродистых соединений в керне скважин, определенный масс-спектрометрическим методом, по сведениям Р.М.Готтиха и Б.И.Песоцкого составляет не более 50 млн. лет.

По мнению В.Б.Порфирьева, внедрение глубинных УВ в резервуары осадочного чехла и фундамент началось только с позднеэриетического периода развития Земли, т.е. около 25 млн. лет назад.

Существует ли круговорот углерода в природе?

Общие данные по балансу расхода и поступления углерода на земной поверхности приводятся Г.И.Войтовым. В качестве объекта расчета им исследуется метан, как наиболее термодинамически устойчивое УВ соединение. На поверхности Земли и в Мировом океане постоянно происходит потеря углерода в результате трех основных процессов – за счет формирования карбонатных толщ, захоронения в породах РОВ и стока метана в стратосферу. Поскольку средняя продолжительность пребывания молекулы метана в атмосфере не превышает 5 лет, то происходит бесконечный вывод углерода с земной поверхности в открытый космос. Расчетная величина годового вывода метана (в пересчете на углерод) из биосферы Земли по всем трем перечисленным направлениям составляет 2×10^{14} г.

Между тем содержание углерода в биосфере квазистабильно и не меняется длительное геологическое время. А это значит, что постоянная убыль углерода должна восполняться его поступлением из какого-то внешнего источника. Единственным реальным источником пополнения резерва углерода, конечно, являются мантийные недра, дегазация которых компенсирует расход углерода на земной поверхности.

Изложенный материал о балансе углерода позволяет рассмотреть дискуссионную проблему его круговорота в природе. Точка зрения о возможности этого процесса в основном зависит от идеологии, разделяемой исследователями.

Сторонники органической теории и, прежде всего, авторы нового учебника по геологии и геохимии нефти и газа [Баженова и др., 2000] считают, что одновременно с биосферой в верхней части земной коры за счет генерации УВ из РОВ возникла углеводородная сфера (увосфера). Под этим термином подразумевается трещинно-поровое пространство литосферы, заполненное УВ растворами, концентрированными в виде скоплений нефти и газа еще с архейского времени. Постоянное обновление увосферы за счет выхода на поверхность УВ компонентов разрушенных залежей и формирование новых скоплений УВ якобы определяет круговорот органического углерода по схеме биосфера–увосфера–биосфера.

С позиции неорганической теории нефтеобразования подобные представления являются целиком умозрительными и неправомерными.

Представляется, что термин "увосфера Земли" неудачен и не отражает истинной картины размещения и взаимосвязи отдельных месторождений УВ в земной коре. На огромной планете суммарная площадь всех скоплений УВ составляет лишь ничтожную долю ее

поверхности, а сами залежи нефти и газа являются лишь редкими точками на земной сфере. Фактические материалы не подтверждают процессы миграции нефти в направлении от генерационных бассейнов к залежам, а абсолютное большинство месторождений не имеет между собой гидродинамической связи. Все это означает, что в земной коре не существует единого трещинно-порового пространства, заполненного углеводородными растворами. Совершенно фантастическими выглядят также представления о постоянном обновлении увосферы за счет смены разрушающихся ее скоплений новыми порциями УВ, формирующимися в результате их генерации из РОВ. На самом деле формирование новых месторождений и "подпитка" старых новыми порциями УВ происходит только в результате вертикальной миграции мантийных флюидов по зонам глубинных разломов.

В водоемах происходит постоянный процесс взаимодействия углекислоты с ионами кальция и магния, формирующий огромные массы карбонатных пород, в которых углерод находится в связанной форме. В гораздо меньших масштабах происходит образование новых порций CO_2 за счет разложения продуктов биосферы и гипергенных процессов выщелачивания и денудации карбонатных толщ. Существенный дефицит в приходе и расходе углерода на поверхности Земли компенсируется его поступлением в составе мантийных газов.

В круговороте углерода принимают участие только те его соединения (CO_2 , HC_4), которые образуются за счет разложения органических остатков на поверхности Земли. В то же время, соединения углерода, находящиеся в массе захороненного РОВ, навсегда исключаются из его природного круговорота. Помимо этого, в настоящее время существенное дополнительное влияние на круговорот углерода оказывают техногенные факторы. Человечество ежегодно сжигает миллиарды тонн нефти, газа, торфа, угля, древесины и других горючих веществ, а продукты их сгорания в виде углекислого газа и других компонентов также постоянно пополняют резерв углерода в атмосфере планеты.

Ниже попытаемся рассмотреть ту же проблему в свете представлений о плитной тектонике. Согласно этим взглядам, на стыке литосферных плит в зонах субдукции, т.е. в зонах поддвига одной плиты под другую, происходит накопление огромных масс осадков и переработка рассеянной в них органики и карбонатных пород в УВ и другие соединения, содержащие углерод. Таким образом, происходит вторичное (рецикличное) образование соединений углерода, в основном, в виде метана. Попадая в атмосферу и гидросферу, метан быстро разрушается до CO_2 и пополняет резерв углерода в биосфере Земли.

Совершенно очевидно, что изложенные представления также являются несостоятельными, а процессы формирования существенных объемов рециклических соединений углерода в земной коре не происходят. Остаются не доказанными основные положения и самой плитной тектоники. Если процессы спрединга и расширения океанического дна считаются достаточно обоснованными, то предполагаемые процессы субдукции не подтверждаются четкими и однозначными геофизическими материалами. Вполне возможно, что эти представления являются ошибочными. Как считает Е.Е.Милановский, компенсация процессов спрединга дна океанов может происходить не за счет субдукции, а за счет общего расширения поверхности земного шара. Об этом позволяют говорить результаты лазерной дальнометрии (космической геодезии), согласно которым на Земле отмечается ряд факторов, присущих расширяющейся планете. Среди них фиксируется расширение южного полушария и разрастание Тихого океана. Расчетное увеличение радиуса Земли составляет около 2 см/год.

На древних платформах объективных следов наличия горизонтальных движений не обнаружено. Комплексный анализ геолого-геофизического материала свидетельствует о том, что структурный план осадочного чехла здесь достаточно полно наследует структуру поверхности фундамента. А это значит, что осадочные толщи этих территорий в течение всего фанерозоя не смещались относительно своего докембрийского кристаллического основания, т.е. никогда не погружались в зоны субдукции. Формирование месторождений, в том числе и таких гигантских как Ромашкинское на Русской платформе, Хасси Мессауд и Хасси Р'Мель на Африканской платформе происходило в результате совершенно иных, не связанных с субдукцией процессов.

Интересные представления об участии галактического вещества в круговороте углерода и газонефтеобразовании высказывает А.А.Баренбаум, считающий, что Земля в составе солнечной системы через каждые 20–37 млн. лет пересекает плотные газопылевые облака, истекающие из центра нашей галактики. С этим веществом на планету поступает огромное количество воды, углерода и других химических элементов, образующих в морях и океанах геохимически аномальные прослои пород, преобразующиеся впоследствии в черные сланцы. Предполагается также, что дальнейший круговорот углерода протекает в соответствии с основными положениями органической теории нефтегазообразования и осуществляется в результате двух кругов циркуляции – биосферного и литосферного.

Биосферный цикл предусматривает поглощение большого количества выпавших на Землю УВ живыми организмами, которые при

захоронении в породах формируют нефтематеринские свиты. При литификации этих осадков значительная часть органики превращается в метан, возвращающийся в приповерхностные слои атмосферы.

Литосферный цикл основан на предположении о том, что часть захороненного и затем растворенного ОВ попадает в подземную гидросферу и опускается с ней до верхней мантии, где восстанавливается до метана, возвращается на земную поверхность и вновь включается в предполагаемый круговорот углерода. Выше уже отмечалось, что подобные представления о круговороте углерода являются полностью умозрительными и не подтверждаются никакими фактическими данными. В природе существует лишь частичный круговорот биосферного углерода, образующегося в результате разложения органических остатков и выщелачивания карбонатных толщ на поверхности Земли. Вся остальная масса захороненной в породах органики никакого участия ни в биосферном, ни в литосферном циклах круговорота не принимает.

Взаимосвязь угле- и нефтеобразования

Уголь представляет собой горючую горную породу, содержание углерода в которой меняется от 65% в буром угле до 75% в каменном угле и 97% в антраците. Прослойки и линзы угля мощностью от нескольких сантиметров до 400 м достаточно часто встречаются в разрезе осадочных бассейнов, в связи с чем некоторые из них получили название угленосных. Особенно много угольных пластов установлено в отложениях карбона, в результате чего этот период геологической истории назван в геохронологической таблице каменноугольным.

В последние два десятилетия открыты новые месторождения нефти в континентальных угленосных толщах Китая, Австралии, юго-восточной Азии. Западная Сибирь представляет собой не только гигантскую нефтегазоносную провинцию, но и крупный угольный бассейн, содержащий прослойки и линзы угля в отложениях позднепалеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста. Наличие нефти, вязких и твердых битумов установлены в таких угленосных бассейнах как Кузнецкий, Донецкий, Карагандинский, Ленский, Таймырский, Печорский и ряде других.

В начале прошлого века источником углерода в углях считалась древесина захороненных деревьев тропических лесов далекого прошлого. Этот вывод казался совершенно однозначным, поскольку в углях обнаружилось множество отчетливых отпечатков листьев, вет-

вей и даже целых стволов деревьев. Однако изучение современных тропических лесов показало, что погибшие деревья довольно быстро подвергаются гниению, поедаются насекомыми и никогда не образуют каких-либо углеподобных образований. В связи с этим представления о возможности получения угля из древесины были подвергнуты сомнению.

Появилась новая концепция о возможности формирования угля из торфа в процессе его уплотнения при осадконакоплении. Как известно, торф содержит до 50% углерода и является продуктом естественного отмирания и неполного распада болотных трав, мха и кустарника. Его мощность в современных болотах не превышает 5–6 м. Для получения пласта антрацита толщиной 1 м необходим 10 метровый слой сухого торфа. Даже если в древних болотах накапливались более мощные толщи торфа, чем в современных, то все равно трудно представить возможность формирования 100 метровых пластов угля за счет уплотнения 1000 метровой толщи торфа. Совершенно очевидно, что накопление подобных гигантских толщ торфа в истории Земли не происходило, в связи с чем и сама концепция об образовании угля из торфа является несостоятельной. В целом, обе рассмотренные точки зрения о формировании угля за счет природных растительных остатков остаются дискуссионными и не подтверждаются реальными фактическими данными.

Между тем, уголь и нефть являются наиболее близкими по составу и свойствам горючими ископаемыми. Вышеприведенные материалы обосновывают глубинную природу нефтяных УВ. Видимо, тот же генезис имеют и ископаемые угли, формирование которых также произошло в результате подъема мантийных битуминозных флюидов по зонам глубинных разломов. Вот каким образом представляет этот процесс Е.Г.Песков Нефть или вязкие битумы попадают на поверхность, теряют там летучие компоненты, окисляются, полимеризуются, сокращаются в объеме и превращаются в твердые углеподобные породы, созревающие впоследствии до настоящих углей.

Можно предположить, что глубинные флюиды, из которых образовались скопления нефти и угля, изначально отличались друг от друга химическим составом и что угли являются более ранними образованиями, чем нефть. С силурийского времени в мантийных очагах стали формироваться битуминозные растворы с повышенным содержанием углерода, в результате подъема которых на поверхность Земли сформировались различные пласты и линзы угля. При попадании этих глубинных флюидов в зоны захоронения растительных остатков в образовании углей частичное участие принимали и биоген-

ные компоненты органического вещества. Это обстоятельство позволяет ответить на вопрос о причинах наличия в ископаемых углях отпечатков растений. Видимо, агрессивные глубинные образования углерода растворяют и вытесняют из растительных остатков первичные органические соединения и не меняя их текстуры формируют по ним различные псевдоморфозы.

Одним из косвенных доказательств абиогенного происхождения угля является чрезвычайно высокое содержание в нем углерода, достигающее в антраците почти 100%. Напомню, что в продуктах заведомо биогенного происхождения типа торфа содержание углерода не превышает 50%. Эти данные позволяют сделать вывод о том, что столь высокая концентрация углерода в угле не может образоваться без поступления к месту его накопления глубинного углерода.

С третичного времени в глубинных растворах в силу каких то причин увеличилась доля водорода и уже нефтеподобные флюиды, поднимаясь по разломам, заполняли коллекторы верхних горизонтов земной коры, образуя скопления нефти и газа.

В целом, формирование нефти и угля происходило в схожих, но и достаточно различных условиях. Образование пластов и линз угля не зависит от наличия ловушки, покрышки и коллектора, что обуславливает их более широкое распространение в разрезе, а также большее разнообразие их форм и размеров по сравнению с нефтяными скоплениями.

В угольных шахтах издавна известны частые скопления метана и поэтому возможность генерации УВ газов из угля с позиций сторонников органической теории никогда не вызывала сомнений и, казалось, не требовала доказательств. Распространены также представления о том, что генерировать нефть могут только те угли, которые обогащены водородом и характеризуются повышенным содержанием липидных компонентов [Баженова и др., 2000]. В целом же, именно ОВ угольных горизонтов рассматривается во многих бассейнах в качестве исходного материала для генерации основной массы газообразных и нефтяных УВ. Так, основным источником метана в гигантских газовых месторождениях Западной Сибири считается ОВ угленосных отложений мелового комплекса.

Все эти представления являются ошибочными. **Никакой нефти из угля, также как и из любого другого захороненного ОВ, не генерируется.**

Представления об общем глубинном генезисе нефти и угля позволяют по-новому объяснить факт их совместного залегания в осадочном разрезе. Взрывоопасные скопления метана в шахтах, приводя-

щие к авариям и человеческим жертвам, формируются не в результате длительной генерации газа из угля, а в итоге современного поступления новых порций газа по зонам разломов. Нефтепроявления в угольных шахтах повсеместно приурочены к зонам нарушений, что также может свидетельствовать об их более позднем внедрении в ранее сформированную толщу угля по зонам тех же разломов.

Пространственная и генетическая взаимосвязь соленосных и эффузивных образований

В последние 20–30 лет в мире накоплены значительные фактические материалы, противоречащие общепринятой концепции о происхождении соленосных (эвапоритовых) толщ в результате испарения морской воды в мелководных лагунах. О глубинном генезисе соленосных ископаемых пород свидетельствуют следующие данные, приведенные В.И.Сазанским.

1. Во многих разновозрастных соленосных бассейнах обнаружено широкое развитие эффузивов (Кембрийские соленосные купола Ирана, девонские соли Вилуойской впадины, соленосные формации Пермского бассейна США, триасовые соли Северной Африки и др.). Вулканогенные породы настолько часто сопутствуют соленосным толщам, что их наряду с гипсами и ангидритами можно рассматривать как составные части единых по генезису формаций.
2. Формирование огромных по мощности соленосных толщ, накопившихся в течение сравнительно небольших промежутков времени, невозможно объяснить обычными процессами испарения морской воды. Расчеты показывают, что для осаждения пласта соли толщиной 1 м необходимо испарить 77 м морской воды. В таком случае для формирования соленосной толщи Прикаспийской впадины мощностью до 5 км следует выпарить фантастический столб воды высотой около 400 км.
3. Ископаемые толщи солей совершенно стерильны в отношении фаунистических остатков, что противоречит результатам наблюдений за современными бассейнами соленаккумуляции. Кара-Богаз-Гол многими исследователями ошибочно рассматривается как классический аналог древних бассейнов солеобразования. Между тем в этот современный залив вместе с водами Каспийского моря заносятся остатки водорослей, раковин и рыб, а в самом заливе широко размножаются организмы из семейства дуналиелла, окрашивающие соли в кирпично-красный цвет. Следовательно, дон-

ные соленосные осадки современных лагун содержат обильные органические останки и отличаются по своему составу от соленосных ископаемых толщ, в которых эти останки отсутствуют.

4. Современные процессы накопления глубинных соленосных образований происходят в центральной грабенной части Красного моря. Здесь обнаружены локальные впадины глубиной до 2200 м, придонные части которых заполнены горячими высокоминерализованными рассолами, соленость которых в 8 раз выше солености мирового океана, а температура достигает 56°.

Изложенные материалы следует признать достаточно убедительными и правомерными. Ниже дополню этот материал данными по Припятско-Днепровскому авлакогену. Здесь в девонских отложениях, наряду с соленосными образованиями, широко развиты прослои вулканических и эффузивно-осадочных пород, содержащие лавовые тела, покровы, туфы и туффиты. Иногда на соседних площадях под осадочными отложениями карбона вскрываются либо верхнефранские соли, либо синхронные им девонские эффузивы. Совместное залегание разновозрастных соленосных и вулканогенных образований, очевидно, не случайно и может свидетельствовать об их парагенезисе. Если глубинное происхождение эффузивных пород не вызывает сомнения, то и галогенные формации также могут иметь тот же генезис.

Можно предположить, что раздвиговые процессы в кристаллическом основании рифта обусловили внедрение в его осадочный чехол не только магматических, но и соленосных образований. Вполне возможно, что в девонское время на территории Припятско-Днепровского авлакогена периоды кратковременных, пульсирующих излияний эффузивов сменялись периодами усиления гидротермальных процессов, сопровождаемых выносом к дневной поверхности значительных объемов галогенных компонентов. Излияния эффузивов и рассолов, разделенные крайне ничтожными временными интервалами, являются практически синхронными и обусловлены единым механизмом разгрузки глубинных мантийных очагов. Нагнетание соли вверх по разрезу привело к образованию разнообразных соляных структур типа "подушек", валов и штоков. Большинство из них объединяются в линейные системы, вытянутые параллельно бортам грабена, что несомненно объясняется их приуроченностью к разломам. Точка зрения об очевидном парагенезисе солей и эффузивов позволяет обосновать общеизвестный факт наличия крупных обломков диабаз в кепроках Исачковского и Роменского соляных куполов Днепровского грабена. Вполне возможно, что эти обломки захватывались и выносились на дневную поверхность высокоминерализован-

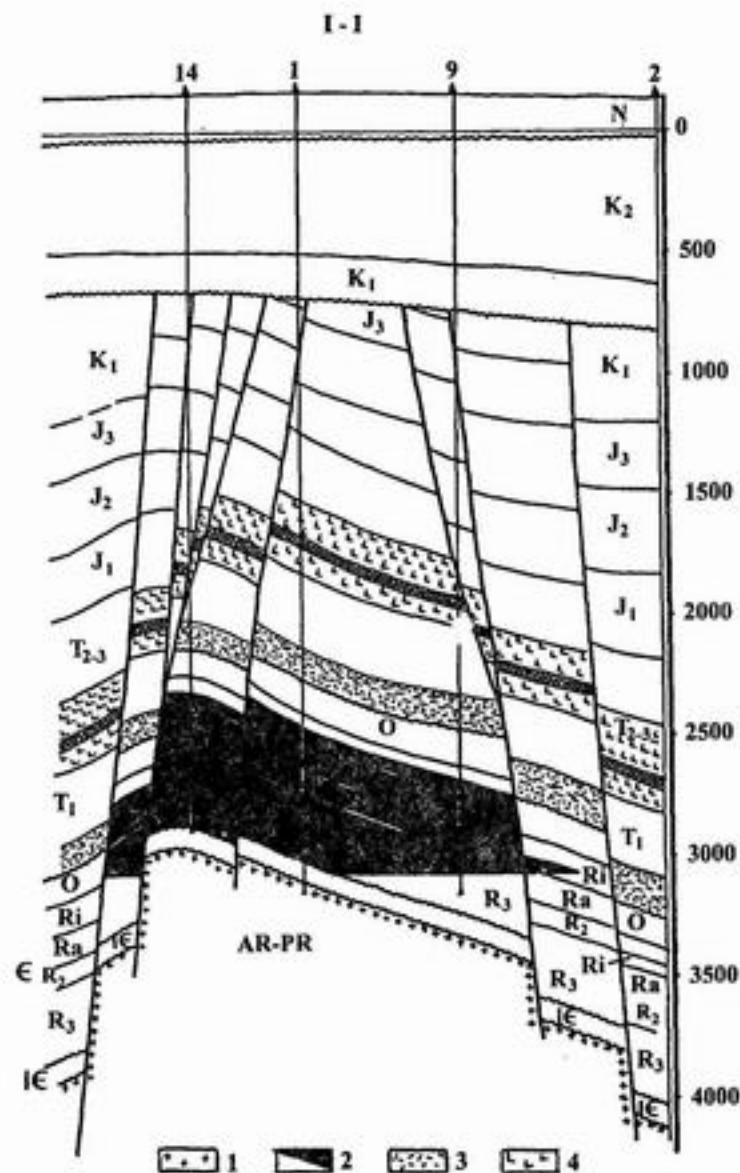


Рис. 3. Геологический профиль через месторождение Рурд эль Багель (по [Шахновский, 1991])

1 – докембрийский фундамент; 2 – кембрийская залежь нефти; 3 – эффузивные образования; 4 – соленосные отложения.

ными ювенильными рассолами при их движении по древним эруптивным вулканам.

Дальнейшая цепь логических рассуждений приводит к смелому и далеко не бесспорному выводу о том, что ископаемые соли и нефтяные УВ, так же как и вулканиты, имеют глубинный генезис и могут проникать в осадочный чехол из мантийных очагов по единой системе глубинных разломов.

Помимо Припятско-Днепровского авлакогена подобные условия обычны также для некоторых залежей Алжирской Сахары. Здесь на крупнейшем месторождении Хасси Мессауд продуктивные кембрийские кварциты местами перекрываются маломощными пластовыми эффузивами триаса. Выше по разрезу расположена мощная глинисто-соленосная покрывка триасово-юрского возраста.

Алжирское месторождение Рурд эль Багель приурочено к вершине горст-антиклинальной складки амплитудой 750 м, расположенной над высоко поднятым блоком фундамента (рис.3). Нефтенасыщенными являются массивные кембрийские кварциты-песчаники эффективной мощностью до 340 м. Здесь в пределах относительно узкого высокоамплитудного тектонического блока, как и на месторождении Хасси Мессауд, отмечается наличие крупного нефтяного скопления, а также триасовых эффузивных и соленосных образований. Вполне возможно, что все эти три компонента осадочного разреза имеют общий мантийный генезис и в разное время проникли в осадочный чехол по системе периодически омолаживаемых тектонических нарушений. Подошва нефтяной залежи расположена всего в 40 м выше поверхности фундамента, в коре выветривания которого обнаружены включения асфальта, свидетельствующие о былой нефтенасыщенности этих пород и подтверждающие вероятные процессы вертикальной миграции глубинных УВ.

Обобщая более обширный геологический материал по различным регионам, можно придти к выводу, что совместное нахождение на одной площади залежей УВ, солей и особенно вулканитов встречается довольно редко и не является обязательным условием для формирования скоплений нефти и газа. Факт совместного залегания в разрезе эффузивов и солей может свидетельствовать только об их парагенезисе, но не может являться поисковым критерием для разведки залежей УВ.

Заключение

Завершая обзор рассмотренного материала, можно сделать вывод о том, что краеугольное положение органической теории нефтегазообразования о возможной генерации УВ из РОВ является величайшей ошибкой науки о нефти XX века. Следует только удивляться тому, что столь абстрактная и априорная идея в течение века господствует среди геологов-нефтяников.

Выше уже отмечалось, что все известные геохимические доказательства единства состава нефти и РОВ пород получены в экстремальных лабораторных условиях, совершенно не адекватных природным и поэтому не могут являться правомерными. Физическая и химическая сторона гипотетических процессов генерации УВ из РОВ остается совершенно недоказанной и противоречит имеющимся фактическим данным. Не ясен источник энергии для синтеза УВ из керогена, а также механизмы миграции и аккумуляции рассеянной микронепфти в промышленные скопления. Именно эти недостатки органической теории привели к созданию многочисленных и, зачастую, взаимоисключающих моделей нефтегазообразования, единых только в одном — основным источником нефтяных УВ является рассеянное в породах ОВ.

Вот что писал по поводу цепочки взаимосвязанных и неразрешенных проблем органической теории В.Б.Порфирьев еще в 1975г.: "Необходимость увязки априорной химической схемы с геологией обуславливает целый комплекс логически необходимых допущений, что, в конце концов, приводит к полному краху и тупику" [Порфирьев, 1975]. С цитируемым выводом одного из основоположников неорганической концепции нефтеобразования следует полностью согласиться. На самом деле катагенез ОВ приводит не к генерации УВ, а к углефикации рассеянной органики. Метаморфизованные остатки ОВ навсегда остаются запечатанными в матрице вмещающих пород и ни при каких давлениях и температурах эмигрировать из них не могут.

Для признания факта существования природного процесса неорганического синтеза нефтяных УВ необходимо, прежде всего, преодолеть психологический барьер, основанный на ошибочных школьных представлениях о неизбежной деструкции нефти в высокотемпературных мантийных условиях. Несмотря на то, что наблюдать химические процессы в мантийных недрах никогда не удастся, имеется ряд косвенных факторов, достаточно полно свидетельствующих о реальности предполагаемого механизма абиогенного синтеза УВ. Наиболее важную информацию представляют вулканологические исследования. В продуктах извержения вулканов почти всегда при-

существуют различные количества нефти, битумов и УВ газов. В вулканических пепле и шлаке обнаружено значительное содержание многокомпонентных смесей органических соединений, не отличающихся по своему составу от органического вещества продуктов биосферы. Всего в течение года на поверхность Земли и в морские акватории вулканы выносят многие миллиарды тонн различных abiогенных органических соединений, что свидетельствует об огромных масштабах их производства в мантийных очагах. Могут ли эти очаги синтезировать нефть? Могут ли нефтяные флюиды сохраняться при сверх высоких давлениях и температурах? Лабораторные эксперименты доказывают, что могут. В установке для синтеза алмазов, при давлении до 70 кбар и температуре около 2000°K, из смеси природных карбонатов и гидратов был получен почти полный спектр нефтяных УВ. Эти результаты не только доказывают саму возможность abiогенного синтеза УВ, но и отрицают возможность деструкции нефти при типичных для мантийных недр термобарических условиях.

Приведенные данные о близком сходстве химического состава органического вещества продуктов биосферы и abiогенных продуктов вулканических извержений позволяют более полно представить реальный механизм процесса нефтегазообразования. Совершенно очевидно, что оба вида органического вещества имеют единый состав и теоретически, при благоприятных условиях, могут генерировать нефтяные УВ. Однако рассеянное в породах ОВ может продуцировать различные УВ-компоненты только в экстремальных лабораторных условиях при воздействии на порошкообразный образец этой породы сильных химических реактивов. Подобные условия в природе отсутствуют, а, следовательно, и само РОВ участия в процессах нефтеобразования не принимает и навсегда остается захороненным в породе в виде углистых и графитовых включений.

В то же время приведенный материал однозначно подтверждает тот факт, что в мантийных очагах формируются огромные объемы abiогенных органических компонентов.

Существуют два возможных варианта дегазации земных недр. В раскаленных пеплогазовых струях, восходящих по жерлу вулканов, нефтяные УВ практически не сохраняются, окисляясь до CO_2 и H_2O . Если же подъем мантийных парогазовых смесей происходит по разломам через горные породы более медленно, с постепенным снижением давления и температуры, то создаются благоприятные условия для формирования скоплений нефти и газа. Таков основной постулат неорганической теории нефтегазообразования, подтверждаемый рядом геологических аргументов и фактов.

Изложенная концепция позволяет ответить на вопрос о причине приуроченности абсолютного большинства выявленных месторождений УВ к породам осадочного чехла. Дело в том, что именно в осадочных толщах чаще всего создаются природные условия для совместного формирования в каком то интервале разреза резервуара, ловушки и покрышки. В то же время, непосредственно над кровлей кристаллического фундамента, в основании осадочного комплекса достаточно редко образуются непроницаемые покрышки, в результате чего глубинные флюиды по зонам разломов свободно проникают через всю толщу фундамента и концентрируются в вышележащих ловушках осадочного чехла, обладающих достаточными емкостными свойствами.

В настоящее время в разной степени опровержены глубоким бурением все осадочные бассейны мира и теоретические разногласия по поводу генезиса нефтяных УВ на практику разведочных работ почти не влияют. Перспективы поисковых объектов, независимо от точки зрения на природу скоплений нефти и газа, определяются, прежде всего, наличием резервуара, ловушки и покрышки. В то же время ошибочные представления о происхождении нефти привели к очень значительным негативным научным последствиям. В течение XX века во многих странах были созданы десятки и сотни геохимических, гидрогеологических и других научных подразделений, изучающих рассеянное в породах и водорастворенное ОВ. Результаты этих исследований, базирующихся на представлении о возможной генерации УВ из РОВ, опубликованы в тысячах публикаций, материалах различных конференций, симпозиумов и конгрессов. Между тем, любые исследования, основанные на ошибочных фундаментальных положениях, сами непременно становятся неправомерными и тупиковыми.

Эти заблуждения привели к созданию и развитию таких бесполезных псевдонаучных направлений как учение о нефтематеринских свитах и главных фазах нефтегазообразования, изучение биометок, количественное определение генерационного потенциала пород, прогнозирование фазового состава УВ по типу РОВ и некоторых других.

В результате развития широкого спектра геохимических разработок, начиная с наиболее простого люминесцентно-битуминологического анализа и кончая компьютеризированными масс-спектрометрическими исследованиями, рассеянное в породах ОВ изучено с излишней детальностью. Разнообразные работы по идентификации состава нефтей и РОВ доказали их несомненное химическое сходство. И в то же время этот бесспорный факт ни в коей мере не свидетельствует о несомненном сходстве нефтей и РОВ. Как уже отмечалось

выше, нефтяные УВ образуются не из РОВ, а из близких по составу абиогенных органических компонентов, генерируемых в глубинных мантийных очагах.

Поскольку РОВ пород не принимает участия в формировании скоплений нефти и газа, все связанные с ним сверхсложные и действительно интересные научные разработки не имеют практического смысла и развиваются только сами для себя. Итоговые выводы этих работ по прогнозу перспектив нефтегазоносности отдельных территорий и другим проблемам нефтяной геологии являются неправомерными и неприемлемыми. А это значит, что тысячи научных сотрудников занимаются исследованиями не имеющими ничего общего с природными процессами нефтеобразования. В итоге, огромный человеческий умственный потенциал нескольких поколений исследователей этой проблемы затрачивался и продолжает затрачиваться впустую.

В заключение, приведу некоторые соображения о возможных сроках прекращения научного спора, между сторонниками альтернативных теорий нефтегазообразования. Видимо, это время наступит через 10–20 лет. За этот период закончат свою активную общественную и научную деятельность представители современной геологической элиты, возглавляющие большинство геологических организаций, научно-исследовательских и общеобразовательных институтов. Они, как правило, являются сторонниками органической теории, их научная карьера, достигнутые ученые звания и степени во многом связаны с развитием и укреплением отдельных направлений и всей этой теории в целом. Поэтому отказаться от своей точки зрения на генезис нефти и газа, изменить содержание научных исследований они уже не захотят и не смогут.

Возможно, что новое поколение руководящих работников, не обремененное старыми "заслугами" в области развития теории генезиса нефти, более спокойно и не предвзято воспримет представление об абиогенной природе нефтяных УВ и будет способствовать их внедрению в научную и практическую жизнь нефтяников. Помимо этого, за тот же период будут открыты новые скопления УВ в кристаллическом фундаменте и, в том числе, в районах отсутствия пород осадочного чехла, что окончательно опровергнет основные положения органической теории нефтегазообразования.

Возвращаясь к основной теме настоящей работы, касающейся двух альтернативных концепций нефтегазообразования, отмечу еще раз, что к началу XXI века главенствующая роль и общее признание в науке все еще остаются за органической теорией. Ее сторонники попросту игнорируют все критические замечания своих оппонентов,

в результате чего со времен А.Д.Архангельского и И.М.Губкина в нефтяной геологии господствуют ошибочные представления о генезисе нефтяных УВ.

"Массовый психоз" и широкое признание псевдонаучных направлений исследований неоднократно отмечались в истории развития ряда стран. Так, в 30–60-х годах прошлого века подобные события в России были связаны с развитием генетики, науки о наследственности и изменчивости организмов. Сторонники академика Т.Д.Лысенко, отрицая классическую генетику как идеалистическое и буржуазное научное направление, утверждали возможность наследования организмами приобретенных признаков, а также возможность быстрого перерождения одних видов растений в другие. В результате многолетнего монополизма этих взглядов были разгромлены научные школы в генетике, подвергся репрессиям ряд ведущих советских ученых, а биологии и сельскому хозяйству был нанесен огромный экономический и моральный ущерб.

Ещё более яркий пример связан с идеями марксизма-ленинизма, представляющими собой систему философских, экономических и социально-политических взглядов на законы развития общества. Как известно, подобные взгляды определяли идеологию всех стран социалистического лагеря в течение большей части XX века и обусловили низкий уровень их жизни и экономического развития. Ход истории показал, что основной постулат теории марксизма-ленинизма о неизбежности перехода общества от капиталистического к социалистическому пути развития является ошибочным и утопическим.

Помимо условий формирования месторождений нефти и газа, в настоящей работе рассмотрен также и ряд близких вопросов естествознания, касающихся генезиса угля и соли. В теоретическом плане проблема их образования, подобно нефти, остается дискуссионной до настоящего времени.

Существующие модели формирования угля за счет захоронения и преобразования древесины погибших деревьев или мощных образований торфа не подтверждается материалами наблюдений за современными лесами и болотами. Между тем, нефть и уголь рассматриваются как наиболее близкие по составу и горючим свойствам полезные ископаемые. Совместное залегание в осадочных толщах залежей нефти, газа и угольных пластов является достаточно обычным явлением, в связи с чем многие бассейны считаются одновременно угленосными и нефтегазоносными. По этой причине в работе разделяется точка зрения на то, что уголь, так же как и нефть, имеет глубинное абиогенное происхождение.

Высказывается представление о том, что нефть по сравнению с углем является более молодым природным образованием. Видимо, с силурийского времени мантийные недра Земли начали синтезировать битумные растворы, обогащенные углеродом. Попадая по зонам глубинных разломов на поверхность, эти битумы подвергались процессам окисления и при дальнейшем захоронении вместе с осадками постепенно превращались в уголь. С третичного времени в тех же глубинных битумных растворах увеличилось содержание водорода и, внедряясь по разломам в резервуары верхних горизонтов земной коры, они стали формировать скопления нефти и газа. Подобное предположение наиболее логично объясняет не только факт совместного залегания нефти и угля, но и более молодой возраст нефтяных скоплений по сравнению с угольными.

Достаточно частое совместное залегание в осадочном разрезе вулканогенных пород и соленосных образований позволяет судить об их парагенезисе. Видимо, классические представления о формировании соленосных толщ в результате испарения морской воды в мелководных водоемах типа залива Кара-Богаз-Гол являются неправомерными. В подобных условиях образуются лишь маломощные лагунные образования солей, загрязненные терригенным и карбонатным материалом, а также различными органическими остатками. Глубинный генезис ископаемых галогенных пород подтверждается их огромной мощностью, стерильной чистотой, отсутствием органических остатков, а также процессами современного накопления солей в основании молодых рифтов.

К настоящему времени бесспорный мантийный генезис признается только за вулканогенными образованиями. В действительности тот же мантийный генезис, в равной мере, имеют также все нефтяные УВ, угли, соленосные толщи и руды большинства металлов. Таким образом, процессы дегазации мантийных недр создали не только гидросферу, атмосферу и биосферу Земли, но и абсолютное большинство всех полезных ископаемых нашей планеты.

Завершая настоящую работу, приведу две формулировки термина нефть, отражающие альтернативные представления об ее генезисе.

Нефть – это жидкие гидрофобные продукты процесса фоссилизации ОВ пород (по С.Б.Вассоевичу).

Нефть – это продукт abiогенного синтеза, представляющий собой углеводородный раствор, поступивший в верхние горизонты земной коры по зонам разломов из глубинного очага в результате дегазации мантийных недр.

Литература.

- Аммосов И.И., Бабашкин Б.Г., Гречишников Н.П. и др. Палеотемпературы зон нефтеобразования М.: Наука, 1975. 119с.
- Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л. и др. Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. М.: Нефть и газ, 1997. 288с.
- Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А. и др. Геология и геохимия нефти и газа М.: МГУ, 2000. 384 с.
- Бакиров А.А., Варенцов М.И., Бакиров Э.А. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. М.: Недра, 1971. 540с.
- Вальев Б.М. Тектонический контроль нефтегазоаккумуляции и углеводородной дегазации Земли. В кн. Теоретические и региональные проблемы геодинамики. М.: Наука, 1999. С. 222–241.
- Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере и ее следствия. //Геология нефти и газа, 1998. №6. С. 2–12.
- Гаврилов В.П., Григорьянц Б.В., Дворецкий П.И., и др. Зоны нефтегазоаккумуляции жильного типа. М.: Наука. 2000. 152с.
- Дьяков Б.Ф. Микронепть еще не нефть. //Геология нефти и газа, 1988. №1. С.33–39.
- Еременко Н.А. Развитие принципов теории формирования УВ. //Геология нефти и газа, 1984. №12. С.18–24.
- Клубова Т.Т., Халимов Э.М. Нефтеносность отложений баженовской свиты Салымского месторождения М.: ВНИИОЭНГ, 1995. 39с.
- Колодий В.В. Подземные воды нефтегазоносных провинций и их роль в миграции и аккумуляции нефти. Киев: Наукова думка, 1983. 248с.
- Конторович А.Э. Осадочно-миграционная теория нафтидогенеза. Состояние на рубеже XX и XXI вв., пути дальнейшего развития. // Геология нефти и газа, 1998. №10. С. 8–16.
- Краюшкин В.А. Абиогенно-мантийный генезис нефти. Киев: Наукова думка, 1984. 176с.
- Кропоткин П.Н. Дегазация Земли и генезис углеводородов. //Журнал всесоюзного химического общества им. Д.И.Менделеева, 1986. Том XXXI. №5. С.540–555.
- Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа. Тр. ВНИГРИ. Вып.319. Л.: Недра, 1973. 140с.
- Мархинин Е.М. Вулканизм. М.: Мысль, 1985. 288с.
- Медведева А.М., Аксенова Г.А. Экспериментальное изучение переноса стир и пылицы нефтью через пористую среду. В кн.: Фазовое равновесие и миграция УВ систем. М.: Наука, 1986. С.101–104.
- Методические указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. М.: ВНИГНИ, 1983. 214с.

Порфирьев В.Б. Значение теоретического комплекса нефтяной геологии в решении проблемы промышленной нефтеносности. В кн.: Закономерности образования и размещения промышленных месторождений нефти и газа. Киев: Наукова думка, 1975. С. 17–27.

Песков Е.Г. Пояса взрывных структур (астроблем). //Геотектоника, 1992. №5. С. 20–25.

Сидоров В.А., Багдасарова М.В., Атанасян С.В. и др. Современная геодинамика и нефтегазоносность. М.: Наука, 1989. 218с.

Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геофлюидодинамическая модель нефтегазообразования в осадочных бассейнах. В кн.: Геодинамическая эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. М.: Наука, 1997. С. 5–9.

Чекалюк Э.Б. Энергетические процессы в недрах Земли и их роль в образовании нефтяных месторождений. В кн.: Закономерности образования и размещения промышленных месторождений нефти и газа. Киев: Наукова думка, 1975. С. 66–75.

Шарданов А.Н. Некоторые факторы образования и размещения скопленных УВ и критерии их прогноза. //Советская геология, 1990. №10. С. 34–38.

Шахновский И.М. Еще раз о нефтегазоносности пород фундамента. //Геология нефти и газа, 1994. №9. С. 29–34.

Шахновский И.М., Котылова О.Ю. Формирование месторождений нефти и газа, связанных с зонами перерывов в осадконакоплении. //Геология нефти и газа, 1999. №5–6. С. 22–27.

Шахновский И.М. Современные представления о генезисе нефтяных и газовых месторождений //Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 1999. №7. С. 17–22.

Шахновский И.М. Альтернативные концепции нефтегазообразования и современное состояние исследований по органической геохимии в нефтяной геологии. //Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 2000. №7. С. 9–16.

Шнип О.А. Состав, строение и проблемы нефтегазоносности фундамента (Западная Сибирь, Средняя Азия, Зондский шельф). Автореф. дисс... доктора геол.-мин. наук. РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 1998 38с.

Эйгенсон А.С. О противостоянии двух концепций нефтегазообразования. //Химия и технология топлив и масел, 1998. №3. С. 3–5.

Введение.....	3
Глава 1. Критический обзор основных представлений органической теории нефтегазообразования.....	10
Нефтегазоматеринские свиты, их генерационный потенциал.....	10
Гидрогеологические факторы и предполагаемые процессы миграции УВ.....	14
Геохимические факторы.....	19
Раздельный прогноз фазового состояния УВ.....	22
Отражательная способность витринита.....	23
Объемно-генетический метод оценки прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата.....	24
Глава 2. Доказательства глубинной природы нефтяных УВ.....	26
Связь месторождений нефти и газа с разломами.....	26
Нефтегазоносность пород фундамента.....	32
Вторичный характер различных видов УВ скоплений.....	35
Вулканические процессы.....	37
Глава 3. Формирование залежей нефти и газа во вторичных резервуарах.....	41
Глава 4. Некоторые дискуссионные геологические проблемы...	51
Возраст нефтяных месторождений.....	51
Существует ли круговорот углерода в природе?.....	53
Взаимосвязь угле- и нефтеобразования.....	56
Пространственная и генетическая взаимосвязь соленых и эффузивных образований.....	59
Заключение.....	63
Литература.....	69

1
с
1
2
3
г
з
р
д
н
//
и
т
г
с
с
н
н
(З
ра
//

Научное издание

Игорь Михайлович Шахновский

**ПРОИСХОЖДЕНИЕ
НЕФТЯНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ**

Редактор *И.М.Ерофеева*
Художник *О.В.Кураленко*

Подписано к печати 25. 08. 2001
Формат 62x94 1/16. Бумага офсетная
Гарнитура Таймс. Печать офсетная. Уч.-изд. л. 5,0
Тираж 300 экз.
Тип. зак. № 396С Москва

Издательство ГЕОС
Изд. лицензия ИД № 01613 от 19.04.2000
109017, Пыжевский пер., 7.
125315, 1-й Амбулаторный пр., 7/3-114.
Тел.: (095) 230-80-92
Факс: (095) 951-04-43