

О ФАЗОВО-ГЕОХИМИЧЕСКОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ НАФТИДОАКУМУЛЯЦИИ

В свете современных данных рассмотрены основные положения концепции главных фаз нефте- и газообразования. Показано, что базирующаяся на них схема генетически обусловленной фазовой дифференциации углеводородов не соответствует наблюдаемым в различных нефтегазоносных провинциях и бассейнах закономерностям. Помимо известных недостатков осадочно-миграционной теории, которая не может претендовать на роль парадигмы геологии нефти и газа в XXI ст., это объясняется тем, что в большинстве нефтегазоносных бассейнов мы сталкиваемся с суперпозицией разновозрастных залежей нефтей, связанных с различными источниками углеводородов и действием разных нефтидогенерирующих систем. Предложена принципиальная схема фазово-геохимической зональности нефтидоаккумуляции осадочной оболочки (стратисферы), с различными составляющими (фрагментами) которой мы сталкиваемся в тех или иных конкретных осадочных бассейнах.

Ключевые слова: нефть, генезис нефти, нефтидоаккумуляция, органическое вещество, катагенез, геохимическое преобразование, фазово-геохимическая зональность.

К наиболее крупным обобщениям в отечественной геологии нефти и газа, наряду с учением о нефтегазоносных бассейнах (НГБ), относится концепция «главной фазы нефтеобразования» (ГФН), которая в известной мере является эквивалентом термина «нефтяное окно», употребляемого зарубежными геологами-нефтяниками. Однако уровень его научной обоснованности намного выше. К тому же, в отечественной литературе понятие о ГФН, окончательно сформулированное около 40 лет назад (Вассоевич, 1967; Вассоевич и др., 1969), было затем (Неручев и др., 1973) существенно дополнено понятием о главной фазе газообразования (ГФГ). Оба они составляют суть осадочно-миграционной теории – парадигмы геологии нефти и газа второй половины XX ст. Однако сохранение этой ее роли в текущем столетии, вопреки широко распространенным представлениям (Еременко, Чилингар, 1996; Словарь геологии нефти и газа, 1988), проблематично. Прежде, чем обосновать столь ответственное утверждение рассмотрим, суть этих понятий.

«ГФН – этап интенсивной генерации нефтяных углеводородов рассеянным органическим веществом осадочных пород» (Словарь геологии нефти и газа, 1988), основным механизмом которого является термолиз, что и обуславливает связь ГФН с определенным интервалом палеотемператур (80–170°C), приблизительно отвечающим концу протокатагенеза (завершение подстадии ПК₃, которое соответствует завершению бурогоугольной стадии углефикации) ПК₃ (Б₃) – МК₂ (Г). Во время ГФН «генерация метана протекает слабо» и тем не менее «происходит активный вынос (эмиграция) нефтяных углеводородов и в меньшей мере асфальто-смолистых веществ в водных или газовых (выделено автором статьи) растворах в пласты-коллекторы» (Словарь геологии нефти и газа, 1988). При этом «процессы генерации и эмиграции микро нефти идут сопряженно и одновременно», формируя залежи в коллекторах «вследствие перепада давления между ними и уплотняющимися глинами с РОВ», а при затруднении процессов эмиграции нефтяных углеводородов (УВ) – «и непосредственно в пористо-трещиноватых глинистых и глинисто-кремнистых материнских породах» (Словарь геологии нефти и газа, 1988). Из этого

следует, что ГФН в разрезе осадочного бассейна должна соответствовать «главной зоне нефтеобразования» (ГЗН), которая по степени антралификации отвечает интервалу Б₃ – Д – Г (вплоть до появления жирных углей), т.е. включает в себя нижнюю часть зоны протокатагенеза и основную часть зоны мезокатагенеза (МК₁, МК₂ и верхняя часть МК₃). Мощность ее определяется типом НГБ, возрастом доминирующего комплекса, характером эволюции геодинамического и геотермического режимов. По данным С.Г. Неручева и др. (Парпарова и др., 1981) она варьирует от 2–3 км на древних платформах до 3–6 км в глубоких впадинах и альпийских прогибах.

Если в трактовке природы и катагенетического диапазона ГФН (ГЗН) среди сторонников осадочно-миграционной теории (а это – значительная часть отечественных и большинство зарубежных геологов-нефтяников) особых расхождений нет, то более дискуссионным является понятие о ГФГ и главной зоне газообразования (ГЗГ). Интенсивность метанообразования при катагенезе рассеянного и концентрированного органического вещества осадочных формаций, как известно, характеризуется наличием, по крайней мере, двух максимумов (Парпарова и др., 1981; Словарь геологии нефти и газа, 1988). Первый из них связан с протокатагенезом, второй – с интервалом МК₃ – АК₁. Это отражается в распределении мировых запасов газа. Достаточно отметить, что именно в зоне протокатагенеза в высокопористых сеноманских песчаниках (верхняя часть покурской свиты) с высокими фильтрационно-емкостными свойствами сосредоточены массивные залежи газовых гигантов севера Западной Сибири (Уренгой, Бованенковское, Ямбург и др.), тогда как к нижней части зоны мезокатагенеза (МК₃ – МК₄) приурочены колоссальные месторождения на юге Ирана (Канган, Южный Парс, Варави, Монд, Агхар и др.) с массивными залежами во вторичных карбонатных коллекторах пермской свиты Хуфф. Поэтому одни исследователи (Б.П. Жижченко, С.П. Максимов, В.П. Строганов и др.) связывают ГФГ (ГЗГ) с протокатагенезом – началом (верхней частью) катагенеза, а другие (С.Г. Неручев, А.М. Акрамходжаев, Г.Э. Прозорович и др.) – с завершением мезокатагенеза – началом апокатагенеза (интервал МК₃ – АК₁), полемизируя между собой (Неру-

чев и др., 1973). Более логичной представляется точка зрения А.Э. Конторовича (1973), который вообще считает необоснованным выделение ГФГ (ГЗГ), и в то же время указывает на существование двух этапов (интервалов) газообразования, один из которых приурочен к ПК₃ – МК₁, а второй – к МК₄ – МК₅.

Наибольшее распространение получил позднекатагенетический вариант ГФГ (глубинно-катагенетический вариант ГЗГ) в объеме градаций МК₃ – АК₁ в интервале (палео)температур 180–250° (Неручев и др., 1973; Парпарова и др., 1981; Словарь геологии нефти и газа, 1988). В зависимости от тектонотипа бассейна, возраста доминирующего комплекса, эволюции геодинамического и геотермического режимов, ГЗГ (в понимании С.Г. Неручева) должна располагаться на глубинах «от 3,5–5 км на платформах до 6–9 км в глубоких впадинах платформ и в альпийских прогибах, но всегда примерно в одних и тех же грациях катагенеза: от конца МК₃ – начала МК₄ до АК₂» (Парпарова и др., 1981).

Сказанное убедительно свидетельствует о неоднозначной интерпретации обширного фактического материала по стадийности (зональности) геохимических преобразований органического вещества осадочных формаций в процессе катагенеза. Реальность этих преобразований не вызывает сомнений. Вместе с тем следует признать, что базирующаяся на генетических представлениях осадочно-миграционная теория (нефть и газ – продукты катагенетических преобразований органического вещества различных осадочных формаций), концепция ГФН – ГФГ плохо согласуется с наблюдаемой фазово-геохимической дифференциацией скоплений нефтидов в разрезе осадочного чехла – кристаллического фундамента и установленными закономерностями формирования нефтяных и особенно газовых залежей. В частности, такие расхождения в трактовке положения ГФГ (ГЗГ) относительно шкалы катагенеза не столько отражают недостаточную изученность динамики генерации метана растительной органикой осадочных отложений в процессе ее углефикации, сколько свидетельствуют о слабой изученности процессов улавливания катагенетического газа и формирования его промышленных гомогенных скоплений в резервуарах различного типа. Впрочем, это касается осадочно-миграционной теории в целом, наиболее слабым звеном, которой является неудовлетворительное обоснование закономерностей формирования нефтяных и газовых месторождений (залежей). Прежде всего, это относится к определению возраста залежей и длительности их формирования. Этот ключевой (наряду с источником УВ и характером процессов их миграции) вопрос современной нефтегазовой геологии все еще далек от своего решения.

Об истинном смысле понятия «фазы» применительно к нефтидогенезу – нефтегазоаккумуляции

Существующие прямые методы определения геологического возраста газовых (объемный, гелий-аргоновый) и нефтяных (по составу фракции низкокипящих УВ, по давлению насыщения и т.п.) крайне несовершенны и приводят к огромным погрешностям (как правило, в сторону непомерного завышения возраста месторождений и длительности их формирования). Еще в большей мере это

относится к разнообразным косвенным оценкам (определение времени главных фаз нефте- и газообразования по стадиям катагенеза, возраст формирования ловушек и т.п.). Следует подчеркнуть, что последовательное применение критериев осадочно-миграционной теории к палеозойским НГБ всегда дает результаты, свидетельствующие о геологической древности месторождений и большой длительности их формирования. Так, широко распространены представления о том, что многочисленные нефтяные и газоконденсатные залежи в нижнекаменноугольных комплексах Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) сформировались в карбоне, нефтяные месторождения Припятской впадины – в позднем девоне, нефтяные и газовые месторождения юга Сибирской платформы – в позднем протерозое – кембрии и т.п. Совершенно другие выводы получены при определении возраста залежей нефтидов различного фазово-геохимического типа по сопутствующим им вторичным минерально-геохимическим и гидрохимическим новообразованиям (Лукин, 1999в; 1977). Причем наиболее подходящими объектами для этих определений являются Леляковское, Гнединцевское, Яблуновское, Скоробогатьковское и другие месторождения ДДВ, Усинское, Харьягинское, Возейское и другие месторождения Тимано-Печорской провинции, Астраханское, Карачаганак и Тенгиз – в Прикаспийской впадине и др., где наблюдаются парагенезы твердых битумов, асфальтов и тяжелых нефтей, нефтяных и газоконденсатных залежей с разнообразной стратиформной жильной минерализацией, эпигенетическими урановыми залежами, проявлениями глубинной гидрогеологической инверсии. Это позволило сделать ряд прямых возрастных определений и выделить несколько разновозрастных фаз нефтидогенеза – нефтегазоаккумуляции (Лукин, 1997; 1999в), что в данной статье иллюстрируется на примере одного из самых больших на Украине Яблуновского месторождения, приуроченного к погребенному крупному палеозойскому поднятию в центральной части ДДВ (Рис. 1).

В частности, крупные залежи малых и тяжелых нефтей на некоторых из указанных месторождений в верхнебашкирских и московских песчаниках, судя по изотопному возрасту (250–280 млн. лет) и нарушенности допозднепермскими и дотриасовыми сбросами, образовались на рубеже карбона и перми.

Значительно более молодыми являются нефтяные залежи в верхнекаменноугольных – нижнепермских отложениях Леляковского, Гнединцевского и других месторождений ДДВ. Результаты изучения ореолов восстановления и пиритизации в вышележащих красноцветных отложениях (Лукин, 1977) свидетельствуют о том, что нижний возрастной предел времени их формирования – это граница среднего и позднего триаса.

Многочисленные газоконденсатные залежи центральной части ДДВ (включая Яблуновское, Скоробогатьковское, Рудовское, Перевозовское, Солоховское и другие месторождения) залегают преимущественно в интервале 4–6,5 км разновозрастных каменноугольных комплексов. Несмотря на морфологическое разнообразие ловушек (от типично антиклинальных до комбинированных и седиментационно-палеогеоморфологических), их залежи характеризуются проявлением аномально высоких (сверхгидростатических) пластовых давлений и наличием у залежей

оторочек опресненными (с минерализацией менее 20 мг/л) гидрокарбонатнонатриевыми водами. Последние, контактируя с хлоркальциевыми рассолами, представляют собой метастабильные образования, предельный возраст которых может быть рассчитан по уравнениям диффузионного выравнивания концентраций растворенных солей (Лукин, 2005). По этим расчетам он составляет существенно менее 1 млн лет, что находится в полном соответствии с присутствием залежей критического состояния и наличием геотермобарических аномалий.

Все изложенное свидетельствует о сложном многофазном характере процессов нафтидогенеза – нефтегазоаккумуляции, широком возрастном диапазоне и кратковременности (мгновенности в геологическом смысле) формирования залежей различного фазово-геохимического типа. При этом намечается вполне определенная зависимость этого типа от возраста углеводородного скопления. В частности, все известные в ДДВ крупные скопления асфальтов, мальт и тяжелых нефтей (Яблунковское, Бугреватовское, Бахмачское, Холмское, Тваньское и др.) связаны с позднепалеозойскими, а все значительные по размерам залежи нефтей (Гнединцы, Леляки, Рыбальцы и др.) – с мезозойскими фазами нафтидогенеза, в то время как газоконденсатные и газовые залежи на глубинах свыше 4 км сформировались в постплиоценовое время.

Таким образом, реальный нефтегазоносный разрез – это суперпозиция разновозрастных скоплений нафтидов

различного фазового состояния. Поэтому некорректно рассматривать его как катагенетически обусловленную последовательность генерации УВ, отвечающую единому этапу генерации нефти и газа на протяжении длительного прогибания. Именно несоответствие геологически длительных осадочно-миграционных механизмов нафтидогенеза высоким темпам формирования залежей является причиной противоречий существующих между реальной зональностью, наблюдаемой в различных НГБ, и зональностью, моделируемой в соответствии с представлениями о «генерации нефти и газа как образовании жидких и газообразных продуктов (в том числе УВ) в процессе катагенеза органического вещества осадочных отложений» (Словарь геологии нефти и газа, 1988).

Основные черты зональности нафтидоаккумуляции

Осадочно-миграционная теория, рассматривающая систему «осадочный бассейн → осадочно-породный бассейн → НГБ» как саморазвивающуюся и определяющая в качестве движущей силы этого саморазвития катагенетическое преобразование осадочного (концентрированного и рассеянного) органического вещества, базируется на колоссальном аналитическом материале по различным НГБ Мира. При этом установлена различная интенсивность генерации жидких и газообразных УВ на разных стадиях (градациях) катагенеза, что и является эмпирической

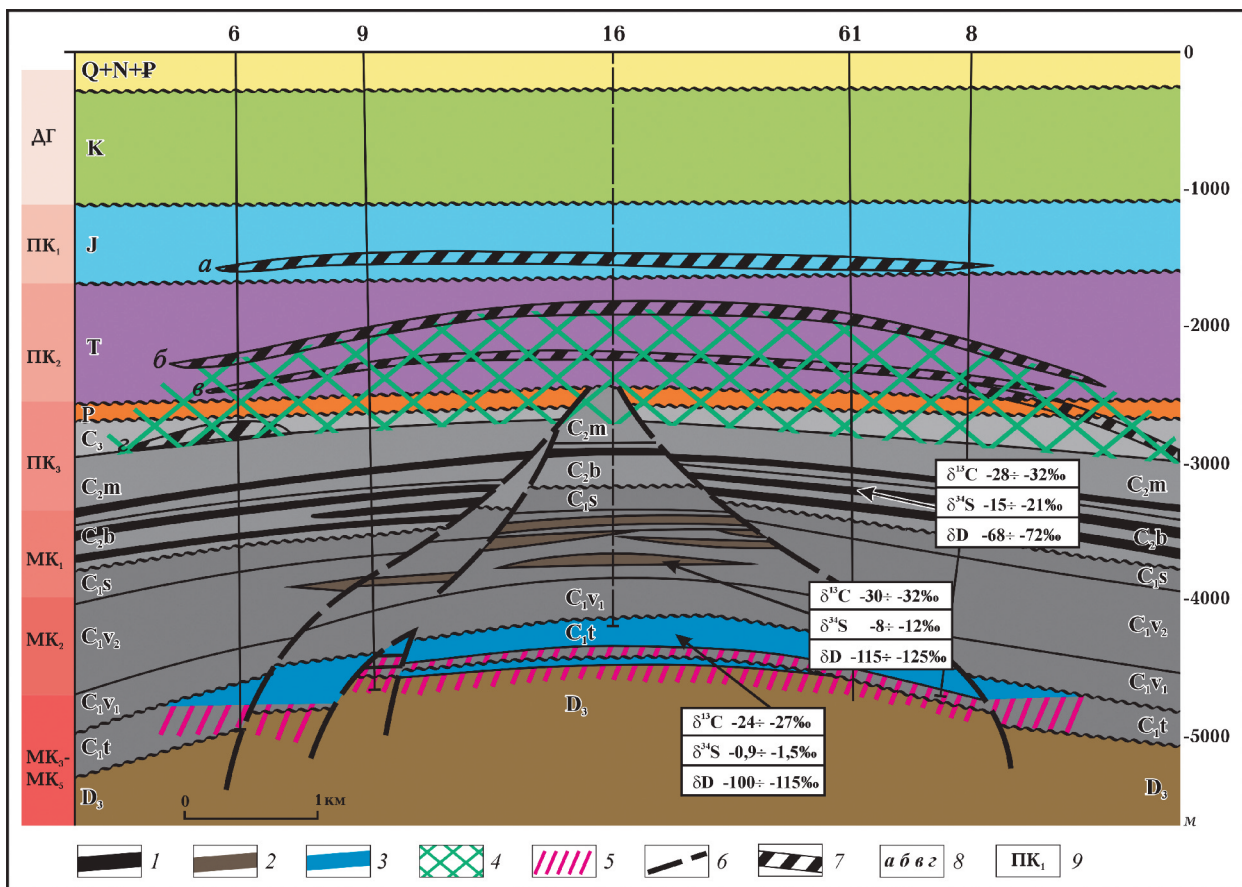


Рис. 1. Яблунковское (битумно-) нефтегазоконденсатное месторождение (ДДВ). Залежи: 1 – нефтяные (тяжелые высоковязкие нефти, мальты, асфальты), сформированные на рубеже карбона-перми, перми-триаса; 2 – нефтяные (рубеж среднего и позднего триаса, ранней и средней юры); 3 – газоконденсатные (возраст менее 100 тыс. лет); 4 – первичные ореолы восстановления красноцветов; 5 – оторочка конденсационными водами с низкой минерализацией; 6 – разрывные нарушения; 7 – ураноносная вторичная минерализация; 8 – определения изотопного возраста U-Pb методом: а – $180 \pm 2,5$ млн лет (J_1 - J_2), б – $230 \pm 2,5$ млн лет (T_2 - T_3), в – 250 ± 5 млн лет (P - T), г – 280 ± 5 млн лет (C_3 - P); 9 – стадии катагенеза.

основой выделения главных фаз (зон) нефте- и газообразования (Рис. 2, а). Согласно этой схеме, в разрезе бассейна с толщиной осадочных отложений свыше 3-4 км должна наблюдаться достаточно четкая зональность с выделением верхней преимущественно нефтеносной и нижней газоносной зон. Однако даже в таких глубоких прогибах, как Днепровско-Донецкий авлакоген, в центральном сегменте, которого – Днепровском НГБ (Лукин, 1997; Лукин, Шпак, 1991) – обеспечены все тектоно-геодинамические, седиментационно-формационные, органико-геохимические, геотермобарические факторы реализации нефтегазогенерирующего потенциала верхнедевонских и каменноугольных комплексов, фазово-геохимическая дифференциация УВ имеет существенно иной характер (Рис. 2, б). Наиболее примечательной чертой разреза Днепровского НГБ, в котором сосредоточены основные запасы нефти и газа Днепровско-Донецкого авлакогена, является доминирование первичных газоконденсатных систем (при большой роли залежей критического состояния – аномальных газоконденсатных систем с содержанием жидкой фазы до 1500-2500 см³/м³). На этом «газоконденсатном фоне» широко распространены гетерогенно-фазовые, а также нефтяные месторождения. Реже встречаются газовые (с содержанием метана свыше 90 %) залежи в пределах различных районов (северные окраины Донбасса, восточный сегмент южной прибортовой зоны, крайний юго-восток ДДВ и др.) в широком диапазоне глубин (1-5 км). Основные разведанные запасы газа сосредоточены в интервалах 1,5-2,0 и 3,5-4 км (соответственно 25,2 и 21,45 %), а на глубинах свыше 5 км эта цифра составляет 6,25 % (Атлас месторождений нефти и газа Украины, 1998). Начальные извлекаемые запасы конденсата приурочены к интервалам 3,5-4 и 4,5-5 км (соответственно 25,8 и 38,5 %). Таким образом, нет оснований говорить о существовании единой глубинно-катагенетической газовой зоны в ДДВ, если только не понимать под ней дисперсную (центрально-бассейновый, угольный газ) и водорастворенную газоносность, которая действительно соответствует определенному диапазону катагенеза (МК₃ – АК₂). Терминальные градации катагенеза (АК₃) и метагенез (выходящие на поверхность в центральной части открытого Донбасса нижнекаменноугольные породы, в частности, в районе свинцово-цинковых и золоторудных месторождений Нагольного кряжа) характеризуются проявлениями кислых газов смешанного состава (с повышенным содержанием CO₂, H₂S, N₂, H₂). Таким образом, Днепровско-Донецкий авлакоген, который в целом характеризуется чрезвычайно широким глубинным регионально-эпигенетическим (от начала протокатагенеза до метагенеза осадочных формаций – без учета промышленных нефтяных и газоконденсатных залежей в докембрийском кристаллическом фундаменте) диапазоном нефтегазоносности, наглядно демонстрирует отсутствие четкой катагенетически обусловленной фазово-геохимической дифференциации гомогенных скоплений (залежей) нефтей.

Что же касается других НГБ, то наблюдаемая фазовая зональность большинства из них гораздо сильнее отличается от канонов осадочно-миграционной теории по сравнению с ДДВ. Хорошо известен неоднократно отмечавшийся в литературе (Никонов, 1985; Словарь геологии нефти и газа, 1988) факт наличия среди НГБ Мира как преимуще-

ственно газоносных (в недрах таких прогибов, как Аркома, Сакраменто, Трансильванский, Нижнеиндский известны только залежи преимущественно сухого метанового газа), так и сугубо нефтеносных (Парижский, Маракаибский, Суэцкий, Припятский и др.). Наряду с этим широко распространены бассейны с фазово-гетерогенной нефтидоносностью, диапазон которой варьирует в широких пределах. Однако и среди них мы практически не найдем такого, который бы полностью укладывался в эталонную с точки зрения осадочно-миграционной теории схему.

В.Ф. Никонов предложил классификацию нефтегазоносных зон с выделением «классов газоносных, нефтеносных и смешанных земель» (Никонов, 1985). Будучи не достаточно полной в фазово-геохимическом отношении и не вполне лингвистически удачной, эта классификация, тем не менее, отражает важные особенности процессов нефтегазоакпления, которые не укладываются в представления осадочно-миграционной теории.

Все крупные нефтегазоносные провинции характеризуются латеральной фазово-геохимической зональностью нефтидоакпления. Примеры этого феномена общеизвестны: Западная Сибирь (сосредоточение нефтяных месторождений в Среднеширотном Приобье, а газовых гигантов – в ее северной части), Тимано-Печорская провинция (преобладание нефти в Печоро-Колвинском, Хорейвер-Морейорском бассейнах и сосредоточение газовых месторождений в Северо-Предуральском прогибе) и т.д.

Максимально широким диапазоном фазово-геохимической дифференциации нефтидоакпления (от сосредоточенных на моноклиналиях и некоторых крупных сводах колоссальных скоплений высоковязких нефтей и битумов до легких нефтей, газоконденсатов и сухих метановых газов) характеризуются Западно-Канадская, Оринокская, Волго-Уральская, Восточно-Сибирская провинции.

Впечатляют масштабы фазово-геохимической дифференциации нефтидоакпления в пределах Месопотамской нефтегазоносной провинции, расположенной в пределах Аравийского полуострова и Персидского залива. Среди 215 известных здесь месторождений 75 (60 нефтяных и 15 газовых), согласно классификации ВНИГРИ (Словарь геологии нефти и газа, 1988), относятся к крупнейшим, гигантским и уникальным. При этом основные запасы нефти сосредоточены в мезозойских (юра, мел) и палеогеновых комплексах на платформенном борту, тогда как газовые гиганты (Канган, Парс, Южный Парс и др.) приурочены к пермскому (свита Хуфф) газовому бассейну прикладчатого борта Предзагорского прогиба.

Не менее ярко указанная закономерность проявляется и в пределах нефтегазоносных регионов Украины.

Припятско-Днепровско-Донецкая провинция, к которой относится Восточный нефтегазоносный регион, включает в себя: Припятский нефтеносный, Деснянский нефтегазобитумоносный, Днепровский нефтегазоносный (с исключительным разнообразием преобладающих в этом НГБ газоконденсатных систем) и Донецкий газоносный бассейны (Лукин, 1997; Лукин, Шпак, 1991). В данном случае тектоно-геодинамическая дифференциация единого палеозойского палеорифтового прогиба на самостоятельные бассейны завершилась фазово-геохимической дифференциацией нефтидоакпления.

Совершенно другой характер пространственно-времен-

ной фазовой дифференциации УВ демонстрирует Западный нефтегазоносный регион, приуроченный, подобно Месопотамской провинции, к области сочленения древней платформы и складчато-орогенной системы, включая в себя Днестровский перикратон, Львовский палеозойский прогиб, Предкарпатский мезокайнозойский прогиб, сложнопостроенные Складчатые Карпаты и Закарпатский прогиб. Здесь промышленная нефтеносность и битумы (преимущественно озокериты, а также церезины и парафиниты) сосредоточены во Внутренней (Бориславско-Покутской) зоне Предкарпатского прогиба. Остальные тектонические зоны Западного региона преимущественно газоносны. Несмотря на неравномерную изученность и, в частности, на весьма низкую плотность глубокого бурения в пределах обширной перикратонной области (Днестровский перикратон, внешняя и внутренняя зоны Львовского прогиба, Рава-Русская зона), основные черты этой зональности вряд ли изменятся. Конечно, в результате глубокого и сверхглубокого бурения возможны коррективы фазово-геохимической нефтегазоносности в пределах Львовского и Предкарпатского прогибов. Так, в Бильче-Волицкой зоне под интервалом сосредоточения многочисленных вторично-газоконденсатных и газовых залежей, основная часть которых приурочена к сармату, намечается этаж нефтеносности, связанный с нижнемеловыми и юрскими отложениями. Однако при этом еще больше возрастает несоответствие базирующейся на осадочно-миграционной теории схемы реальным пространственно-временным соотношениям нефте-, газонакопления.

Более сложный, но еще более удаленный от канонической схемы характер имеет пространственно-временное распределение газовых, газоконденсатных, нефтяных и битумных залежей в пределах Южного (Азово-Черноморского) региона, что отражает более сложный, коллажный характер его тектоники. В Придобруджинском прогибе, входящем в состав Балтийско-Преддобруджинской нефтегазоносной провинции, как и в Балтийской синеклизе, пока известны только нефтяные месторождения с залежами в палеозойских отложениях. На северо-западном шельфе Черного моря сосредоточены газоконденсатные и газовые месторождения, с залежами преимущественно в палеогене, тогда как в пределах западного шельфа (в частности, в румынском секторе) открыт ряд нефтяных месторождений (крупные зоны нефтегазоносности в нижнем мелу). В пределах прикерченского шельфа на поднятии Субботина открыто нефтяное месторождение, залежи которого приурочены к песчаникам майкопской свиты. «Смешанный» (по В.Ф. Никонову) характер нефтегазоносности ярко проявляется в пределах Керченского полуострова, где открыто 6 нефтяных, 4 газовых, 2 газоконденсатных и 1 нефтегазовое месторождения с различным количеством залежей в разновозрастных неогеновых отложениях. При этом какая-либо вертикальная зональность в распределении нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей отсутствует, равно как и латеральное размещение нефтеносных и газоносных структур не обнаруживает признаков какой-либо закономерной группировки. Подобный характер имеет и нефтегазоносность Северного Крыма, хотя здесь преобладают газоконденсатные и газовые месторождения (из 14 месторождений – 7 газоконденсатных, 5 газовых, 1 нефтяное и 1 нефтегазовое). В Азовском

море известны только газовые месторождения.

В целом можно заключить, что в большинстве провинций и бассейнов ГЗН и ГЗГ не выделяются, в то время как районирование нефтегазоносных территорий по фазовому состоянию скоплений УВ имеет достаточно четкий характер, надежную эмпирическую основу, обнаруживает явную связь со структурно-тектоническим районированием и, в конечном счете, определяется тектоногеодинамической эволюцией региона.

Тем не менее, определенная фазово-геохимическая зональность нефтегазоносности бесспорно существует. Учитывая современные данные по глобальной геохимии, петрологии и геофлюидодинамике (работы Н.Л. Добрецова, Ф.А. Летникова, А.А. Маракушева и др.), а также признаки участия суперглубинных флюидов в нефтегенезе (Лукин, 2006; Лукин, Пиковский, 2004), можно предположить существование определенной иерархичности этой зональности. Земля в целом и каждая из ее геосфер бесспорно обладают определенной зональностью флюидосферы, включая газообразные и жидкие УВ с их производными (об этом свидетельствуют данные изучения флюидных включений в ксенолитах мантийного вещества, фазово-геохимические расчеты и т.п.). Такой зональностью обладает и литосфера. Открытие нового этажа нефтегазоносности (по-видимому, с преобладанием нефти над газом), приуроченного к «гранитному слою» (Арешев и др., 1997), является важным шагом в ее изучении. Однако для литосферы, не говоря о более глубоких геосферах и Земле в целом, пока можно предлагать сугубо гипотетические схемы. Моделирование зональности нефтегазоносности на современном уровне наших знаний о закономерностях распределения с глубиной запасов различных нефтеидов возможно лишь для осадочной оболочки (стратисферы). Это распределение коренным образом отличается от схем, базирующихся на представлениях о ГФН – ГФГ (Рис. 2, а), не только существенно иным набором зон и их более широким фазово-геохимическим диапазоном, но и пространственно-временным (латерально-вертикальным) характером (Рис. 3). Сама схема базируется на фактических данных, имеет эмпирический сводный характер и не связана с понятиями ГФН – ГФГ. В конкретных НГБ наблюдаются различные ее фрагменты. Отсутствие тех или иных зон обусловлено особенностями формационного состава, геотермического режима и гидрогеологии. Вместе с тем в результате бурения новых глубоких и сверхглубоких скважин могут быть выявлены ранее неизвестные в данном регионе зоны, выделенные в сводной схеме. Последняя приобретает, таким образом, значение эталона, позволяющего оценить углеводородный потенциал бассейна в целом и его отдельных комплексов в конкретных геологических, геотермобарических и гидрогеологических условиях.

Верхним элементом данной схемы является впервые выделяемая **главная зона битумонакопления**. Глубина ее залегания – 0-700 м. В этом интервале сосредоточено свыше 99 % разведанных мировых запасов высоковязких нефтей, малт, асфальтов, асфальтитов, озокеритов и других битумов. Можно с уверенностью полагать, что дальнейшее глубокое бурение не внесет коррективов в распределение битумов и высоковязких нефтей с глубиной. Поэтому, в отличие от всех других, эту зону действительно можно именовать главной. Далеко не каждый НГБ является

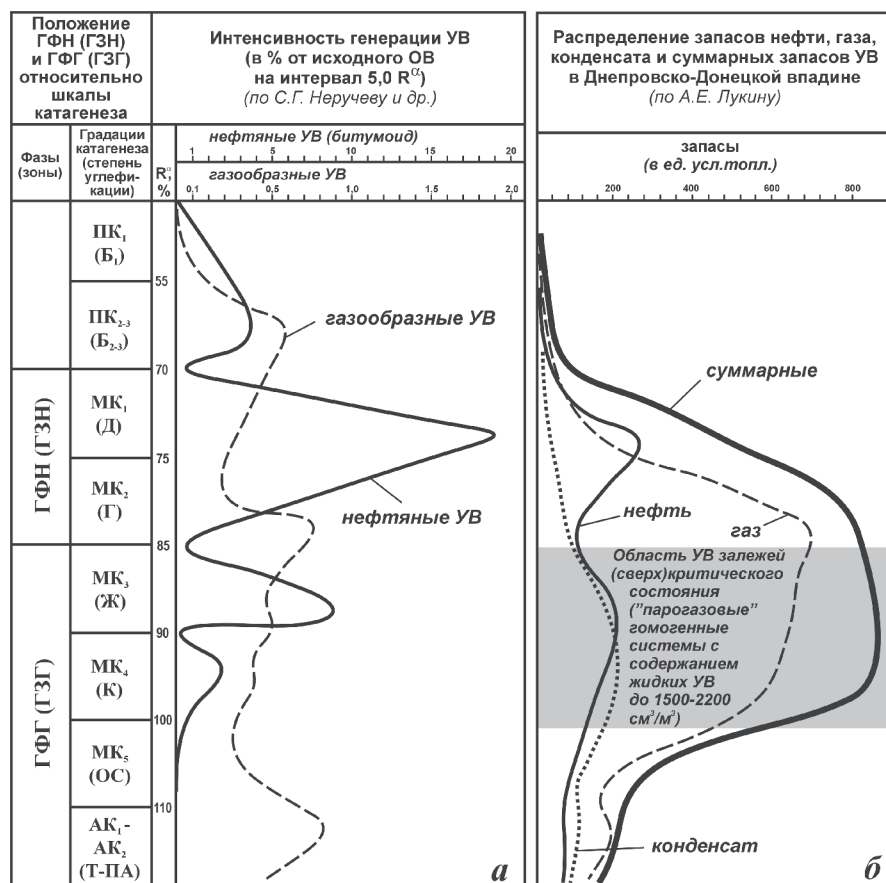


Рис. 2. Сопоставление общей схемы катагенетической зональности нефтидоакпления в соответствии с концепцией главных фаз нефте- и газообразования (а) и наблюдаемой в ДДВ зональности распределения залежей углеводородов (б).

битумоносным. Наиболее крупные ареалы битумонакопления (Атабаска, Вабаска и другие месторождения на гомоклинали Альберта в Западной Канаде, битумный пояс Ориноко и др.) приурочены к областям перикратонных опусканий и передовым прогибам. В фациально-палеогеографическом отношении битумоносные комплексы связаны с авандельтовыми и прибрежно-морскими отложениями. В отличие от других зон данной схемы, главные зоны битумонакопления связаны в основном с древними процессами (не считая киров, образующихся в настоящее время при разрушении некоторых нефтяных месторождений в различных НГБ). Формирование в этих условиях колоссальных скоплений битумов труднообъяснимо с точки зрения как осадочно-миграционных, так и абиогенно-мантийных представлений. Наиболее приемлемым объяснением их формирования является связь с трансгрессивно-мигрирующим микробиологическим (метанотрофные сульфатредуцирующие бактерии) барьером (Рис. 4), обусловленным разрушением морских депрессионных (палео)газогидратных скоплений и длительной восходящей миграцией метана в дельтах крупных рек и прибрежно-морских фациях (Лукин, 2007). В таком случае венчающая схему латерально-вертикальной фазово-геохимической зональности нефтидоносности главная зона битумонакопления является производной латерально смещенной относительно нее **зоной морского газогидратонакопления**, но, естественно, не современной, а древней (в частности, накопление битумов Атабаски, Вабаски, Пис-Ривер происходило в мелу). На современном (голоценовом) этапе эта зона приурочена преимущественно к верхней части

(мощностью 100-500 м) толщи морских осадков при глубинах воды от 200 м (в условиях Приполярья) до 500-700 м (в экваториальных областях) (Макогон, 2003). На более древних этапах геологической истории палеоглубины, толщины и площади развития зон газогидратообразования варьировали в широких пределах, существенно расширяясь (талассократические эпохи образования черных сланцев, писчего мела и т.п.) или резко сокращаясь (геократические эпохи накопления красноцветов, эпохи оледенения и т.п.) по сравнению с голоценом.

Ниже, в интервале глубин 800-3500 м расположена **оптимальная зона нефтегазонакопления**. По современным данным в этой зоне сосредоточено около 95 % разведанных (доказанных) мировых запасов нефти и газа. Почти тридцать лет назад эта цифра составляла около 98 % (Никонов, 1985). Таким образом, пока глубокое и сверхглубокое бурение не внесло кардинальных изменений в распределение запасов с глубиной, хотя на больших глубинах открыт ряд крупных месторождений. Существование этой зоны объясняется оптимальным сочетанием высоких фильтрационно-емкостных свойств разновозрастных песчаных и рифогенно-карбонатных коллекторов с высокими экранирующими свойствами

малопроницаемых толщ (сметитовые и сметит-гидро-слюдистые глины, соль) и благоприятным для сохранения залежей гидрогеологическим режимом. В большинстве НГБ именно в этом интервале находится зона весьма затрудненного водообмена, тогда как на больших глубинах появляются признаки глубинной гидрогеологической инверсии (Лукин, 2005). Данная зона отличается большим фазово-геохимическим разнообразием скоплений УВ. Они представлены разнообразными нефтяными, газоконденсатными (преимущественно вторичными) и газовыми, а также фазово-гетерогенными залежами. При этом соотношение между жидкими и газообразными УВ, как отмечалось, варьирует в широких пределах – от существенно нефтеносных (с большими вариациями газового фактора) до существенно газоносных (с различной степенью жирности газа) НГБ. Следует подчеркнуть, что именно в этой зоне наиболее ярко проявляется суперпозиция разновозрастных (от древних: позднепалеозойских, мезозойских и кайнозойских – до недавних и современных) углеводородных залежей.

В интервале от 3500 до 6500 м, а в отдельных НГБ, возможно, и глубже находится зона преобладания первичных газоконденсатных залежей. Она выделяется в НГБ с повышенной (до 7-8 км и более) толщиной осадочных полифациальных отложений. Эталонем в этом отношении может считаться центральная часть ДДВ (Днепровский НГБ), где основной объем этой зоны приходится на нижнекаменноугольный этаж нефтегазонасности. Здесь открыто 96 месторождений с залежами УВ на глубинах свы-

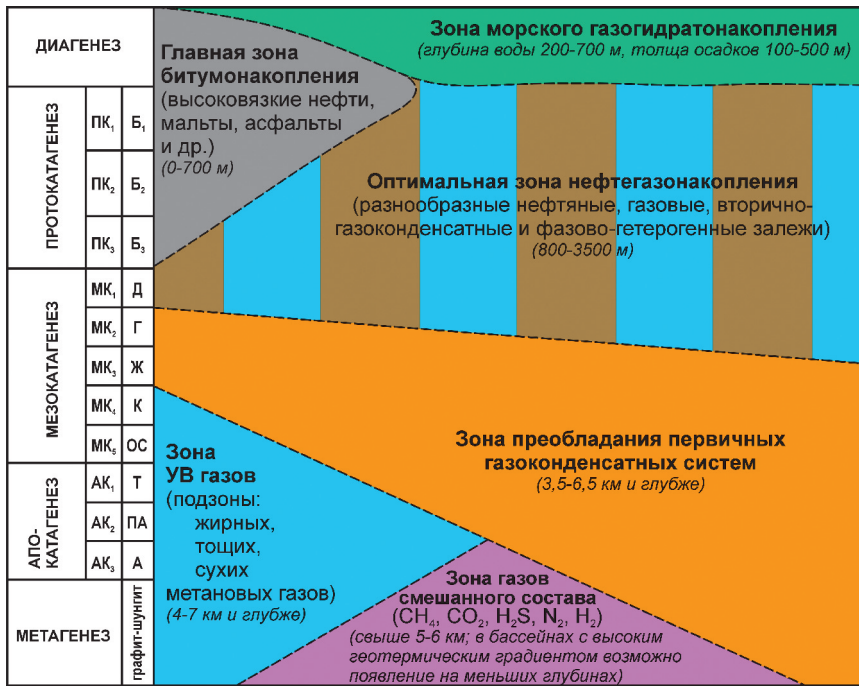


Рис. 3. Сводная схема зональности нефтенакопления в осадочной оболочке (стратисфере).

ше 4 км. Газоконденсатные залежи 43 месторождений ДДВ с суммарными запасами категорий А+В+С₁ свыше 300 млн т условного топлива залегают глубже 5 км. Газоконденсатные системы отличаются здесь уникальным разнообразием и, в частности, присутствием метастабильных парогазовых залежей критического состояния. Аномальному развитию первично газоконденсатной зоны здесь способствовал ряд факторов: «растянутый» характер шкалы катагенеза (благодаря этому явлению, в частности, связанному с наличием мощных толщ нижепермской каменной соли, на глубинном срезе -5 км преобладают показатели сравнительно невысокой – МК₂, МК₃ – степени катагенеза), широкое распространение вторичных коллекторов в кварцевых песчаниках и известняках, присутствие хорошо выдержанных толщ (пачек) с высокими изолирующими свойствами. Судя по аномально тяжелому изотопному составу углерода конденсатов ($\delta^{13}C$ -25÷-19‰),

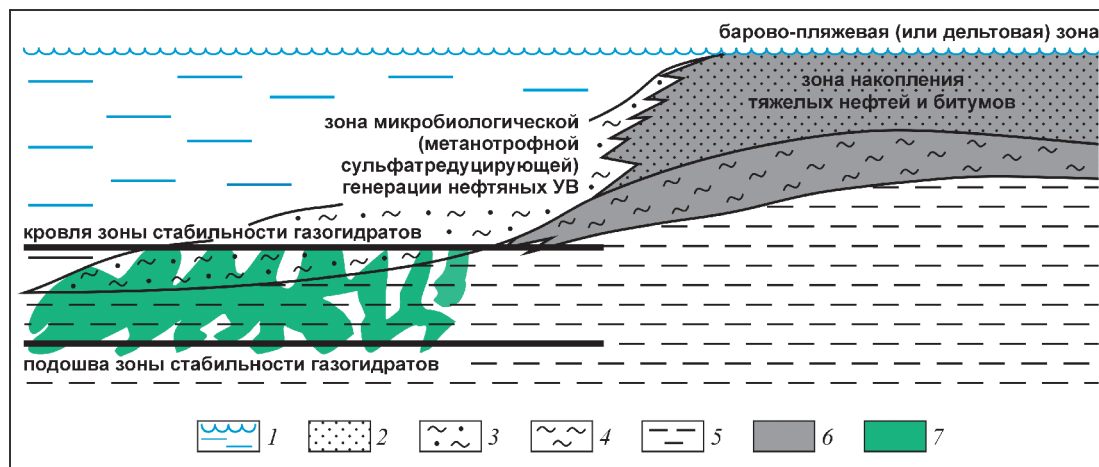


Рис. 4. Принципиальная схема микробиологического образования тяжелых высоковязких нефтей и битумов за счет метана разрушающихся газогидратных скоплений (взаимосвязь главной зоны битумонакопления и зоны морского газогидратообразования). 1 – морская вода; 2 – пески; 3 – песчано-алевритовые илы; 4 – алевропелитовые илы; 5 – пелитовые илы; 6 – зоны накопления тяжелых высоковязких нефтей (мальт – асфальтов – асфальтитов); 7 – газогидратные скопления.

ведущую роль в формировании первичных газоконденсатных систем играют (супер)глубинные флюиды (Лукин, 2006; Лукин, Пиковский, 2004). Это подтверждается тесной связью газоконденсатных систем (особенно критического состояния) с проявлениями глубинной гидрогеологической инверсии (Лукин, 2005; 1997).

Гипсометрический диапазон зоны первичных газоконденсатных систем может варьировать в широких пределах. Изотопные данные (уже упоминавшаяся аномальная утяжеленность углерода, повышенные содержания дейтерия, а также ранее установленная (Лукин, 1999а) близость $\delta^{34}S$ метеоритному стандарту), присутствие во вторичных коллекторах, вмещающих газоконденсатные залежи, дисперсных частиц разнообразных самородных металлов, карбидов и силицидов (Лукин, 2006), гидрогеохимические особенности сопутствующих первичным газоконденсатным системам

маломинерализованных вод (высокие концентрации бора, ртути, РЗЭ, сидерофильных металлов, особенности изотопного состава) (Лукин, 2005) свидетельствуют о том, что взаимодействие пород и растворов нефтегазоносных комплексов с высокоэнтропийными (супер)глубинными флюидами в данном случае характеризуется максимальным участием энергии и вещества последних в активизации углеводородно-генерирующих систем (Лукин, 1999б). Генерационная роль водно-породного субстрата в этом взаимодействии убывает по мере повышения степени регионально-эпигенетических взаимодействий. Для формаций осадочного чехла и, в частности, для гидрокарбонелитов (black shales) можно предполагать, что в апокатагенезе – метакатагенезе роль мобилизованных УВ резко снижается, и зона первичных газоконденсатов сменяется зоной углеводородных (жирных – тощих – сухих) газов. Следует еще раз подчеркнуть, что речь идет о зональности в разрезе осадочных формаций. Взаимодействие суперглубинных флюидов с «гранитным слоем» литосферы и, в част-

ности, его верхней аккреционной частью – разновозрастным кристаллическим фундаментом имеет существенно иной характер в связи со спецификой минералогии и геохимии субстрата (различные магматические и метаморфические породы с разнообразными флюидными включениями).

Благодаря проявлениям глубинной гидрогеологической инверсии ха-

рактически зональности глубоких горизонтов НГБ дополнительно усложняется. В ДДВ глубокое бурение в основном не вышло из зоны первичных газоконденсатных систем. Месторождения в наиболее погруженной центральной части ДДВ (Перевозовское, Кошевойское, Комышнянское, Яблунновское и др.) с визейскими и турнейскими продуктивными горизонтами на глубинах 5500-6500 м являются газоконденсатными. Изотопия С, Н и S, состав газообразных УВ (высокие содержания этана, пропана, бутана, пентана), термобарические параметры залежей (Лукин и др., 1981) свидетельствуют о том, что это типичные первичные газоконденсатные системы.

Расположенная под первично-газоконденсатной углеводородно-газовая зона, вскрытая на отдельных месторождениях центральной и восточной частей ДДВ (Мачехское, Кобзевское и другие месторождения), находится гипсометрически выше наиболее погребенных газоконденсатных залежей указанных месторождений в центральной части ДДВ. Здесь мы имеем дело с апикальными частями сложной по своему «рельефу» границы (точнее, границы-интервала) между двумя этими зонами. Так, на Мачехском месторождении (Рис. 5) массивная газовая залежь в турнейских карбонатных коллекторах вскрыта в интервале 5135-5555 м. Для нее характерно аномально повышенное пластовое давление (94,9 мПа на глубине 5208 м в скв. 500 – максимальный из известных в настоящее время в ДДВ коэффициент аномальности). Потенциальное содержание конденсата около 10 см³/м³, содержание метана – 95, этана – 2,97, пропана – 0,11, бутана – 0,09, пентана – 0,06 %.

Таким образом, газ находится на границе сухого и тощего. Данные по некоторым другим газовым месторождениям ДДВ, термобарические и гидрогеологические условия которых тоже свидетельствуют о принадлежности к углеводородно-газовой зоне, характеризуются значительными колебаниями потенциального содержания конденсата (10-90 см³/м³), этана и более тяжелых газообразных УВ. Это подтверждает постепенность перехода между первично-газоконденсатной и газовой зонами, а также сложную гипсометрию этой границы-интервала.

Дальнейшее (сверх)глубокое бурение позволит изучить взаимоотношение первично-газоконденсатной и углеводородно-газовой зон. При этом в составе последней возможно выделение **подзон жирного, тощего и сухого газа**.

Выделение нижней в данной сводной схеме **зоны газов смешанного состава** (CH₄, CO₂, H₂S, N₂, H₂ – в различных соотношениях) базируется на весьма ограниченных данных. Такие кислые газы появляются на разных глубинах, в зависимости от конкретных геологических, термобарических и гидрогеологических условий. В НГБ с повышенным геотермическим градиентом и большой ролью карбонатных и депрессионных гидрокарбонатных формаций CO₂ и H₂S могут появляться в повышенных концентрациях на глубинах менее 2-3 км (Лукин, 2005). Так, на газовом месторождении Лак в Аквитанском НГБ, где газоносные коллекторы представлены верхнеюрско-неокомскими известняками, доломитами, а также черными мергелями с песчаными линзами (все эти породы образуют единый, хотя и литологически гетерогенный массивный резервуар в интервале глубин 3300-5270 м), в составе жирного (содержание конденсата 25 см³/м³) газа, наряду с CH₄ (70 %) и более тяжелыми УВ (5 %), отмечено аномально высокое содержание H₂S (17 %) и CO₂ (9 %).

На Оренбургском месторождении (зона сочленения Прикаспийской впадины и Предуральяского краевого прогиба), газовые и газоконденсатные залежи которого приурочены к подсолевым среднекаменноугольно-артинским карбонатным породам, в составе жирного газа (содержание этана и более тяжелых УВ до 5 %) отмечены высокие содержания азота (4,6 %) и H₂S (4,57 %). Содержание CO₂ значительно меньше (до 0,83 %).

Аномально высокие содержания явно глубинных по изотопным характеристикам CO₂ (20-22 %), H₂S (20-24%), а также N₂ (до 3 %) установлены в газе

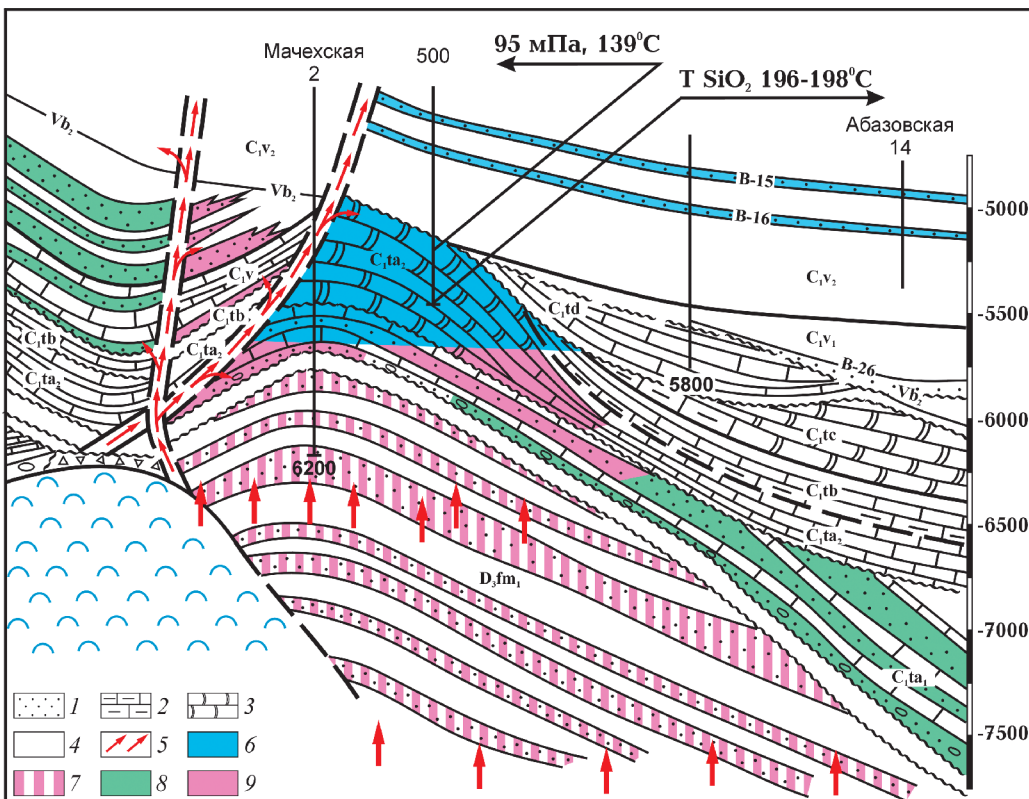


Рис. 5. Глубинная гидрогеологическая аномалия на Мачехском газовом месторождении (ДДВ). 1 – песчаники; 2 – глинистые известняки; 3 – рифогенные карбонаты; 4 – алевроглинистые отложения; 5 – движения глубинных сверхкритических водно-углеродных флюидов; 6 – газоконденсатные залежи; 7 – предполагаемые залежи критического состояния; 8 – рассолы хлоркальциевого типа; 9 – маломинерализованные конденсационные воды гидрокарбонатнонатриевого типа с повышенными содержаниями бора, ртути, кремния и др.

уникального Астраханского газоконденсатного месторождения, сводовая пластовая залежь которого приурочена к трещинно-кавернозно-вторичнопоровым известнякам и доломитам нижнебашкирской карбонатной платформы (3900-4100 м) на одноименном своде.

Во всех этих случаях мы наблюдаем активное взаимодействие самой нижней зоны газов смешанного состава с вышележащей углеводородно-газовой (месторождение Лак) или даже первично-газоконденсатной (Оренбургское, Астраханское месторождения) зонами.

Более четко последовательность зон проявляется в Делавэрском НГБ (Лукин, 1997). Он входит в состав Пермской нефтегазоносной провинции, в которой около 90 % доказанных запасов приурочено к зоне оптимальной нефтегазоносности до глубин 3000-3500 м. Она включает в себя два верхнепалеозойских этажа нефтегазоносности. Около 70 % запасов нефти и газа сосредоточены в нижнепермских карбонатных и песчаных коллекторах нижней перми под верхнепермской соленосной толщей Очоа и около 20% – в пенсильванских известняках под нижнепермской глинистой толщей Вулфкемп. В средне- и нижнепалеозойских отложениях (3500-7000 м) выделяются зоны: первично-газоконденсатная и метановых газов различной степени жирности (сухости). Последняя практически совпадает с толщей (300-450 м) доломитов Элленбергер, залегающей непосредственно на кристаллическом фундаменте в интервале 7550-8000 м, где открыт ряд залежей преимущественно тощего и сухого метанового газа. К доломитам Элленбергер приурочена залежь крупнейшего газового месторождения Гомес. Сухой метановый (содержание CH_4 – 95,5 %) газ этой залежи характеризуется повышенным содержанием азота (3,3 %) и углекислого газа (1 %). Это позволяет предполагать, что в более глубокозалегающих доломитах углеводородно-газовая зона (подзона сухих газов) сменяется зоной смешанных газов.

Заключение

Неполнота схемы зональности (фактически две зоны: нефтеносная и газоносная), базирующейся на концепции ГФН – ГФГ, и ее несоответствие наблюдаемым закономерностям свидетельствуют не столько о недостатках осадочно-миграционной теории, сколько о принципиальной невозможности дедуктивного построения такой схемы на основе тех или иных генетических представлений. А это обусловлено тем, что в большинстве НГБ мы сталкиваемся с суперпозицией разновозрастных залежей, связанных с различными источниками УВ. Именно изучение их пространственно-временных соотношений должно послужить основой современной теории нефтидогенеза. В этом заключается теоретическое значение предложенной схемы. Поскольку она базируется на обширном фактическом материале, ее сопоставление с зональностью конкретных бассейнов (провинции, региона) позволяет судить о перспективах тех или иных интервалов разреза, недостаточно освещенных данными бурения. Так, применительно к нефтегазоносным регионам Украины можно вполне определенно говорить о:

- 1) значительных нереализованных перспективах битумоносности бортов Днепровско-Донецкого авлакогена, перикратонных областей Западного и Южного регионов;
- 2) распространении первично-газоконденсатных систем

в центральной части ДДВ на глубинах свыше 6-7 км;

3) большом, далеко не полностью реализованном углеводородном потенциале оптимальной зоны нефтегазоаккумуляции в Южном, а также Западном регионах.

Литература

- Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Поспелов В.П. и др. Гранитный слой земной коры как новый нефтегазоносный этаж литосферы. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. № 1. 1997. 11-13.
- Атлас месторождений нефти и газа Украины. Львов. Т. 1. 1998.
- Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). *Изв. АН СССР. Сер. геол.* № 11. 1967. 135-156.
- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В. и др. Главная фаза нефтеобразования. *Вестник МГУ. Сер. 4. Геология.* № 6. 1969. 3-27.
- Еременко Н.А., Чилингар Г.В. Геология нефти и газа на рубеже веков. Москва: Наука. 1996. 176.
- Лукин А.Е. Глубинная гидрогеологическая инверсия как глобальное синергетическое явление: теоретические и прикладные аспекты. Статья 3. Глубинная гидрогеологическая инверсия и нефтегазоносность. *Геологический журнал.* № 2. 2005. 44-61.
- Лукин А.Е. Литогединамические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. Киев: Наукова думка. 1997. 220.
- Лукин А.Е. О геодинамически обусловленных различиях в изотопном составе водорода нефти и конденсатов нефтегазоносных регионов Украины. *Докл. РАН.* Т. 369. № 3. 1999а. 351-353.
- Лукин А.Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем). *Геологический журнал.* № 1. 1999б. 30-42.
- Лукин А.Е. О роли процессов газогидратообразования в формировании нефтегазоносных бассейнов. *Геологический журнал.* № 2. 2007. 7-29.
- Лукин А.Е. О фазах нефтидогенеза – нефтегазоаккумуляции. Т.369, № 2. 1999в. 238-240.
- Лукин А.Е. Самородные металлы и карбиды – показатели состава глубинных геосфер. *Геологический журнал.* 2006. № 4. С. 17-46.
- Лукин А.Е. Формации и вторичные изменения каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины. Москва: Недра. 1977. 102.
- Лукин А.Е., Дзюбенко А.И., Соколенко В.И. Закономерности фазовой дифференциации углеводородов в Днепровско-Донецкой впадине. *Условия формирования газоконденсатных месторождений в нефтегазоносных бассейнах СССР.* М: Недра. 1981. 99-109.
- Лукин А.Е., Пиковский Ю.И. О роли глубинных и сверхглубинных флюидов в нефтегазообразовании. *Геологический журнал.* № 3. 2004. 34-45.
- Лукин А.Е., Шпак П.Ф. Глубинные факторы формирования Припятско-Днепровско-Донецкой системы нефтегазоносных бассейнов. *Геологический журнал.* № 5. 1991. 27-38.
- Макогон Ю.Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы. *Рос. хим. журн.* Т. 47. № 3. 2003. 70-79.
- Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Капченко Л.Н. Главная фаза газобразования – один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого РОВ. *Геология и геофизика.* № 10. 1973. 14-17.
- Никонов В.Ф. Тектонические особенности размещения крупных зон нефте- и газонакопления разного качественного состава в осадочных бассейнах. *Глобальные тектонические закономерности нефтегазоаккумуляции.* Москва: Наука. 1985. 198-202.
- Парпарова Г.М., Неручев С.Г., Жукова А.В. и др. Катагенез и нефтегазоносность. Ленинград: Недра. 1981. 240.
- Словарь геологии нефти и газа. Ред. В.Д. Наливкин. Ленинград: Недра. 1988. 680.

A.E. Lukin. To the question of phase-geochemical zonation of naphthides accumulation.

The basic concepts of oil and gas generation the main phases are considered in the light of recent data. It is shown that the based on the concepts, scheme of hydrocarbons genetically determined phase differentiation does not comply with the regularities observed in

ГОРИЗОНТАЛЬНОЕ БУРЕНИЕ КАК СПОСОБ ЛОКАЛИЗАЦИИ НЕФТЕПОДВОДЯЩИХ КАНАЛОВ

На основе геолого-геофизических и промысловых данных представлено пространственное положение нефтеподводящих каналов и предложен способ их точной локализации, базирующийся на горизонтальном бурении. На Миннибаевской площади Ромашкинского нефтяного месторождения рекомендована скважина и основные ее параметры для целенаправленного вскрытия нефтеподводящих каналов и получения новой информации по кристаллическому фундаменту.

Ключевые слова: нефтеподводящие каналы, горизонтальное бурение, Ромашкинское месторождение.

Все больше фактических данных, свидетельствующих о современной подпитке нефтяных месторождений глубинными углеводородными флюидами, появляется по различным нефтегазоносным провинциям (Гулиев, 2004; Ибатуллин и др., 2007; Корчагин, 1999; Мегеря, 2009; Муслимов, 2007; Муслимов и др., 2004; Трофимов, 1999; Трофимов, 2006; Трофимов, Корчагин, 2002; Plotnikova, 2006; Plotnikova, 2008 и др.). Полученные результаты имеют большую научную и практическую значимость и могут стать в основе новых технологий поиска и, главное, разработки нефтяных месторождений и, по существу, неиссякаемого источника энергии.

Одним из важнейших объектов исследований по этому перспективнейшему направлению, являются нефтеподводящие каналы (НПК), наличие которых под нефтяными месторождениями было показано В.И. Корчагиным и В.А. Трофимовым, на основе анализа данных о динамике разработки месторождений и результатов глубинной сейсморазведки МОГТ (Корчагин, 2001; Трофимов, 1999; Трофимов, Корчагин, 2002). Эти каналы, являясь частью тектонических разломов, на сейсмических временных разрезах отображались в виде наклонных, точнее, выполаживающихся вниз отражателей, пересекающих всю земную кору и, в ряде случаев, входящих в верхнюю мантию (Трофимов, 2006). В верхней части кристаллического фундамента каналы становились почти вертикальными и фиксировались на сейсмических разрезах большей частью в виде субвертикальных динамических аномалий и по другим признакам, а в осадочном чехле – по традиционным признакам разломов (Рис. 1). Степень активности канала как важнейший параметр, характеризующий возможность современного подтока глубинных углеводородов, опре-

делялась по данным гравиразведки НГП (нестабильности гравитационного поля) (Патент РФ 2263935, 2003).

Для внедрения принципиально новых способов добычи, реализующих отбор нефти непосредственно из нефтеподводящих каналов (Патент РФ 2204700, 2002; Трофимов, Корчагин, 2002) необходима точная их локализация в плане.

Дальнейший анализ геолого-геофизической информации показал, что нефтеподводящие каналы, являясь частью тектонических нарушений, представляют собой линейные или, по крайней мере, существенно не изометричные (в плане) структуры. Их протяженность по простиранию (по латерали) измеряется километрами и гораздо большими величинами, в то время как их толщина вкрест простирания (опять же по латерали) может исчисляться первыми метрами. Понятно, что точная локализация таких объектов сейсморазведкой сопряжена со значительными трудностями: если сам факт наличия канала и его простирание сейсморазведкой определяется без особых проблем, то погрешность определения толщины этого канала и его положения вкрест простирания из-за физических ограничений сейсмического метода будут значительны. Вследствие этого целенаправленное вскрытие нефтеподводящих каналов поисковыми (вертикальными) скважинами сопряжено с большими трудностями и вряд ли практически осуществимо.

В этих условиях как метод локализации и целенаправленного вскрытия нефтеподводящих каналов целесообразно использовать горизонтальное бурение. Естественно, оно должно быть обосновано и тщательным образом спроектировано. Особенно важно правильно выбрать местоположение, траекторию и конструкцию первой скважины на нефтеподводящий канал.

Окончание статьи А.Е. Лукина «О фазово-геохимической зональности нафтидоаккумуляции»

different oil and gas provinces and basins. Aside from the known disadvantages of the sedimentary-migration theory, which cannot claim to be the paradigm of oil and gas geology in the XXI century, it is explained by the fact that in the most oil and gas basins we observe a superposition of different aged naphthides connected with the various sources of hydrocarbons and the influence of different naphthide generating systems. A basic scheme of phase-geochemical zonation of naphthide accumulation in the sedimentary cover (stratisphere) with various components (fragments) that we face in some specific sedimentary basins is proposed.

Keywords: petroleum, oil genesis, accumulation of naphthides, organic matter, catagenesis, geochemical transformation, phase-geochemical zonation.

Александр Ефимович Лукин

Д.геол.-мин.н., профессор, директор Черниговского отделения Украинского государственного геологоразведочного института (Чернигов), главный научный сотрудник Института геологических наук НАН Украины (Киев), Академик НАН Украины.

14000, Украина, Чернигов, ул. Щорса, 8, ЧО УкрГГРИ.
Тел: (+38 04622) 41046, (+38 044) 4863157.