

# СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ГИПОТЕЗЫ ОСАДОЧНО-МИГРАЦИОННОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ (ВОПРОСЫ МИГРАЦИИ УВ)

А.И.Тимурзиев

(ОАО «Центральная Геофизическая Экспедиция»)

Рассмотрены геолого-физические основы латеральной миграции нефти с позиций осадочно-миграционного происхождения нефти. Показаны существующие противоречия между теорией и физикой явления, а также непреодолимые препятствия на пути создания природных условий, благоприятствующих дальней латеральной миграции нефти в пористой среде горных пород. В качестве альтернативы рассматривается механизм вертикальной миграции УВ при формировании промышленных скоплений УВ.

**Введение.** Современный уровень знаний и многочисленные фактические данные по геологическому строению залежей нефти и газа, геохимические, гидрогеологические (гидродинамические и гидрохимические) данные, балансовые расчеты обеспеченности разведанных запасов УВ генерационным потенциалом осадочных толщ, многочисленные свидетельства позднего времени формирования и молодого (неоген-четвертичного) возраста залежей УВ и другие особенности геологического строения залежей УВ, не позволяют объяснить нефтегазоносность большинства (в особенности богатейших) НГБ мира без привлечения альтернативных источников УВ, связанных с глубинными очагами и абиогенным генезисом УВ. Без признания глубинных очагов генерации в качестве источника УВ и вертикальной струйной фильтрации (в отличие от латеральной рассеянной миграции) при формировании промышленных скоплений УВ уже невозможно объяснить повсеместную нефтегазоносность фундамента и базальных пород чехла в условиях удаленности на сотни километров от предполагаемых очагов генерации УВ и необходимости обоснования для пластовых условий недр физического механизма мобилизации рассеянного органического вещества (РОВ) и транспортировки УВ (дальней - десятки км и сверхдальней - сотни км латеральной миграции) в фациально невыдержанных по простирацию толщах пород, характеризующихся моноклинальным залеганием (углы наклона горизонтов и палеогоризонтов от десятых до первых единиц градусов) и застойным режимом пластовых вод. И, что более важно, без признания глубинно-фильтрационной модели нефтегазообразования и нефтегазонакопления сегодня уже невозможно, как показала практика, разрабатывать эффективные методы прогнозирования нефтегазоносности недр и технологии нефтепоисков.

**Характер заполнения породы нефтью.** П.П.Авдусин еще в 1955 году писал: «Нам совершенно ясно, что полноценное решение проблемы формирования нефтяных залежей, а также решение задач, связанных с выяснением природы процессов заполнения нефтью породы, возможно лишь при условии привлечения к рассуждениям

*общего характера конкретных данных всестороннего изучения горных пород совместно с включенными в них УВ. Едва ли можно получить правильный ответ на вопрос, как образуется нефть в земной коре, если опираться на данные только химических исследований нефти<sup>1</sup>, выполненных хотя бы самыми искусными аналитиками, вплоть до детальных исследований золь нефтей. Также неопределенный ответ дает нам и химический анализ вмещающих нефть пород, несмотря на то, что он выполняется точнейшими методами. Нефть-минерал, горное тело, и решение вопроса о ее генезисе должно опираться как на результаты исследования химической структуры нефти и вмещающей ее породы, так и на данные о характере и форме ее залегания в самих нефтеносных пластах, а также на данные изучения контактных явлений, протекающих на границе между твердой и жидкой фазами нефтяного пласта».*

Используя методику минералого-петрографического анализа, П.П.Авдусин создал генетическую классификацию органических включений в нефтеносных породах. В этой классификации отражена связь постседиментационных преобразований пород с процессами образования органических включений, т.е. показано их место в общем цикле осадочного породообразования. Все органические включения в породах разделены им на пять типов.

**Первый тип.** Заполнение нефтью или битумом первичных сообщающихся поровых каналов. Контакт между органическими и минеральными компонентами непосредственный, без указания на время заполнения нефтью порового пространства породы.

**Второй тип.** Нефть заполняет только те участки поровых каналов, которые остались свободными

<sup>1</sup> Лабораторными методами доказано, что генезис нефти возможен как на органической (Н.Б.Вассоевич, В.А.Успенский), так и на неорганической (Д.И.Менделеев, Э.Б.Чекалюк) основе. Химия нефти не дает безальтернативное заключение на генезис УВ, а потому выводы ее не могут рассматриваться в качестве аргументов, так как не имеют единственного решения. Вся химическая (геохимическая) аргументация и органическая геохимия в целом не имеют прямого отношения к природным условиям образования и залегания нефти промышленных скоплений УВ и в геологии нефти и газа должна занимать место не более чем раздел теории прикладной химии органического вещества (ОВ).

после выделения аутигенных минералов. Здесь нефть последний по времени аутигенный минерал. Это тип заполнения промышленных коллекторов нефти.

**Третий тип.** Нефть присутствует в виде включений в аутигенных минералах. Этот тип включений образовался в результате механического вытеснения нефти пластовыми водами, стимулировавшими аутигенное минералообразование. Сохранившиеся включения нефти в аутигенных минералах являются следами когда-то существовавшей залежи.

**Четвертый тип.** Выполнение нефтью или битумоидными веществами пустот вторичного происхождения, т.е. пустот и каверн выщелачивания, трещин и т.д.

**Пятый тип.** Включения битумов в отдельных зернах кластического материала, а также в виде самостоятельных обломков аллотигенного битуминозного вещества. Этот тип битуминозных включений свидетельствует о существовании в геологическом прошлом нефтяных залежей, разрушенных в последующее время, а следы этих древних залежей в виде элементов кластического материала попадали в более молодые отложения.

Эти типы органических включений позволяют судить о природе процессов заполнения пород битуминозным веществом и образовании нефтегазовых залежей. По общности генетических признаков перечисленные пять типов битуминозных включений П.П.Авдусина могут быть объединены в два крупных класса.

**Класс 1.** Второй и четвертый типы органических включений идентичны между собой по генезису и представляют последний по времени аутигенный минерал, заполнивший промышленные коллектора. Это основной тип органических включений в классификации П.П.Авдусина, с которым связано заполнение промышленных коллекторов нефти. По характеру заполнения нефтью или битумом первичных сообщающихся поровых каналов к этому классу следует отнести и первый тип органических включений.

**Класс 2.** Третий и пятый типы органических включений также идентичны между собой по генезису и представляют следы древних разрушенных (палео-) залежей нефти, которые в виде включений нефти (битумов) в аутигенных минералах и элементов кластического материала попадали в более молодые отложения.

Эти два класса характеризуют два этапа эволюции и две формы нахождения органических включений в горных породах при: 1) формировании и 2) разрушении залежей УВ. Современные (концентрированные) формы залегания органических включений, связаны с первым классом (первый, второй и четвертый типы), а палео (рассеян-

ные) формы залегания органических включений связаны со вторым классом (третий и пятый типы). Второй класс органических включений (третий и пятый типы) есть ни что иное, как пресловутое РОВ осадочных пород, якобы генерирующее первичные УВ промышленных скоплений. Будучи вторичными по природе следами разрушенных залежей, РОВ не может генерировать первичные УВ. Здесь следствие и причина не могут подменять друг друга.

Результатом исследований П.П.Авдусина является вывод о том, что «чем детальнее мы изучаем нефтеносные пласты, тем ярче проявляется влияние тектонического фактора на структуру пород нефтяного пласта и очевиднее становится роль тектонического фактора при промышленном анализе месторождений, особенно когда нефтяные пласты представлены породами сложного петрографического состава». Проблема генезиса нефти является геологической (не геохимической) и будет решаться на основе изучения геологических условий формирования залежей и форм залегания нефти в горных породах, а не путем наблюдения таинства рождения нефти на основе воздействия плавиковой кислоты на образцы горных пород в химических лабораториях.

Согласно стадийности гидротермально-метасоматических и эпигенетических процессов аутигенного минералообразования (Авдусин П.П., Аширов К.Б., Минский Н.А., Поспелов Г.Л., Чепиков К.Р. и др.), последняя низкотемпературная фаза гидротермальной активности нефтяных полей независимо от географического и структурно-тектонического положения, возраста вмещающих пород, литологического состава и типа коллектора, связана с поздним приходом УВ в открытые трещины и поры и их последующей консервацией. Нефть и сопутствующие инъекционно-диапировые нефтяные колонны газовые струи ( $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  и др.) активно формируют пустотное пространство (дислокационный и гидрохимический эпигенез) и тормозят последующее образование аутигенных минералов. Нефть (газ) эффективно сохраняет пустотное пространство от дегградации, происходящей в результате аутигенного минералообразования. Трещины и поры всех систем, сформированные до прихода нефти как правило залечены вторичными минералами и непроницаемы, только самые молодые их генерации, заполненные нефтью, сохраняют эффективную раскрытость и проницаемость. Следствием этого наблюдения является практически важный вывод о том, что только изучение признаков новейшей и современной активизации нефтегазоносных структур позволяет прогнозировать параметры открытой пустотности (пор и трещин) и геометрию эффективных нефтегазоносных резервуаров. В связи с поздним приходом нефти в порово-трещинную среду коллекторов, следует признать, что все геологические процессы до-

миоценового времени не влияют на условия нефтегазонакопления и представляют не более чем общегеологический интерес.

**Вопросы миграции при формировании залежей УВ.** Наиболее слабым звеном гипотезы ОМП нефти является физическое обоснование механизма первичной миграции микронепти (эмиграции или эвакуации из нефтематеринской толщи) и дальней латеральной миграции УВ из очагов генерации до зон аккумуляции (вторичная миграция). Известны случаи (Walter H. Pierce, 1993), когда для объяснения уникальной концентрации УВ Саудовской Аравии, исследователи вынуждены прибегать к гипотетическим схемам сбора УВ на площади более 1000 кв. миль. Для гиганта Гхавар ими допускается нефтесборная площадь, превышающая площадь штата Массачусетс (10555 кв. миль или 27360 км<sup>2</sup>). Аргументация подобных схем нефтегазонакопления не выдерживает никакой критики. Для обеспечения разведанных запасов УВ Саудовской Аравии и Персидского залива требуются нефтесборные площади, превышающие границы НГБ. Учитывая отсутствие до настоящего времени физически обоснованного механизма дальней миграции УВ, в литературе давно появились работы (А.А.Трофимук, В.С.Вышемирский, 1976), ограничивающие латеральную миграцию УВ 150 км. Очевидно, что преодоление таких расстояний не может быть принято на веру, а предполагает наличие серьезного геолого-физического обоснования. Не обсуждая основные механизмы (водорастворенная эмульсия, свободная нефтяная фаза, газорастворенная смесь и др.) и движущие силы (гидравлический градиент давления и сила гравитационного всплывания), обеспечивающие сбор первичной нефти и ее транспортировку на расстояние 150 км, остановимся на некоторых геолого-физических алогизмах и непреодолимых препятствиях, созданных природой на пути реализации любых схем дальней латеральной миграции УВ.

1. **Энергия связи молекул** (капиллярные, молекулярные и электростатические силы). В силу высокой дисперсности объемная поверхность монтмориллонита, основного минерала глинистых пород, наполовину составляющие разрез терригенных толщ ОБ, огромна. Известно, что 1 см<sup>2</sup> монтмориллонита содержит до 80 м<sup>2</sup> свободной поверхности<sup>2</sup>, а для отделения микронепти в свободную миграционную фазу необходимо наличие избытка нефти, превышающего сорбционную емкость глинистых пород. Для эмиграции из нефтематеринских пород и формирования свободной,

неразрывной нефтяной фазы из микронепти и миграции в залежи и гигантские скопления УВ в пластовых условиях недр необходимы, во-первых, огромные объемы исходного РОВ и, во-вторых, огромная внешняя энергия на преодоление капиллярных, молекулярных, атомных сил и связей. В тех концентрациях РОВ, свойственных для нефтематеринских толщ (содержание органического углерода  $C_{орг}$ : хорошие – 1-2%, уникальные – 3% и более), «рождаемая» микронепть образует адсорбционный слой, размазанный по этой площади, и никакие силы в условиях недр не способны ее извлечь до появления избытка нефти над сорбционной емкостью глинистых пород.

Понимая, что на микроуровне (в рамках системы «вода-минерал») главным агентом геофлюидодинамических процессов выступают не свободные, а связанные воды (Л.А.Абукова, 2007), нужно обосновать их роль в процессах миграции УВ. Такое обоснование находят в экспериментальных работах, которые показывают, что связанные воды способны переносить из нефтематеринских отложений в коллектора ОБ, углеводороды, органо-минеральные комплексы в значительных количествах, обеспечивая формирование не только крупных зон нефтегазонакопления, но и явления сопряженного нефте- и рудогенеза (Л.А.Абукова, 2007). Здесь желаемое выдается за действительное. Приведем пример. На Арланском месторождении при сгущении сетки скважин от 20 га/скв до 10 га/скв вскрывался первоначальный ВНК (из выступления С.Н.Закирова на ЦКР). На расстоянии до 1000 м при длительном и интенсивном освоении месторождения с применением различных вторичных и третичных методов интенсификации добычи не удается преодолеть капиллярные силы и обеспечить связность пластов и выравнивание ВНК.

Следует вспомнить (С.Р.Крайнов и др., 2004), что вода, находящаяся в структуре дисперсных пород в порах с диаметром более 10<sup>3</sup> мкм относится к свободной (гравитационной) воде, поскольку ни поверхностные силы, ни особенности капиллярной структуры не оказывают влияния на ее строение и свойства (подвижность, плотность, вязкость, растворяющую способность и др.). Диаметр 10<sup>3</sup> мкм соответствует граничным условиям нахождения воды в свободном и физически связанном состоянии. Переходя к диаметру межзерновых пор, получим, что при пористости 40% глинистые породы уже на стадии позднего диагенеза лишены свободной воды и не способны обеспечивать перенос микронепти на сколь либо значительные расстояния. По данным С.Р.Крайнова и др. (2004) напряженность поверхностного силового поля ( $P_s$ ), оцениваемая «всасывающим давлением» влаги (капиллярным), различается у адсорбционно-связанной и свободной (капиллярно-гравитационной) воды на 6-

<sup>2</sup> По данным А.Д.Дзюбло (2006), удельная поверхность глин превышает 30 м<sup>2</sup>/г, а по данным С.Грег и К.Синг (1970) внутренняя адсорбционная емкость для цеолитов со средним диаметром внутренних полостей 1 мкм соответствует эквивалентной поверхности 800 м<sup>2</sup>/г.

7 порядков ( $10^3$  МПа и  $<0,001$  МПа соответственно), что требует соответствующего (6-7 порядков) превышения гидравлического напора (градиента давления) для равного перемещения микронепти в свободной и связанной воде.

Энергия связи молекул воды с поверхностью глинистых частиц составляет 50-150 кДж/моль (Е.М.Сергеев и др., 1983), величина предельного напряжения сдвига для пленки адсорбционно-связанной воды – 9,5-13 Па, в то время как у свободной воды она на три порядка ниже и равна  $10^{-3}$  Па (Н.Ф.Бондаренко, 1973). Понятно, что в условиях невозможности обоснования механизма эмиграции микронепти для свободных вод, притягивать к этому механизму связанные воды на три порядка безрасуднее.

К сказанному следует добавить, что проблема обоснования движущих сил для латеральной миграции УВ усугубляется многими другими «негативными» природными явлениями (электрокинетические явления, фазовые проницаемости, изменения вязкости флюидов и др.), на которых мы подробно не будем останавливаться. Так, для характерных размеров поровых каналов порядка  $10^{-7}$ - $10^{-8}$  м, на течение жидкости существенное влияние оказывают эффекты межфазового взаимодействия; в ряде экспериментов по исследованию течения флюидов в пористых средах отмечалось превышение эффективной, то есть наблюдаемой в эксперименте, вязкости по сравнению с ее классическими значениями для капельной жидкости; показано, что в тонких каналах наблюдается превышение гидравлического сопротивления по сравнению с величинами гидравлического сопротивления, предсказываемыми классической теорией (В.В.Кадет, П.Н.Корюзлов; 2007).

**2. Шлейфы латеральной миграции.** Общеизвестно, что КИН по залежам нефти составляет  $0,3 \pm 0,2$ . Никакие вторичные и третичные МУН не способны извлечь остаточную нефть из коллекторов при депрессиях на несколько порядков превышающих естественные условия пластовой миграции УВ. Огромные скопления нефти силами капиллярного сцепления удерживаются в пластах и недоступны для извлечения современными технологиями. В пределах залежей нефти целые блоки и пласты с низкой проницаемостью («мертвые зоны», неподвижная нефть и т.д.) выводятся за пределы балансовых извлекаемых запасов. Отсутствие следов остаточного нефтенасыщения (остаточная нефтенасыщенность большинства месторождений  $K_{он} = 0,7 \pm 0,2$ ) на путях миграции нефти – убедительное доказательство отсутствия в природе масштабных процессов латеральной миграции УВ.

Согласно гипотезы ОМП нефти, пути миграции нефти общеизвестны – это крутые борта прогибов и палеопроегибов ОБ. Общеизвестна стериль-

ность на свободные УВ и УВ радикалы законтурных областей месторождений, ограничивающая латеральную миграцию УВ контуром нефтегазоносности. Более того, комплекс геохимических, гидрогеохимических, гидродинамических, гидротермальных и других газо-жидких аномалий, связанных с глубинным массо-теплопереносом (геохимические ареалы рассеяния, эманационный поток, геотермическое поле), имеет избирательную локализацию и концентрированные их формы связаны со сводами поднятий и субвертикальными проницаемыми структурами растяжения земной коры вдоль активных разломов фундамента. Как показывает практика, за пределами внешнего контура нефтеносности в керне скважин заведомо продуктивных интервалов не определяются следы латеральной миграции ни при макроописании керна, ни при микроописании шлифов, в то время как на всю глубину вскрытых скважин (включая фундамент) в пределах месторождений отмечаются прямые шлейфа вертикальной фильтрации нефти. Особенности вертикальной зональности ареалов насыщения приконтурных зон характерны даже для газовых залежей. Например, как в мезозойских водоносных комплексах Предкавказья, где предельно насыщены газами только приконтурные воды (Б.П.Акулинчев, 2007).

**3. Пластовые гидродинамические системы,** которым отводится транспортная роль для эмиграции микронепти и миграции макронепти, характерны для верхней дренируемой части артезианских бассейнов предгорных и межгорных прогибов. Для глубоких горизонтов ОБ, независимо от их возраста и генезиса имеет место застойный режим пластовых вод и очаговая водонасыщенность горных пород. Известны многочисленные примеры залежей нефти, по которым установлено отсутствие пластовых и подошвенных вод и в принципе отсутствует движущий агент нефтесбора. Таковы месторождения в карбонатных трещинных коллекторах Южного Мангышлака, Тимано-Печерской провинции (Тобойское, Мядсейское) и многих других НГБ. Самый яркий пример это месторождение Белый Тигр, с гигантскими запасами нефти в залежи гранитного фундамента, где скважины более десяти лет фонтанируют безводной нефтью с дебитамми более 1000 тн/сут. Какой механизм приводит к концентрации таких объемов УВ на глубине до 1,5 км от кровли фундамента при отсутствии пластовых вод и при том что, все РОВ осадочного выполнения (олигоцен) впадины Кыу-Лонг способно обеспечить лишь разведанные запасы нефти вторичных олигоценных залежей (Е.Г.Аришев, В.П.Гаврилов, В.В.Донцов; 2004)?

Расчеты показывают (И.В.Высоцкий, 1982), что для образования скоплений УВ объемом в 25 млн.м<sup>3</sup> при максимальной растворимости УВ десятки граммов в 1 м<sup>3</sup> требуется полная смена в ловушке

нескольких десятков тысяч объемов воды, насыщенной УВ. Такой процесс невозможно допустить не только с позиции требующегося огромного количества воды, но и с позиций геологического времени, обеспечивающего этот обмен. Для накопления многомиллиардных запасов миоцен-плиоценовых залежей Месопотамского прогиба или Маракайбо необходимо допустить полную смену в ловушках нескольких миллионов объемов воды с периодичностью один цикл в год и со скоростью миграции пластовых вод 250-300 м/сут!!! По расчетам С.Г.Неручева, в зависимости от наклона и проницаемости скорости в платформенных областях составляют от 0,34 до 490 км в 1 млн.лет при наклонах в первые градусы, а в складчатых областях при наклонах более 10° - от 0,7 до 2750 км в 1 млн.лет (О.К.Баженова, и др., 2004). Это в  $10^6 \div 10^3$  (для платформенных областей) и в  $0,5 \times 10^6 \div 0,1 \times 10^3$  (для складчатых областей) раз меньше требуемых скоростей миграции даже при невероятном допущении многомиллионных циклов водообмена в пластовых резервуарах!

Известно (В.И.Осипов и др, 2001), что уже к концу стадии диагенеза (глубина до 500 м) основным видом воды в осадке становится физически связанная (осмотическая и адсорбционно-связанная) вода. Начиная с глубин позднего диагенеза – раннего катагенеза (500-900 м) существование напорных (артезианских) пластовых систем следует считать проблематичным, характер распространения подземных вод является очаговым в физически связанном состоянии и характеризуется застойным режимом. В качестве классического приведем пример истории изучения движения пластовых вод Южно-Мангышлакской НГО. Работами В.Н.Корценштейна в разные годы обосновывалось движение подземных вод юрского НГК с юга на север, с севера на юг, с востока на запад и с запада на восток, пока не был признан вывод о застойном режиме пластовых вод юрского НГК.

По А.А.Граусман (1999), граница между инфильтрационной водонапорной системой (зоной гидростатических давлений) и эксфильтрационной (элизионной зоной) необходимо проводить, как предлагал Б.Л.Личков, на уровне базиса эрозии. Если гидродинамическая система расположена выше базиса эрозии, то движение вод возможно за счет энергии положения самой системы, если ниже (не имеет наружного стока), то гидростатического напора, существующего в «области питания», не хватит для энергетического обслуживания движения вод, на что указывал еще А.Е.Ходьков (1965).

Для гидростатического режима вектор, противоположный направленной вниз силе тяжести, определяется вертикальным градиентом давления, который положителен по направлению вниз и отрицателен по направлению вверх и выражает зави-

сящую от плотности флюида силу всплывания (Э.Ч.Дальберг, 1985). Сила гравитационного всплывания нефти в дисперсной среде пластовых (свободных) вод равна Архимедовой силе ( $F_A = -\rho g V$ ) и на несколько порядков ниже энергии связи молекул адсорбционно-связанной воды. Наличие напора для гидродинамического режима, связано с движением пластовых вод под влиянием разности потенциальных энергий (Э.Ч.Дальберг, 1985). Величина напора для градиента пластового давления 0,00022 МПа/м (10 МПа при перепаде отметок пласта в 1000 м, что для углов наклона структурной поверхности в 1,5° равно расстоянию 40 км) более чем на 10 порядков ниже величины предельного напряжения сдвига для пленки ( $10^{-3}$  мкм) адсорбционно-связанной воды. Других реальных движущих сил в пластовых условиях нет.

#### 4. Механизм газовой эмиграции жидких УВ.

При эксплуатации залежей нефти известен эффект заземления растворенным газом нефти при снижении давления насыщения. Допуская сепарацию газо-жидкой фазы при первичной миграции УВ как следствие снижения давления насыщения пластовых вод, а тем более признавая вторичную миграцию нефти в газовой фазе, это физическое явление игнорируется, не моделируется и не находит объяснения, в то время как известно, что при разработке залежей растворенный газ резко снижает нефтеотдачу пластов и останавливает работу добывающих скважин за счет перекрытия поровых каналов. Главный же довод нашей критики состоит в том, что механизм газовой эмиграции жидких УВ из нефтематеринских пород, как наиболее реальный в аргументации сторонников гипотезы ОМП нефти, объективно запрещен природой в силу того, что реализация главной фазы нефтеобразования (ГФН) и главной фазы газообразования (ГФГ) разделены во времени и в пространстве. Нашу аргументацию усиливают расчеты Т.К.Баженовой (2007), которые показывают, что практически во всех исследованных типах сапропелитов наблюдается тот или иной суммарный дефицит газа в УВ-системах, что является подтверждением ранее установленного автором правила *генетического дефицита газа сапропелевого ОВ*. В соответствии с этим правилом механизм газовой эмиграции жидких УВ из нефтематеринских пород не обеспечен транспортным агентом, а механизм формирования залежей нефти, включая гигантские, которые связывают с нефтематеринскими сапропелевыми породами доманикового типа не находит объяснения. Усиливает этот вывод повсеместно наблюдаемая на нефтяных месторождениях недонасыщенность нефтей растворенным газом и существование целых НГБ исключительно нефтяной спецификации.

5. Уклоны структурных (палеоструктурных) поверхностей и комплексов составляют первые

градусы и являются важнейшей характеристикой НГБ, определяющей направление, масштабы и скорость миграции УВ из очагов генерации в области аккумуляции. Градиенты пластовых давлений, имеющие гравитационную природу, при таких уклонах ничтожны и не способны преодолеть капиллярные силы (А.Е.Гуревич, 1969). В этой связи анализ динамики изменения уклонов и гипсометрии бортов прогиба с учетом современного плана распределения нефтегазоносности позволяет определить этапы региональной миграции УВ и время формирования их промышленных скоплений. Согласно любой схеме латеральной миграции УВ, геологическая модель ее реализации сводится к поперечным токам струи (растворенной в воде или газе) микро нефти из очага генерации (днище впадины) в зоны аккумуляции (крутой борт палеопргиба) ОБ. Согласно физическим законам (сняв для упрощения рассуждений все непреодолимые для этого препятствия), при прочих равных условиях, направления токов будут в строгости подчиняться величинам палеоуклонов бортов прогиба для времени реализации процесса. В этой связи обратное решение задачи – возвращение выявленных запасов и прогнозных ресурсов в исходное положение днища впадины для времени, совпадающего с этапом реализации ГФН (нефтяного окна), должно совпасть с величинами палеоуклонов, а с величинами запасов УВ должны коррелировать градиенты уклонов поверхностей бортов палеопргиба.

Пример Южно-Мангышлакской НГО показывает несостоятельность таких заключений. По результатам палеотектонических построений современная асимметрия бортов Южно-Мангышлакского прогиба (превышение северного борта над южным в 1000 м) возникла в результате предсреднемиоценовых деформаций и в преднеогеновое время имел место противоположный уклон (превышение южного борта над северным составляло до 500 м). Однако, 99% разведанных запасов и 95% прогнозных ресурсов УВ Южно-Мангышлакской НГО содержат ловушки северного борта, занявшие относительно высокое гипсометрическое положение в среднемиоценовое время.

**6. Трециноватость и анизотропия проницаемости.** В соответствии с законами фрактальности и блоковой делимости, горные породы земной коры разбиты на системно организованную сеть трещин и разрывов различного иерархического уровня. Телескопически вложенные и кратные числу  $\pi$  (М.А.Садовский, 1979 и др.), системы субвертикальных трещин пронизывают горные породы от планетарного уровня до микроуровня. Будучи проницаемыми, в силу их раскрытости на этапах тектонической активности, трещины и разломы обеспечивают преломление горизонтального

потока флюидов на самых коротких расстояниях. Проницаемость разломов в периоды тектонической активизации возрастает на три порядка (У.Файф и др., 1981), а на путях миграционных потоков (из днищ на борта впадин) всех известных ОБ существуют непреодолимые барьеры в виде продольных региональных и глубинных структуроформирующих разломов. В таких условиях течение пластовых флюидов подчинено закону минимальной энергии и векторности проницаемости (Г.Л.Поспелов), а не сомнительным с физической точки зрения латеральным токам. Латеральная изменчивость и неоднородность физических свойств горных пород (особенно проницаемости и особенно на больших расстояниях) предельно высока. Проницаемость горных пород имеет локальное распространение даже в контуре залежей, а за их пределами породы, вмещающие нефть, практически непроницаемы. Особенно наглядно это выражено в залежах с трещинными коллекторами (карбонатные, гранитные резервуары). Примеры залежей нефти, разбуренных густой сетью скважин, обнаруживают закономерное увеличение латеральной неоднородности резервуаров нефти, при этом коэффициент связанности песчаных пластов по мере разбуривания (уплотнения сетки) закономерно снижается.

**7. Гидродинамические барьеры.** Пластовые системы горных пород образуют в условиях застойного режима пластовых вод замкнутые гидродинамические системы. Для замкнутых систем никакие градиенты давления не способны привести в движение пластовые воды. В пластовых условиях гидродинамические системы могут быть разомкнуты только через формирование трещин гидроразрыва пластов. По опыту проведения гидроразрыва пластов, образование трещин возможно при достижении условия  $P_{пл} > P_{min}^{бок}$ , где  $P_{min}^{бок} = P_{гор} \times (\mu / 1 - \mu)$ . Так, например, в реальных условиях месторождения Такузет (Алжир) на уровне кровли продуктивного резервуара  $F_6$  прогнозируемое давление гидроразрыва составляет от  $\sim 0,38P_{гор}$  до  $\sim 0,57P_{гор}$  в зависимости от литотипов пород и изменения по ним коэффициента Пуассона  $\mu$  (от 0,274 до 0,363). При этом ориентировка трещин искусственного гидроразрыва пластов вертикальная. Для естественного гидроразрыва пластов также будут преобладать вертикальные трещины. Формирование же трещин естественного гидроразрыва пластов приводит, как и в случае искусственного гидроразрыва, к дренированию и промыву пластов в узкой зоне трещин и, как следствие, коэффициент охвата пласта при его промывке пластовыми водами (и эмиграции микро нефти) резко снижается.

Вернемся к модели реализации латеральной миграции УВ с позиций физики явления. Понятно, что фильтрационные потоки не могут иметь сплошное площадное распространение (не хватит никаких

концентраций РОВ), а могут представлять лишь узкие струи вдоль тальвегов и линейных гребней (гравитационных минимумов) на теле палеобассейна. При поперечном простирании палеоструктуры бассейна токе флюидных струй, они встретят на своем пути различные ловушки и гидродинамические барьеры (структурные, литологические, гидродинамические, дизъюнктивные). Первые три типа поглощают и ослабляют флюидный поток УВ, не давая ему достичь современных зон аккумуляции (фациальная выдержанность пластов на расстояниях допускаемых схемами латеральной миграции УВ недостижимая роскошь). Последний тип гидродинамического барьера переводит латеральный поток УВ в вертикальную плоскость на раннем этапе миграции. Данные исследований шлифов, керн, ГИС скважин, сейсморазведки и других методов позволяют утверждать, что в исследованном интервале глубин земных недр нет квадратного метра горных пород, не пронизанного трещинами. Трещины могут существовать в двух состояниях: раскрытые трещины переводят латеральный миграционный поток УВ в вертикальную плоскость, закрытые трещины служат гидродинамическим экраном. Реальная геологическая среда ОБ изобилует продольными разломами, которые служат непреодолимым препятствием на пути фильтрационных потоков. Если современные залежи с АВПД, благополучно экранируются разломами, кто откажет в этом свойстве разломам на этапе сбора микронепти.

**8. Нефть «in situ» - решение проблемы миграции УВ?** До сих пор современные исследователи (Б.К.Чичуа, А.И.Суладзе; 2005 и др.), увязывая распределение выявленных запасов УВ со шкалой катагенеза горных пород, находят подтверждение идей Н.Б.Вассоевича и концепции Р.Пуссея о наличии «нефтяного окна». Известно, что шкала катагенеза горных пород является функцией глубины погружения отложений и, по сути, эти связи могут быть объяснены лишь при условии признания факта совпадения глубин генерации и аккумуляции УВ. Увязывая зональность распределения запасов УВ по глубинам с зональностью катагенеза горных пород, авторы ГФН (главная фаза нефтеобразования) и ГЗН (главная фаза газообразования) невольно становятся апологетами давно забытой гипотезы происхождения нефти в варианте «in situ». Эти представления привлекаются сегодня отечественными и зарубежными авторами для объяснения нефтегазоносности рифогенных построек Прикаспия (А.Н.Дмитриевский, Н.А.Скабицкая О.П.Яковлева; 2007) и главного доломита Цехштейнского бассейна Польши (П.Сух, И.Матиасик, Г.Лесняк; 2007) и др.

Известно, что большая часть рудных тел магматического происхождения выклинивается на

глубине менее 2 км и реже корневая система обнаруживается глубже, в пределах 3-5 км. Это, однако, равно как и пластовое залегание траппов в осадочном чехле Сибирской платформы и других ОБ Земли, не является основанием для утверждения о приуроченности к этим интервалам главной фазы рудообразования и магмообразования. Еще в 30-е годы прошлого столетия академик В.И.Вернадский обозначил проблему минералообразования как процесс «замирания» подземных водных растворов. И, если П.Н.Червинский (1922) называл минеральную жилу «окаменевшим рудным источником», то вслед за Л.Де Лоне, считавшим минеральный источник «минеральной жилой в движении», мы вправе распространить это определение и на нефть (газ), как естественный природный минерал.

В вариантах гипотезы ОМП нефти и, тем более мантийного генезиса УВ, между очагом генерации и зоной аккумуляции УВ, существует определенный глубинный разброс. Разброс этот довольно существенный (между дном впадины и его бортами глубины варьируют от 1-2 км на платформах до 4-5 км и более в предгорных прогибах), чтобы серьезно рассматривать глубинную зональность распределения УВ в связи с зональностью катагенеза вмещающих нефть пород и серьезно воспринимать эти связи причинными. Во всяком случае, методологически правильнее рассматривать зональность нефтегазообразования с зональностью катагенеза пород, отобранных в пределах днищ (палеопрогибов) ОБ, с которыми связывают очаги генерации УВ.

Мы привели лишь небольшой перечень физико-геологических алогизмов, существующих в представлениях на механизмы первичной и вторичной миграции УВ. Как видим, природа закрывает все возможные пути для создания условий, благоприятствующих дальней латеральной миграции по схеме пластового течения капельно-жидкой нефти в пористой среде горных пород. В природе нет явлений и механизмов, приводящих к концентрации вещества из рассеянного состояния без приложения внешних сил. Это запрещают законы термодинамики<sup>3</sup>. Более того, в природе имеет место обратный процесс – рассеивания вещества, как всемирный закон увеличения энтропии. Сторонники гипотезы ОМП нефти находят возможность преодоления и этого закона.

По данным О.К.Баженовой и др. (2004) «все виды миграции (как процесс концентрации УВ – автор.) происходят на фоне постоянно идущего потока диффузии как неотъемлемого свойства любого ве-

<sup>3</sup> Залечь – это термодинамически неуравновешенная (неустойчивая) система, стремящаяся к состоянию равновесия (покоя). Термодинамически равновесное состояние достигается за счет разрушения залежи (дегазация – адиабатический процесс рассеяния энергии), окислении и полной потери подвижности (минерализация нефти в ряд тяжелых УВ и графит) до полного перехода в рассеянную форму ОБ.

щества, стремящегося выравнять свою концентрацию во всем окружающем пространстве». Диффузионному процессу придается и рассеивающая и концентрирующая роль одновременно. Придавая большое внимание, диффузионному переносу УВ в осадочных породах в связи с разрушением залежей, признается определенная роль диффузии и в процессах миграции УВ, что является характерным приемом софистики, но не научной диалектики. Планетарный процесс концентрации РОВ противоречит фундаментальным физическим законам, и признание его требует серьезного обоснования. Привлечение механо-деформационных явлений и механизмов не способно обеспечить известные масштабы нефтегазонакопления. Даже экспериментальная возможность реализации такого механизма генерации УВ не снимает, как мы видим, всех физических ограничений по эмиграции первичной микронефти и дальней миграции микронефти в виде сплошной капельно-жидкой фазы на десятки и сотни километров внутри многокилометровых толщ без видимых следов такого масштабного явления в осадочных НГБ.

Классический университетский учебник (О.К.Баженова, Ю.К.Бурлин, Б.А.Соколов, В.Е.Хаин; 2004) так характеризует современное состояние проблемы миграции в варианте гипотезы ОМП нефти: *«процессы перемещения (миграции) подвижных веществ (флюидов) в недрах еще не полностью изучены»; «наиболее сложные вопросы связаны с первичной миграцией углеводородов из материнских пород, особенно с причинами начала этого движения»; «миграция углеводородов в составе водной фазы представляет сложную проблему, все рассматриваемые гипотезы относятся в основном к глинистым нефтематеринским породам»; «первичная миграция углеводородов из материнских пород другого, неглинистого состава имеет свои особенности, но они изучены слабо»; «вопрос о дальней боковой миграции не решен»; «вопрос о скоростях миграции не очень ясен» и т.д.* При таких выводах авторов, вся аргументация в пользу доказательства механизма миграции, обеспечивающей промышленные концентрации УВ скоплений, представляется малоубедительной, а при внимательном рассмотрении физической стороны процесса, не выдерживает никакой критики. Пример. В формуле С.Г.Неручева для расчета скорости миграции нефти *«обращает на себя внимание тот факт, что скорость миграции прямо пропорциональна проницаемости природного резервуара и обратно пропорциональна его пористости. Несмотря на то, что эти две величины имеют между собой прямую зависимость, большая пористость тормозит миграцию, увеличивает миграционные потери».* Здесь логика желаемого выступает против законов физики.

В целом аргументация критики основ гипотезы ОМП нефти сводится к тому, что ни с точки зрения фундаментальных законов сохранения энергии и количества энтропии, ни с точки зрения источника и баланса исходного вещества, ни с точки зрения энергии движущих сил, ни с точки зрения транспортных средств (пластовые воды, свободный газ) и транспортных артерий (каналы миграции), образование промышленных скоплений УВ на основе механизма первичной (микронефть) и вторичной (нефть) латеральной миграции невозможно.

На основе неверного теоретического базиса не могла быть создана и правильная надстройка теории нефтегазовой геологии и практики нефтепоисков. Вчерашние теоретики гипотезы ОМП нефти признали тщетность своих более чем полувековых изысканий, утверждая, что: *«к концу XX века классическая осадочно-миграционная теория практически изжила себя, полностью реализовав свой потенциал, и стала своеобразным тормозом в дальнейшем развитии теории и практики нефтяной и газовой геологии»*, и расписались в бесплодности своих многолетних трудов, признав, что *«...предстоит переосмыслить теоретические основы традиционной геологии нефти и газа, сместить вектор поискового процесса, выработать новые методы и методики поиска, разведки и освоения месторождений УВ-сырья»* (В.П.Гаврилов. Геология нефти и газа, №2, 2007). Грустное признание, но честное.

**Прямые индикаторы вертикальной миграции нефти.** Для выяснения роли и характера миграционных процессов при формировании залежей нефти в породах баженовской свиты А.М.Медведевой (1980) были изучены комплексы микрофоссилий из нефтей баженовской свиты Салымского и Малобалыкского месторождений. Установлено, что каждый комплекс содержит сложный набор микрофоссилий, состоящий из «местных» спор и пыльцы юрского возраста и «миграционных» палеозойских спор (Т.Т.Клубова, Э.М.Халимов, 1995).

В нефтях сводовых скважин (скв.32) основное место занимают юрские споры и пыльца (34%), а миграционную часть составляют каменноугольные споры (8%) и акритархи верхнего палеозоя (16%). В пробе нефти из скважины на крутом крыле (скв.42) определены юрские споры и пыльца (40%), верхнепалеозойские (23%) и нижнепалеозойские (2%) акритархи. Комплексы микрофоссилий из нефтей баженовской свиты Малобалыкского месторождения (скв.5) представлены юрскими спорами и пылью (42%), каменноугольными спорами (2%) и нижнепалеозойскими акритархами (28%). Минимальное количество миграционных микрофоссилий палеозойского возраста отмечено в пробах нефтей из крыльевых скважин (38, 56). В нефтях Салымского месторождения преобладают верхнепалеозойские, а в Малобалыкских – нижнепалеозойские формы. Состав



микрофоссилий нефтей баженовской свиты свидетельствует о наличии широкой вертикальной миграции флюидов из доюрских отложений и не подтверждает вывод о сингенетичности нефти в баженовской свите.

Вывод о наличии широкой вертикальной миграции при формировании залежи в баженовской свите сделан также Л.П.Климушиной, А.Н.Гусевой (1980) по результатам анализа геологического материала и распределению нефтей разного состава по площади Салымского месторождения.

Для Южно-Мангышлакских (Северо-Ракушечное) и Севро-Бузачинских (Каламкас, Каражанбас) месторождений палинологическими исследованиями триасовых и палеозойских нефтей (К.В.Виноградова и др., 1982) установлены прямые признаки вертикальной миграции УВ при формировании залежей, выраженные в закономерном присутствии микрофоссилий нижележащих комплексов в нефтях при стерильности пород на микрофоссилии древнее вмещающих отложений. Повсеместно, где проводились палинологические исследования получены аналогичные результаты.

**Вместо заключения.** Только глубинно-фильтрационная теория нефтегазообразования с безальтернативными представлениями о вертикальной струйной фильтрации УВ при формировании промышленных скоплений УВ снимает физические противоречия, обеспечивает и ориентирует геологоразведочный процесс на поиски каналов вертикальной фильтрации и разгрузки УВ в верхней части литосферы (фундамент и осадочный чехол), а также поиски ловушек УВ различного генетического типа, формируемых процессами флюидодинамического структурообразования и «оживленных» процессами нефтегазообразования и стратиформного нефтегазонасыщения (в отличие от «мертвых», ненасыщенных ловушек).

В условиях продолжающегося противоборства крайних точек зрения на генезис УВ и выработки единой концепции формирования залежей УВ как формы проявления «холодной» ветви глубинной дегазации Земли (Дегазация Земли; 2002, 2006), на повестку дня встал вопрос разработки методов прогнозирования и картирования очагов скрытой разгрузки глубинных флюидов в верхней части земной коры. Теоретическое и технологическое решение этой задачи подводит нас не только к решению вопроса об источниках и формах миграции УВ, но и к прямому прогнозу нефтегазоносности недр.

Учитывая что процессы дегазации Земли имеют рассеянную (диффузионную) и локализованную (фильтрационную) формы (вторая ответственна за формирование концентрированных форм УВ), обоснование структурных признаков растяжения земной коры и механизма разгрузки глубинных флюидов, идентификация (локализация) и карто-

вание каналов вертикальной разгрузки УВ имеет важное научно-практическое значение. Формирование залежей на барьерах глубинного массопереноса связано с фильтрацией потоков флюидов, локализованных в вертикальных «сверхпроводящих» колоннах на телах горизонтальных сдвигов фундамента и на сводах растущих понятий, обеспечивающих растяжение и раскрытие недр. Современные технологии сейсморазведки 3Д, позволяя картировать очаги скрытой разгрузки УВ в осадочном чехле и фундаменте ОБ, решают вопрос об источнике и форме миграции УВ и обеспечивают тем самым переход к новой парадигме поисков нефти: от поисков локальных структур, как возможных ловушек УВ (статистическая вероятность продуктивности ~30%), к прямым поискам нефти в верхней части земной коры на путях (гидродинамических барьерах) вертикальной струйной фильтрации УВ.

**Опубликовано:** *Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений. №12, 2009, с.30-38.*