

УДК 552.578.061.333.001.57

Белецкая С.Н.

МЕХАНИЗМЫ И ФАКТОРЫ ПЕРВИЧНОЙ МИГРАЦИИ НЕФТИ. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРВИЧНОМИГРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ

В статье даётся обзор механизмов и факторов первичной миграции нефти (микронефти); рассматриваются методика и результаты разновариантного моделирования первично-миграционных процессов, проводимого автором во ВНИГРИ в течение 30-ти лет.

Ключевые слова: органическое вещество, углеводороды, первичная миграция, микронефть, вода, углекислый газ, моделирование, катагенез, газовые экстракты, открытая пористость.

Согласно осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа источником углеводородов (УВ) является органическое вещество (ОВ), претерпевшее катагенетическое преобразование в процессе погружения осадков. Исследование онтогенеза ОВ и его производных в процессе эволюции осадочных бассейнов является предметом органической геохимии. В 60 – 80 гг. XX в. органическая геохимия испытала бурное развитие в том числе и в особенности у нас в стране. Были детально исследованы состав всех компонентов ОВ, закономерности его преобразования, генетическая связь синбитумоидов и нефтей и т.п. Экспериментально исследовались первично-миграционные процессы (ПМП), обеспечивающие фазовое обособление и удаление подвижных компонентов ОВ – микронефти (МН) из пород. Эксперименты были начаты в ИГИРГИ и продолжены во ВНИГРИ автором, и производились в течение 30 лет. Все эти исследования в совокупности обеспечили неоспоримые доказательства осадочно-миграционного генезиса углеводородов (УВ).

Надо сказать, что в настоящее время произошло некоторое «оживление» взглядов наших оппонентов – сторонников неорганического, глубинного происхождения нефти и газа. Никаких новых доказательств этой гипотезы не появилось, однако, дело вот в чём. В последнее время стала обсуждаться идея воспроизводимости, неисчерпаемости ресурсов УВ – по причине отнюдь не научного характера, а это льет воду на мельницу наших генетических оппонентов.

К сожалению, в последние 15 лет экспериментальные исследования первично-миграционных процессов не проводятся (как и некоторые другие важные геохимические исследования). В связи с этим появилась необходимость напомнить результаты этих исследований, проведенных во ВНИГРИ (и не только). Дело в том, что экспериментальная

воспроизводимость механизмов ПМП, то есть обоснование осуществимости этих процессов в природе является серьезнейшим доказательством осадочно-миграционного (органического) генезиса нефти.

В первых двух разделах статьи даются результаты анализа и систематизации более 250 работ отечественных и зарубежных авторов по данному вопросу. В статье приводится только перечень факторов и механизмов первичной миграции микронефти, наиболее обоснованных теоретически и экспериментально. Детальное обсуждение проанализированных работ и конкретные ссылки на них даны в монографии автора [Белецкая, 1990].

1. Факторы первичной миграции микронефти

Отрыв МН от материнского вещества вызывается повышением температуры и/или десорбирующим действием растворителей: пластовых вод, газов, легких углеводородов. *Перемещение МН* осуществляется в результате действия капиллярных или гравитационных сил, а также при наличии градиентов: давлений, температур, концентраций, дисперсности. В природе существует множество процессов и факторов, создающих условия, благоприятные для десорбции и движения МН: изменения термобарических условий с глубиной и вызванное этим катагенетическое преобразование ОВ, литологические факторы: изменение состава, структуры и порового пространства пород в процессе погружения осадков, а также тектонические и гидрогеологические факторы.

Многочисленные исследования показали, что в процессе катагенеза основная масса нефтяных компонентов выделяется на грациях МК₁ – МК₂. Что позволило сформулировать понятие о Главной фазе генерации нефти (ГФН). К концу МК₂ фиксируется преобладание процессов эмиграции наиболее восстановленной части генерированных продуктов, в результате чего происходит «покисление» остаточного битумоида. На грациях катагенеза МК₄₋₅—АК наблюдается рост генерации газов, что позволило выделить Главную фазу газообразования (ГФГ). Генерация значительных количеств подвижных газов и жидких битумоидных компонентов создает градиенты давлений и концентраций, стимулируя и обеспечивая ПМП.

Влияние литологического фактора на ПМП весьма многообразно. Изменения структуры и порового пространства *ГЛИНИСТЫХ* пород в процессе литогенеза практически нивелируют влияние давления на сорбцию битумоидов. Активной дисорбации способствуют следующие процессы: блокировка активных центров гидрофильных глин водой и кислыми компонентами ОВ на ранних этапах катагенеза, увеличение температуры, снижения числа активных сорбционных центров в процессе гидрослюдизации глин и карбонизации ОВ,

поступление свежих порций десорбирующих агентов (воды, сжатых газов), уменьшение полярности продуктов катагенеза ОВ. Газы и легкие УВ (ЛУВ) практически не сорбируются в термобарических условиях пласта даже сухими глинами. Наиболее благоприятными являются условия «неравновесного уплотнения» глин, возникающего при затрудненном оттоке вод, характеризующегося АВПД, повышенной пористостью, сохранностью поровых вод, в результате чего ПМП происходят в более благоприятных условиях. К факторам, активизирующим ПМП, необходимо отнести группу процессов, сопровождающих дегидратацию монтмориллонитов и уплотнение глинистых пакетов: выделение «агрессивных, возрожденных» вод, обладающих повышенной растворяющей способностью, уменьшения удельной поверхности, рост градиентов давлений. Экспериментально установлены условия, благоприятные для гидрослюдизации глин и эмиграции микронейфти: наличие ионов K^+ , $T = 80 - 125^0$, возможность оттока флюидов и отсутствие гидрофобизации глин.

Особенности ПМП в *КАРБОНАТНЫХ* породах характеризуются ранней литификацией карбонатов, прекращением бактериальной деятельности в пределах нескольких метров, низкой сорбиционной и каталитической способностью. Способствуют ПМП такие процессы как: заполнения вакуума, образующегося в трещинах синерезиса и тектонических трещинах, образование вторичной пористости и полостей выщелачивания, инверсия кристаллов, с образованием более компактных структур, перекристаллизация (рост более крупных кристаллов за счет мелких и растворение под давлением), доломитизация, стилолитизация. Активно способствует ПМП «собирающая перекристаллизация», оттесняя ОВ, воду и глинистые включения в межзерновое пространство.

Влияние тектогенеза на ПМП многогранно: «сейсмическое встряхивание», образование глубинных разломов, упругие и пластические деформации растяжения-сжатия, короткопериодические непрерывные колебания, вызванные космическими факторами – приливно-отливными явлениями, образование «кратеров ударов» метеоритов, создающих кольцевые зоны трещиноватости и др. Тектонические процессы в свою очередь способствуют возникновению самых различных сил и явлений: сейсмoeлектрокинетических, сейсмамагнитных, термо- и хемоакустических, вибросейсмомиграционных, которые способствуют не только созданию путей миграции, но и отрыву частиц МН от ОВ, увеличению проницаемости, поступлению в осадочную оболочку более горячих растворов.

Гидрогеологические факторы ПМП главным образом связаны с генезисом подземных вод и закономерностями их движения (скорость, направление, расстояние) на различных

этапах геологической истории. Выделяют пассивную форму миграции – перенос МН в водоростворённом состоянии, и активную – перемещение МН в самостоятельной фазе в водной среде. В то же время следует подчеркнуть, что гидрогеологические факторы имеют большую связь со вторичными внутри- и вне- резервуарными процессами миграции УВ, нежели с первичной миграцией микронефти.

2. Механизмы первичной миграции микронефти

2.1. Миграция микронефти в водном растворе

В настоящее время признанными являются следующие самостоятельные механизмы ПМП с водой: в виде истинных растворов, коллоидно-эмульсионный механизм, растворения в воде, насыщенной сжатыми газами, растворение в воде, с образованием гидратов, и весьма перспективное направление - растворение в воде, находящейся под действием приповерхностных сил. Предложенные механизмы обоснованы теоретически и принципиально возможны в определенных пластовых условиях, которые будут рассмотрены ниже. Некоторые положения требовали экспериментальной проверки, в том числе: влияние сжатых газов на растворение МН в воде, формирование коллоидно-эмульсионных растворов при низкой концентрации поверхностно-активных веществ (ПАВ), резкое увеличение растворяющей способности воды под действием приповерхностных сил и другие вопросы.

2.2. Первичная миграция в растворе сжатых газов.

Указанный механизм с привлечением ретроградных явлений теоретически обоснован многими авторами. Растворяющая способность сжатых газов смешанного состава (метан + CO_2 + гомологи метана) в термобарических условиях, соответствующих Главной фазе нефтеобразования (ГФН), в условиях близких к статическим, исчисляется примерно $0,0012 \text{ м}^3 \text{ МН/нм}^3$ газа. Однако, было необходимо экспериментальное подтверждение возможности ПМП в сжатых газах в обводненных плотных породах.

2.3. Варианты миграции микронефти в собственной фазе

Были предложены: активная миграция в виде глобул, капель, пленок, совместно с подплавленной водой, в виде струй, в виде пленок на поверхности пузырька газа. Некоторые авторы полагали, что ограничением для активной миграции МН является необходимость непрерывной фазы, что может обеспечиваться при содержании ее в поровом флюиде $>20\%$. Однако, согласно расчетам, проведенным рядом авторов, в разностях, обогащенных ОВ, гидрофобизация поверхности вдоль органических включений снизит барьер двухфазной фильтрации до 1%. Предложена так же оригинальная модель миграция по трехмерной матрице керогена – идет самостоятельный поток микронефти вдоль волокон керогена

«эффект фитиля», не связанный с водным «поток» по минеральной части. Низкие концентрации ОВ неблагоприятны для этого процесса из-за отсутствия непрерывной сети керогена. Однако наличие ореолов рассеяния, фиксируемых при люминесцентно-микроскопических исследованиях, присутствие фракций МН весьма широкой гаммы в порах и трещинах материнских пород на различных этапах литогенеза, а также явные следы эмиграции битумоидов из низкоконцентрированных разностей ($n \approx 0.1\%$) убеждают в том, что механизм «фитиля» не единственный в природе.

2.4. Капиллярные силы, или силы поверхностного натяжения

Эти силы в системе глина - вода - жидкие УВ (ЖУВ) должны привести к вытеснению микроневфти из мелких пор в более крупные, так как поверхностное натяжение воды (79 дин/см^2) значительно выше, чем нефти (24 дин/см^2). При дегидратации глин должно происходить замещение ЖУВ водой и вытеснение их из тонких пор. Сфера действия капиллярных сил ограничена тонкопористыми обводненными, гидрофильными участками пород, а также пластовыми температурами – выше 200 C^0 межмолекулярные взаимодействия резко ослабевают и поверхностными явлениями можно пренебречь.

2.5. Диффузия

Самопроизвольное выравнивание концентраций – действенный механизм для осуществления перемещения между относительно насыщенными ОВ материнскими породами и коллекторами и в микромасштабе – между участками, обогащенными и обедненными ОВ. Ореолы рассеяния и первоначальной дифференциации – результат диффузии, обеспечивающий отрыв и сдвиг МН – ответственный момент ПМП. Предел действия – выравнивание концентраций.

3. Лабораторное моделирование процессов первичной миграции микроневфти

3.1. Задачи и принципы лабораторного моделирования ПМП

Анализ предложенных механизмов ПМП показал, что наиболее реальными можно считать миграцию МН в водном и газовом растворах. Закономерности, установленные на основании изучения двухфазных систем (ЖУВ - вода, ЖУВ - газ), должны существенно отличаться от закономерностей миграции флюидов в многофазных пластовых условиях. В связи с этим, ведущим принципом при моделировании, проведенном во ВНИГРИ, было максимальное приближение эксперимента к природным, пластовым условиям. При обосновании элементов подобия мы исходили из положения, что наиболее существенными факторами, влияющими на ПМП, является термобарические условия и характер среды. Выбор термобарических условий определялся, с одной стороны пределами проявления

ретроградных явлений ($T_{кр}$ для $CO_2 = 31,1\text{ }C^0$, $P_{кр} = 7,4\text{ МПа}$), а с другой – пластовыми параметрами, существующими в интервале глубин 0,8 – 4,5 км, включающем этап ГФН: P изменялось от 10 до 46 МПа, T – от 40 до 135 C^0 .

Оппоненты осадочно-миграционной теории происхождения нефти – Н.А. Кудрявцев [1963], В.Ф. Линецкий [1975], В.Б. Порфирьев [1962] считали неубедительными эксперименты, проведенные Т.П. Жузе с соавторами [1964] и М.И. Гербер и М.Ф. Двали [1961] по моделированию ПМП в сжатом газе, т.к. опыты проводились с «сухим порошком», а не с монолитными увлажненными породами. Возражения вызывали также очень высокие скорости циркуляции газа в эксперименте (до 2 мм/сек), в результате чего «газовый фактор» достигал $4 \cdot 10^8\text{ м}^3\text{ CO}_2/\text{м}^3\text{ ЖУВ}$.

Учитывая эти возражения, нами было предпринято моделирование, с учетом воздействия на ПМП сложного комплекса факторов, связанных со свойствами вмещающей среды. С этой целью: во-первых, впервые использовались в эксперименте недробленая порода из конкретных нефтематеринских отложений с ненарушенной поровой структурой, с сохранением естественного распределения в породе ОВ и битумоидов и специфических особенностей поверхностно-адсорбиционных свойств пород; во-вторых, применялись естественные природные растворители: пластовые воды, сжатый углекислый газ и азот. Изучались закономерности миграции микро нефти в растворе сжатых газов при извлечении битумоидов из увлажненных пород и в растворе пластовых вод, насыщенных CO_2 или азотом.

С целью приближения условий опыта к природным была использована система подачи сжатого газа, позволившая снизить скорость фильтрации до 0,03 мм/сек, а «газовый фактор» – до $2 \cdot 10^6\text{ м}^3\text{ CO}_2/\text{м}^3\text{ ЖУВ}$. При извлечении каждой фракции из недробленой породы количество газа не превышало 4 поровых объемов.

Для сопоставления различных пород моделирование проводилось в стандартизованных условиях по ряду параметров: время отбора фракций, T , P , газ, скорость фильтрации, условия конденсации и анализа, с изменением одного из параметров «при прочих равных» - содержания $C_{орг}$, карбонатности, градаций катагенеза ОВ. Продолжительность опыта от 1 до 18 месяцев.

3.2. Изучение закономерностей миграции микро нефти в газовом растворе

3.2.1. Методические аспекты моделирования

Методика проведения экспериментов детально описана в работе [Белецкая, 1963]. Краткое описание опыта: CO_2 равномерно подавался в реактор с породой (емкость 2,8 л), в

котором поддерживалась Р и Т опыта. Растворившиеся в результате ретроградного испарения битумоиды поступали в сепараторы (1 л), в которых при снижении Р и Т (сначала до 7 МПа и 40⁰С, а затем до 4 МПа и 20⁰С) происходила ретроградная конденсация битумоидов в стеклянных приемниках (ГЭ^{сеп}). Для улавливания самых летучих компонентов газовый раствор пропусклся через фильтры с силикагелем и активированным углем при Р = 4 МПа (ГЭ^ф).

Были предприняты меры предосторожности, для устранения возможных погрешностей и контаминаций. Каждый этап эксперимента и анализа сопровождался постановкой холостых опытов, смазка компрессора и насосов производилась глицерином. Убедительным подтверждением того, что в процессе экспериментов не происходит новообразование битумоидов, является то, что при отсутствии в породах компонентов, растворимых в газе, независимо от содержания в породе ОВ, приемники оставались чистыми.

Одна из задач нашего моделирования – показать важную роль углекислого газа в ПМП. В экспериментах он использовался как газ-растворитель при моделировании ПМП в однофазном газовом растворе, а в опытах с водой – как газ-наполнитель. Выбор СО₂ обусловлен тем, что значительное количество его выделяется при катагенезе ОВ, различное для разных его генетических типов, но вполне соизмеримое с таковым углеводородных газов катагенеза. Об этом свидетельствует результаты экспериментального моделирования генерации УВ, выполненного В.Л. Соколовым с сотрудниками [1982], исследования газов закрытых пор, выполненное Е.А. Рогозиной [1982] и результаты расчетного моделирования, произведенного С.Г. Неручевым [1982], В.А. Рогозиной [1967, 1982], Т.К. Баженовой [2000, 2004]. Сравнение растворяющей способности сжатого СО₂ и УВГ по материалам наших исследований и М.И. Гербер [1961] показало, что СО₂ занимает промежуточное положение между метаном и пропаном. СО₂ при 10 МПа и 40⁰С извлекает в 3 раза меньше битумоидов, чем чистый пропан и примерно столько же, сколько метан + 20% пропана при 30 МПа и 100⁰С.

Анализ газовых и хлороформных экстрактов (ГЭ и ХБ) проводился по одной схеме. Групповой состав, с выделением масел, смол бензольных и спиртобензольных, асфальтогеновых кислот и асфальтенов, определялся по методике Н.П. Силиной, а групповой углеродный состав, с выделением петролейно-эфирных смол, метаново-нафтеновых (МНУВ) и ароматических углеводородов (АРУВ), - методом восходящей микрохроматографии [Жестков, 1959].

Метод ориентировочного определения количества летучих УВ разработан для фракции C_{7-14} , обычно теряемой при доведении до постоянного веса. Недосушенные ГЭ и ХБ анализировались с применением газожидкостной хроматографии (ГЖХ). Идентификация УВ осуществлялась по эталонной смеси *n*-парафинов и повторным хроматографированием фракций, с введением заведомых УВ. Предложены формулы для ориентировочной оценки количества летучих УВ [Белецкая, Сергеёнок, 1981].

3.2.2. Результаты извлечения битумоидов сжатым углекислым газом

Возможность извлечения микроневфти сжатым углекислым газом из плотных литифицированных пород с нарушенной структурой доказана на примере 160 образцов пород различных геотектонических зон, отличающихся по возрасту, литологическому составу, содержанию $C_{орг}$ (от 27,0 до 0,3%), открытой пористости (P_0 – от 30 до 0,1%). Градации катагенеза изменялись от ПК₁ до АК₃₋₄.

Порода загружалась в реактор в виде кусков (40 - 20•40 – 20 мм). Поверхность куска керна в 150 – 200 раз меньше суммарной поверхности частиц, получающихся при дроблении до $\approx 0,14$ мм, в то время как объем экстрактов, полученных из недробленых пород, в большинстве опытов значительно больше такового экстрактов доизвлеченных из дробленых пород, что свидетельствует о проникновении раствора по системе открытых пор по всей массе керна.

Абсолютное количество микроневфти, извлекаемой из P_0 газом (ГЭ₀), варьирует в весьма широких пределах – от 0,001 до 1,070% на породу. Средняя величина $\Sigma ГЭ$, относительно имеющегося в породе ХБА, составляет $\approx 31\%$, а относительно $C_{орг}$ – $\beta^{ГЭ} = 2,85\%$, но крайние значения и количество ГЭ₀ для различных групп пород колеблются в широких пределах и определяются содержанием миграционноспособных компонентов в породах, которое в свою очередь зависит от количества и типа РОВ, степени его преобразованности, тектонических условий, но «при прочих равных» определяется состоянием миграционных процессов на данном участке породы (рис. 1).

В составе ГЭ₀ преобладают УВ, среднее содержание смол – 22% (по 89 исследованным породам), однако в отдельных породах содержание смол достигает 74%. Наблюдается четкая обратная связь между содержанием смол в ГЭ₀ и общим количеством ГЭ. Низкие значения ГЭ и сопутствующее им высокое содержание смол интерпретируются однозначно – эмиграцией из P_0 в природных условиях преимущественно УВ. Отметим, что весьма низкие значения $\beta_0^{ГЭ} = 0,3$ и 0,5% установлены как для пород, обогащенных ОВ ($C_{орг} \approx 8\%$), так и для пород с низким содержанием ОВ.

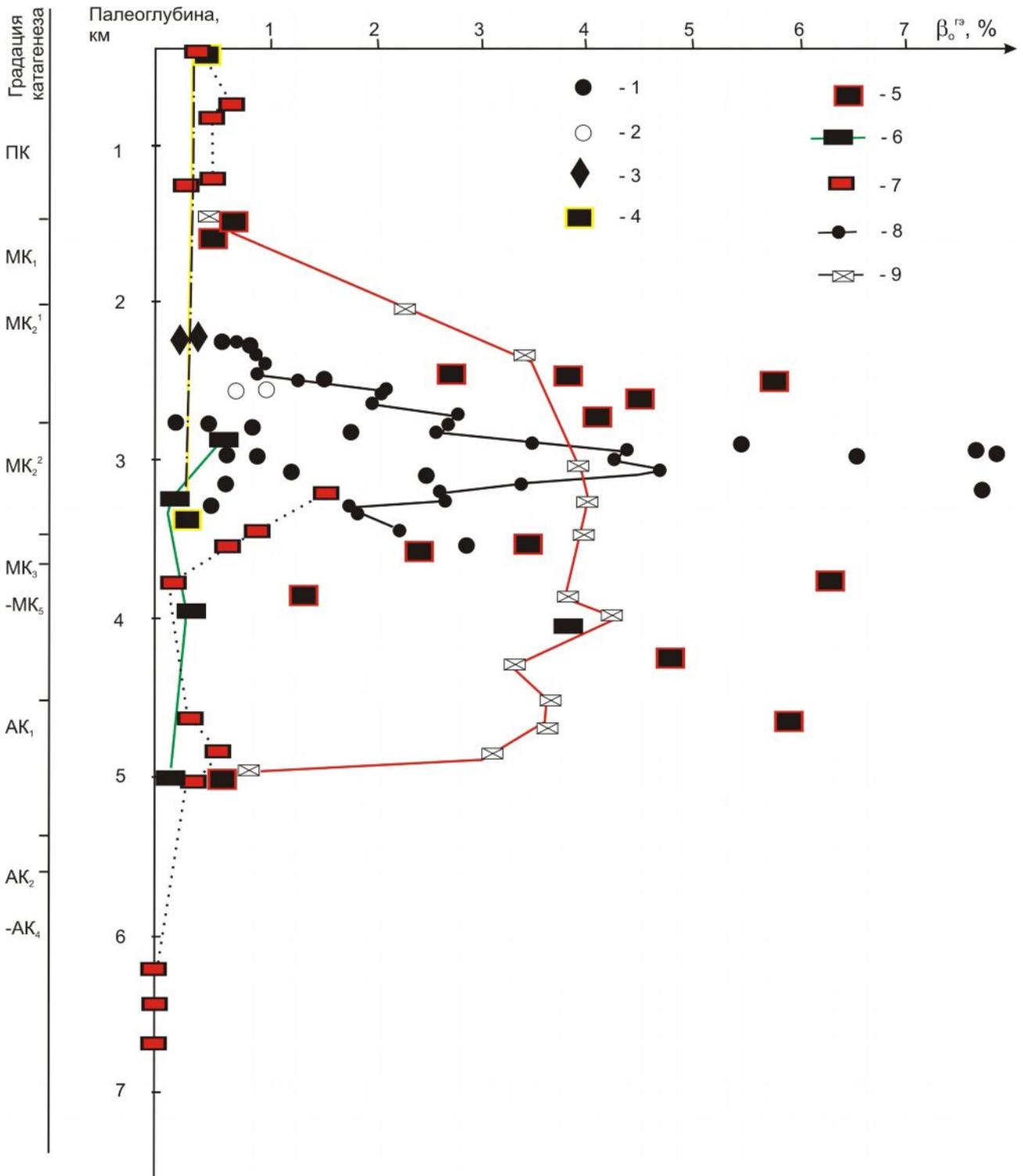


Рис. 1. Изменения с глубиной битумоидных коэффициентов газовых экстрактов из открытых пор пород ($\beta_0^{\Gamma Э}$) из различных регионов

Условия обозначения:

1, 2 – Западная Сибирь; 1 – J_3vj ; 2 – J_{1-2} ; 3 – Средняя Азия, J_2 ; 4 – Восточная Предкарпатье, P_2mn ; 5, 6 – Предкавказье 5 – $P_2 kt$; $P_3 tr$; 6 – J , K ; 7 – Дагестан $P_3 tr$, $P_2 kt$, K , J ; 8, 9 – кривые значений, рассчитанные по методу «скользящей средней», 8 – для $P_2 kt$; $P_3 tr$; 9 – для J_3vj .

Таким образом, сжатый углекислый газ является мощным десорбирующим и транспортирующим агентом. Вопрос о количестве и составе газовой фазы и соотношении газообразных компонентов ($\text{CO}_2 + \text{УВГ}$) и жидких УВ обсуждался по экспериментальным данным и теоретическим расчетам [Соколов, Гуляева, Петреченко, 1982; Неручев, Рогозина, 1982; Рогозина, 1967; Баженова, 2000, 2004].

Расчеты показывают, что различными типами ОВ в процессе катагенеза генерируются соизмеримое количество газов – как углеводородных (от 11 до 18% вес. на ОВ начала катагенеза), так и неуглеводородных. Однако, поскольку масштабы генерации жидких УВ в этих же типах различаются существенно (2 – 35% вес. на ОВ начала катагенеза), соотношение ЖУВ/УВГ для разных типов ОВ также сильно различается. Наибольшее оно для альгосапропелитов (2,24), если же учесть и генерацию CO_2 , то отношение это уменьшается до 1,44. Приведенные ранее цифры растворяющей способности ЖУВ в сжатых газах в условиях ГФН ($0,0012 \text{ м}^3/\text{нм}^3$) предполагают весовое соотношение примерно 1,0. В сапропелитах на отдельных грациях катагенеза, особенно во второй половине мезокатагенеза, когда прекратилась генерация битумоидов, вероятно, механизм растворения легкой части битумоидов в сжатых газах несомненно имеет место. В гумито-сапропелитах, где суммарное весовое соотношение ЖУВ/УВГ порядка единицы, а тем более – в сапропелито-гумитах, где эта величина < 1 , механизм эмиграции путем растворения ЖУВ в УВГ и кислых газах должен быть преобладающим [Баженова, 2000, 2004].

3.3. Моделирование первичной миграции микроневфти при совместном действии пластовых вод и сжатых газов

Влияние влаги на извлечение рассеянных битумоидов из пород сжатых углекислым газом изучено на примере мергеля кумской свиты P_2 , искусственно увлажненного до 4,8; 8,0; 10,0; 15,0% и мергеля доманиковой свиты D_3 , с содержанием влаги – 9,4 и 16,7%. Обе породы исследовались также в воздушносухом состоянии, влаги – 0,7 и 1,8%. Увлажнение производилось пластовыми водами хлоркальциевого типа, рН – 7,8 и 8,0, с минерализацией 11 и 50 г/л. Проведен также опыт с современным илом оз. Красавица, имеющем естественную остаточную влажность – 11,4%.

Присутствие водной фазы во всех опытах, независимо от литологического состава пород, способствовало десорбции и извлечению битумоидов в газовом растворе, особенно по достижению $T = 90^\circ\text{C}$ и влажности 8 – 16%. Величина газовых экстрактов при наличии влаги увеличилась в 1,5 – 2 раза, за счет возрастания доли АРУВ и смолистых соединений, а также

растворения асфальтовых компонентов и порфириновых комплексов, отсутствовавших в ГЭ из сухих пород.

Извлечение битумоидов из пород водой, насыщенной сжатыми газами производилось по следующей методике: реактор (ёмкостью 1 л) заполнялся недробленной породой и водой, затем в сосуд нагнетался газ. В рабочем режиме ($P = 10 - 40,5$ МПа, $T = 40 - 90^{\circ}\text{C}$) сосуд находился в течение 2 – 3 месяцев. По окончании опыта, вода с растворёнными в ней битумоидами, вытеснялась газом через нижний вентиль во второй сосуд, в котором поддерживалась P и T опыта, что позволяло сохранить растворенные в воде компоненты ОВ (ВОВ). Затем реактор отключался, во втором сосуде снижались P к T до атмосферных условий. Выделившиеся из раствора компоненты и «смывы» со стенок сосуда анализировались отдельно от ВОВ, сохранившегося в растворе. Часть водного раствора анализировалась методом «мокрого сжжения» (по Барс-Коган, 1965), а из остальной части водной вытяжки ВОВ извлекалось хлороформом (ХЭ) при $\text{pH} = 7$ и 3, а затем изобутиловым спиртом (ИБСЭ). Экстракты анализировались по общей схеме.

Проведено 14 опытов с водой, насыщенной CO_2 и 15 опытов – азотом, индифферентным к УВ. В экспериментах использовались бидистиллат и пластовые воды различного типа, минерализация которых колебалась от 11 до 360 г/л, pH – от 7 до 8,5; отношение порода/вода – от 0,2 до 1,9. Содержание $C_{\text{орг}}$ в исследованных породах колебалось от 3 до 13%. Детальное описание опытов и полученных результатов изложено в ряде работ [Белецкая, Сергеёнок, 1975].

Установлено, что растворяющая способность снижается в ряду: вода гидрокарбонатнонатриевого типа, насыщенная азотом, $\text{pH} = 8.5 >$ бидистиллат с $\text{CO}_2 >$ вода хлоркальциевого типа, $\text{pH} = 7$, минерализация 210 г/л, насыщенная $\text{CO}_2 >$ бидистиллат с азотом.

Элементный состав фракций ВОВ закономерно изменяется: наиболее «благородный» состав имеют компоненты фракций, выделяющейся из водного раствора при изменении T и P (C – до 82%), затем ХЭ при $\text{pH} = 7$ ($C \sim 67\%$), при $\text{pH} = 3$ ($C \sim 64\%$), а для ИБСЭ – $C \sim 53\%$, $H \sim 7,5\%$. Абсолютное содержание $C_{\text{орг.}}^{\text{общ.}}$ колеблется от 10 до 900 мг на 550 мл воды из 600 г породы, что заметно превышает истинную растворимость. Скорее всего, образуются коллоидно-эмульсионные растворы. Наблюдается «эффект Тиндаля». Роль ПАВ играют присутствующие в водных вытяжках карбоновые кислоты, алифатические эфиры, асфальтены, порфирины и тонкодиспергированные глинистые частички.

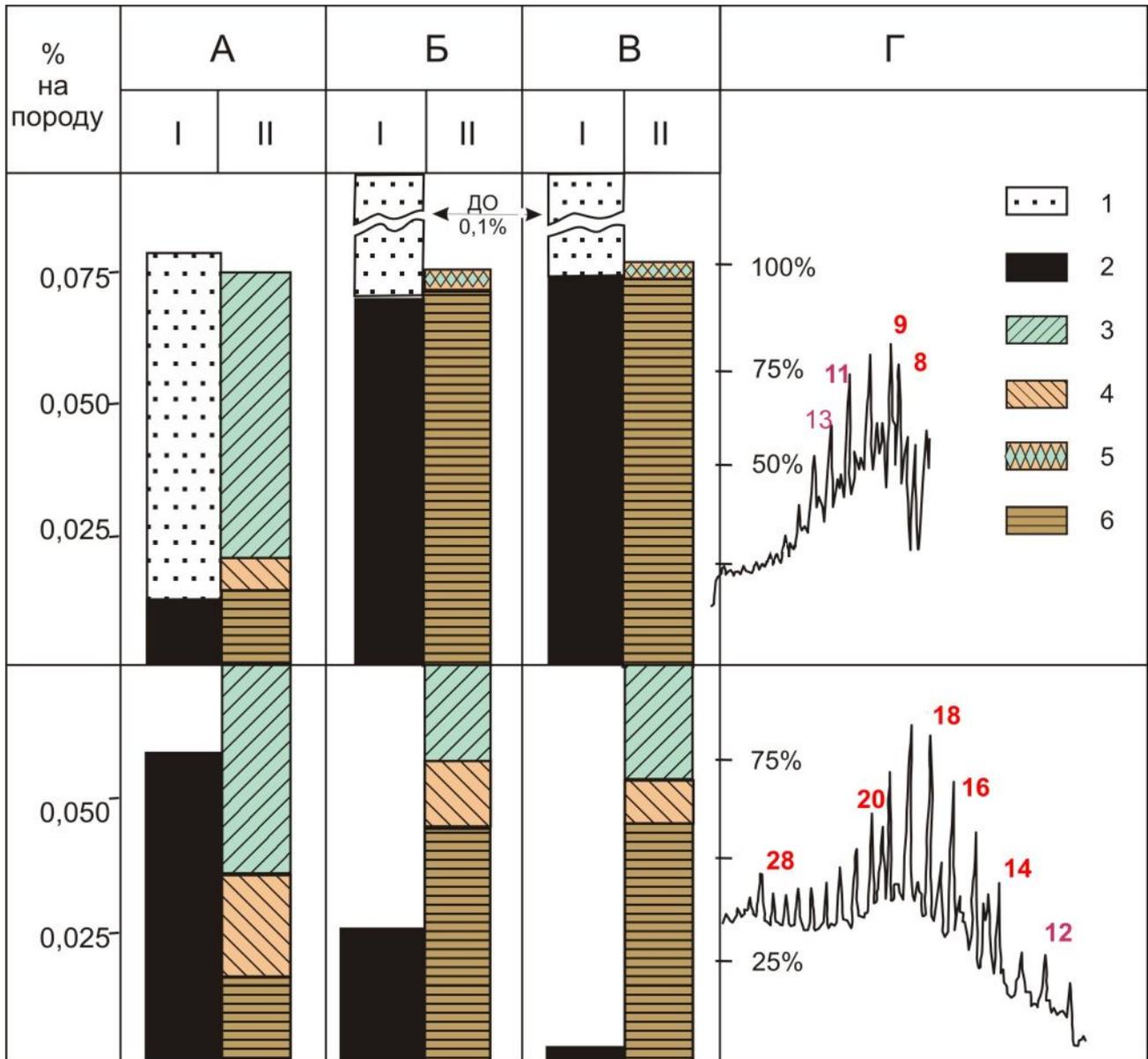


Рис. 2. Количество и состав битумоидов, извлеченных из аргиллитов куонамской свиты:
(C_{1-2} , р. Большая Куонамка, МК, $C_{НК} - 11\%$, ХБА - 0,42%)

А – сжатым углекислым газом; *Б* – водой, насыщенной CO_2 , рН = 7; *В* – водой, насыщенной азотом, рН = 8,5; *Г* – углеводородный состав.

Нижний ряд – битумоиды, выделившиеся из растворов при изменении термобарических условий от $P = 40,5$ МПа, $T = 90^{\circ}C$ до атмосферных; верхний ряд – битумоиды, сохранившиеся в растворе при снижении P и T .

I – летучие компоненты, *2* – нелетучие компоненты; *3* – метаново-нафтеновые углеводороды; *4* – ароматические углеводороды; *5* – суммарная углеводородная фракция; *6* – асфальтеново-смолистые компоненты;

I – количество извлеченные битумоидов, в % на породу; *II* – состав нелетучих компонентов, в % на породу.

С увеличением Р и Т количество нелетучих ВОВ увеличивается, в основном за счет фракции «смывов», которые в первую очередь выделяются из раствора при изменении термобарических условий и представляют наибольший интерес для изучения процесса нефтеобразования, так как в этой фракции концентрируются УВ, извлеченные водой ($\bar{x} \sim 50\%$); асфальтены составляют $\bar{x} \sim 4, 8\%$ (рис. 2Б – нижний ряд). В ВОВ, оставшемся в растворе, основную долю составляют смолистые компоненты (до 98%) и летучие УВ (рис. 2Б – I, верхний ряд).

Проведенные эксперименты дают ответ на вопрос о силе сорбционной связи пород по отношению к микронефти. Независимо от содержания ОВ, битумоидов, глинистого материала и сорбционных возможностей пород, при соответствующих термобарических условиях определенная часть УВ и гетерогенных соединений переходит в газовый и водный растворы. Из пород с низким содержанием ХБА (0,004-0,020%) извлекалось до 18% битумоидов, а в породах, содержащих до 2% ХБА, оставалось $\sim 0.004\%$ УВ, преимущественно полициклического строения.

Дифференциация состава микронефти в процессе миграции, при изменении термобарических условий, а также сравнение растворяющей способности сжатого углекислого газа, воды, насыщенной CO_2 и воды, насыщенной азотом, наглядно представлены на рис. 2 на примере аргиллитов куонамской свиты Є_{1-2} Сибирской платформы.

Вышеописанные результаты проведенных экспериментов в условиях, близких к натуральным, подтверждают возможность осуществления первично-миграционных процессов в природе путем рассмотренных выше механизмов.

Литература

Баженова Т.К. Баланс трансформации органического вещества в катагенезе и нефтегазообразование // Новые идеи, теоретические обобщения и методические решения в нефтяной геологии. СПб.: Недра, 2004. С. 48 – 58.

Баженова Т.К., Гембицкая Л.А. Закономерности генерации углеводородов различными типами ОВ (на основе расчетного моделирования) // Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ. СПб, 2000. С. 23 – 27.

Белецкая С.Н. Об улучшение способа подачи газа при извлечении рассеянных битумоидов из пород на установке высокого давления. Л.: Тр. ВНИГРИ, вып. 212, Геохимический сб. №8, 1963. С. 246 – 249.

Белецкая С.Н. Первичная миграция нефти. М.: Недра, 1990, 288 с.

Белецкая С.Н., Сергеев Л.И. Изучение совместного действия воды и сжатого газа на рассеянное органическое вещество пород. М.: ВСЕГИНГЕО, вып. 96, 1975. С. 175 – 184.

Белецкая С.Н., Сергеев Л.И. Закономерности генерации и эмиграции низкокипящих углеводородов (C₇ – C₁₄) в процессе катагенетического преобразования РОВ // Тезисы докладов на Всесоюзном совещании по геохимии углерода. М.: ГЕОХИ, 1981. С. 147 – 152.

Гербер М.И., Двали М.Ф. Природные сжатые газы, как вероятный фактор миграции нефти из материнских пород. Л.: Гостоптехиздат, Тр. ВНИГРИ, вып. 168, 1961, 83 с.

Жестков Д.К. Опыт исследования битумов в малых навесках. Южно–Сахалинск, 1959, 28 с.

Жузе Т.П. Юшкевич Г.И., Ушакова Г.С. О растворимости нефтей и углеводородных газов при T 200⁰, давлении 100 атм. // Экспериментальные исследования в области разработки глубоких нефтяных и газовых месторождений. М.: Наука, 1964, 66 с.

Кудрявцев Н.А. Глубинные разломы и нефтяные месторождения. Л.: Гостоптехиздат, Тр. ВНИГРИ, вып. 215, 1963, 220 с

Линецкий В.Ф. О предлагаемых механизмах первичной миграции углеводородов // Первичная и вторичная миграции нефти и газа. М., 1975. С. 192 – 216.

Неручев С.Г., Rogozina E.A. Количественная оценка нефтегазоматеринского потенциала РОВ // Методы оценки, нефтегазоматеринского потенциала седиментов. М.: Наука, 1982. С. 26 – 34.

Порфирьев В.Б. Теоретические вопросы нефтяной геологии. Киев, 1962, 144 с.

Rogozina E.A. Газовая фаза различных типов РОВ // Генезис нефти и газа. М.: Недра. 82 с.

Соколов В.Л., Гуляева Н.Д., Петрченко Т.М. Газообразование при превращении органического вещества сапропелевого типа // Геология нефти и газа, 1982, № 4, С. 13 - 19.

Успенский В.А. К геохимии процессов первичной миграции нефти // Геохимия, 1962, №12. С. 1027 – 1045.

Рецензент: Баженова Татьяна Константиновна, доктор геолого-минералогических наук.