

А. Е. Лукин, д-р геол.-минерал. наук, академик, заведующий отделом
(Украинский государственный геологоразведочный институт),
lukin_alexander@ukr.net

ДЕГАЗАЦИЯ ЗЕМЛИ, НАФТИДОГЕНЕЗ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Статья 1

Концепция глубинной дегазации Земли как глобального (но неравномерного в пространстве и времени) процесса саморазвития нашей планеты, являющегося главным фактором формирования минеральных ресурсов, должна стать основой современной парадигмы нефтидологии.

Ключевые слова: дегазация Земли, труба дегазации, нефтегазоносный бассейн.

Процессы глубинной дегазации Земли (ГДЗ) являются ведущим фактором фазовой (флюидо-породной) дифференциации литосферы, включая формирование флюидопородных бассейнов. Более того, битумы, нефть и газ — это непосредственные продукты “холодной” (в понимании П. Н. Кропоткина) дегазации Земли (ДЗ). Тем не менее, основные проблемы нефтегазовой геологии пока не осмыслены в свете общих закономерностей ДЗ, не говоря уже о ГДЗ. Более того, парадигма современной нефтидологии — осадочно-миграционная концепция с этими закономерностями не согласуется. Она рассматривает первичную миграцию нефти и газа как весьма медленный линейный (“капля за каплей”, “пузырек за пузырьком”) процесс, сопряженный с геологически длительным формированием катагенетической зональности, в то время как ГДЗ — это совокупность различных по флюидодинамическому режиму, весьма неравномерных во времени и пространстве процессов, основные проявления которых связаны со сравнительно кратковременными фазами тектонотермальной активизации [5]. Создание действительно

современной парадигмы нефтидологии невозможно, прежде всего, без кардинального пересмотра ряда основных ее понятий и принципов в свете основных закономерностей ГДЗ.

Пространственно-временные вариации процессов ГДЗ – ведущий фактор нефтегазогеологического районирования

Согласно канонической точке зрения, нефтегазогеологическое районирование (выделение нефтегазоносных или возможно нефтегазоносных объектов различного масштаба – от мегапровинций и провинций до зон и их локальных участков) “тесно связано со всем геологоразведочным процессом и на разных его этапах преследует разные цели” [11]. При этом главными критериями регионального, зонального и локального прогноза нефтегазоносности являются тектонические, литолого-стратиграфические, гидрогеологические и фациально-палеогеографические критерии. Разумеется, процессы ДЗ связаны с тектоническими, литолого-стратиграфическими (формационными), гидрогеологическими и другими особенностями нефтегазоносных бассейнов

(НГБ). Однако связь эта опосредованная. Согласно основным положениям нелинейной нефтидологии [9], как и нелинейной металлогении (в понимании А. Д. Щеглова), тектонотермальная активизация непосредственно контролируется гео- и флюидодинамическими факторами. Поэтому зоны (ареалы) эндогенного рудообразования и нефтидогенеза далеко не всегда совпадают с границами геоструктур различного порядка. Для эффективного зонального и локального прогноза нефтегазоносности необходимо, наряду с традиционной методологией нефтегазогеологического районирования, привлекать данные по картированию труб дегазации (ТД) различного порядка и их группировок. Здесь уместно коснуться феномена полюсов нефтидогенеза, отражающих резко выраженную пространственно-временную неравномерность распределения разведочных запасов и прогнозных ресурсов природных битумов, нефти и газа, сосредоточенных в гигантских месторождениях. Так, основные мировые запасы битумов (мальт, асфальтов и др.) сосредоточены в Западной Канаде на моноклинали Альберта (Атабаска, Вабаска, Пис-Ривер) и в Венесуэле (битуминозный пояс Ориноко). В месторождениях-супергигантах Гавар (Саудовская Аравия) и Большой Бурган (Кувейт), а также в месторождениях Асмариийской группы (Иран) сосредоточено около трети мировых запасов нефти, а основные запасы газа – на севере Западной Сибири (Уренгой, Бованенковское, Русское, Ямбург и другие газовые гиганты), на юге Ирана и в Катаре (Канган, Южный Парс, Северное и др.), а также в Западной Туркмении (Б. Йолатань). Помимо этих главных полюсов битумо-, нефте- и газонакопления выделяется и ряд других не только с относительно более крупными, но также с гигантскими и уникальными (по классификации ВНИГРИ [11]) месторождениями. Таким образом, существует глобальная иерархическая система полюсов нефтидогенеза (битумо-нефте-газонакопления) различного порядка. Полюсы эти при-

урочены к различным тектоническим типам НГБ, и их возникновение не находит однозначного объяснения с точки зрения традиционных тектонических, стратиграфических и литологических факторов нефтегазонакопления.

Здесь уместно подчеркнуть глубокую аналогию между нефтидо-углеводородными и рудными гигантами. И те, и другие, как уже отмечалось, характеризуются наличием особых глубинных (мантийных) геофизических меток, обусловленных плюмтектоническими факторами. Это объясняет связь указанных поясов преимущественно с рифтогенными и дайвинг-субдукционными бассейнами.

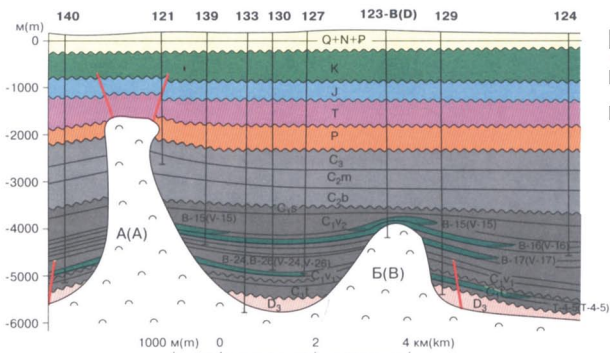
Как было показано на основании литогеодинимического изучения различных НГБ указанных тектоногеодинимических типов [5], их образование и эволюция обусловлены системой активных и пассивных (декомпрессионных) мантийных плюмов. Им соответствует иерархическая система ТД различного порядка, контролирующая как НГБ в целом, так и отдельные его сегменты (зоны, ареалы) вплоть до локальных участков – полей нефтегазонакопления (месторождений). Именно на локальном уровне наиболее четко проявляется связь ТД с нефтегазоносностью, особенно в случае многопластовых месторождений (рис. 1). Связь нефтегазонакопления с процессами ГДЗ по иерархической системе ТД позволяет объяснить дискретность распределения скоплений нефтидов и широкий диапазон их запасов, далеко не всегда совпадающий с объемами соответствующих структурных, седиментационно-палеогеоморфологических и прочих ловушек. Неоднозначность традиционных (тектонических, стратиграфических, литологических, гидрогеологических) критериев нефтегазоносности свидетельствует о том, что они не учитывают какие-то фундаментальные предпосылки нефтидогенеза, причем речь идет не только об источниках углеводородов (УВ), но и о механизмах формирования нефтидо-углеводородных залежей. Последние, в отличие от указанных критериев, связаны

с процессами ДЗ прямо, а не опосредованно. Поэтому картирование ТД различного порядка в пределах перспективно нефтегазовых регионов должно резко повысить эффективность геологоразведочных работ.

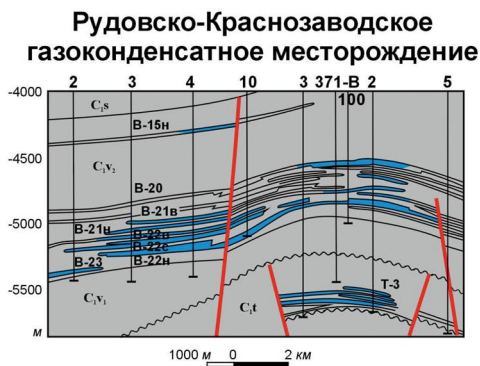
Ключевое значение для понимания указанных механизмов имеет феномен углеводородных гигантов – месторождений нефти и газа с геологическими запасами соответственно свыше 500 млн т и 500 млрд м³. Именно в них сосредоточена основная часть мировых углеводородных ресурсов. Здесь следует отметить, что аналогичная закономерность характерна для битумных и рудных месторождений. Так, более половины мировых геологических запасов битумов сосредоточено в месторождении Атабаска (Западная Канада), ртути – в месторождении Альмаден (Испания), золота – в месторождении Витватерсранд (ЮАР), никеля – в месторождениях Норильское и Талнах.

Количество нефтяных и газовых гигантов гораздо больше, чем битумных и рудных, и столь высокая степень концентрации достигается не в отдельных месторождениях (хотя есть и такие углеводородные гиганты, на которые приходится до 10–15 % мировых разведанных запасов), а в их группировках. По-видимому, это связано со спецификой процессов углеводородной ДЗ: с их большей диверсификацией и высокой миграционной способностью УВ по системе ТД. Поэтому нефтяные и газовые полюсы нашей планеты представлены не отдельными месторождениями-гигантами, а их группировками – зонами (ареалами) интенсивного нефте- и (или) газонакопления.

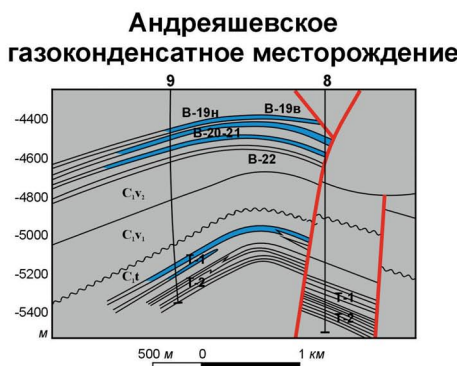
Таким образом, распределение наиболее крупных месторождений в планетарной системе НГБ имеет многополюсный характер, что типично и для отдельных сегментов этой системы. Наиболее четко это проявляется для газовых и газокон-



Клинско-Краснознаменское газоконденсатное месторождение



Рудовско-Краснозаводское газоконденсатное месторождение



Андреевское газоконденсатное месторождение

Рис. 1. Многопластовые месторождения центральной части ДДВ [1] – производные тектонически обусловленных труб дегазации

денсатных месторождений, поскольку в отличие от нефтяных и, тем более, битумных и рудных месторождений, они непосредственно связаны с процессами ДЗ.

Природное углеводородное газообразование в недрах Земли является непрерывным, но весьма неравномерным во времени и пространстве процессом. Значительные по запасам газовые (газоконденсатные) месторождения связаны с такими ареалами в пределах осадочных бассейнов, где темпы углеводородного газообразования существенно превышают скорости и масштабы диффузионно-фильтрационного рассеивания метана и других газообразных УВ. При этом на путях их миграции должны существовать достаточно высокоемкие терригенные или карбонатные резервуары, которые надежно экранируются соляными или глинистыми (с большим содержанием монтмориллонита и других смектитовых гидрофильных минералов) достаточно большой толщины – покрывками со значениями давления прорыва свыше 8 МПа и газопроницаемостью менее $1 \cdot 10^{-20} \text{ м}^2$, и находятся в условиях эффективного гидравлического экранирования. В случае совпадения благоприятных тектонических, литолого-формационных, гидрогеологических

и геотермобарических условий в пределах определенных ареалов (зон) и формируются наиболее крупные промышленные газовые скопления. Однако совпадения указанных условий для этого недостаточно. Необходим достаточно мощный источник и канал миграции газа – ТД с “корнями” в зонах интенсивной генерации газообразных УВ – см. ниже. Именно их географическое размещение уже свыше 25 лет определяет основные черты геополитики. И эта тенденция в близком будущем неуклонно будет возрастать, так как XXI столетие должно быть “веком газа” (с ожидаемым максимумом газодобычи в 2015–2030 гг.).

Наряду с указанными “газовыми полюсами” нашей планеты установлены и другие ареалы интенсивного газонакопления с наиболее крупными месторождениями. Они имеют, прежде всего, значение для тех стран, на территории которых размещены. Но при условии их размещения в промышленно развитых регионах с высокой экономической рентабельностью газодобычи они также приобретают незаурядное геополитическое значение. Примером таких ареалов интенсивного газонакопления является Харьковский сегмент Днепровско-Донецкого авлакогена (ДДА) (рис. 2), в

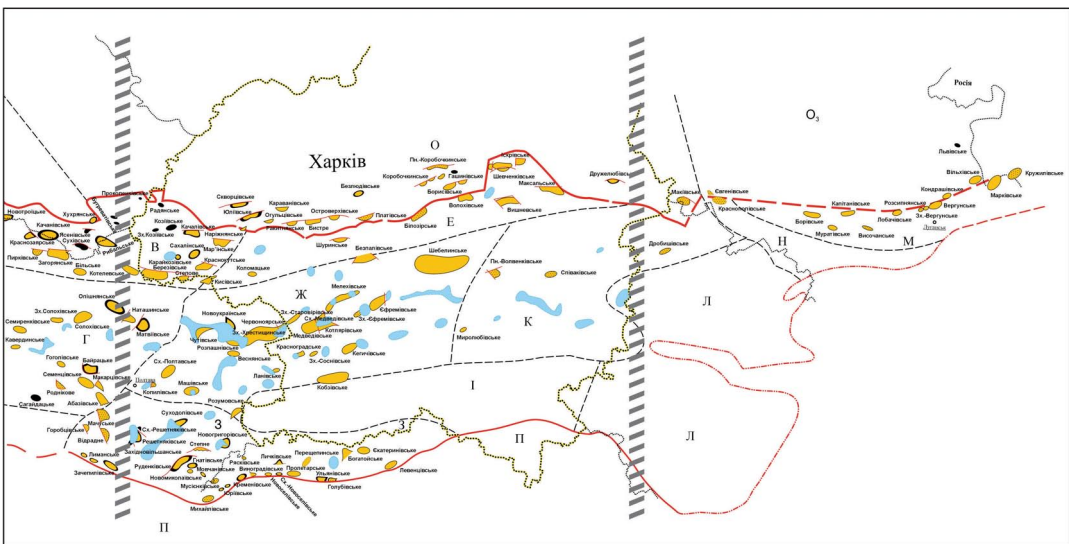


Рис. 2. Харьковский сегмент ДДВ – газовый полюс Украины

котором сосредоточено 90 % разведанных запасов газа Украины и основная часть отечественных газовых гигантов, включая уникальные Шебелинское и Западно-Крестищенское месторождения. Здесь резко возрастает глубина залегания поверхности докембрийского фундамента, толщины нижнепермских соленосных, каменноугольных терригенных и черносланцевых отложений, катагенетическая зональность которых характеризуется аномальной “растянутостью” [7]. В то же время, здесь сосредоточены практически все известные в авлакогене гигантские соляные диапиры, перфорирующие мощный (до 19,5 км) осадочный чехол (доминирующие комплексы: $C_3 - P_1, C_2, C_1, D_3$). Следствием указанных геологических особенностей Харьковского сегмента ДДА является чрезвычайно широкий стратиграфический и глубинный диапазоны нефтегазоносности.

Знаменательно, что соответствующие моноклинальные склоны Украинского щита и Воронежского массива, как и зоны их сочленения с Днепровским грабеном в пределах Харьковского сегмента Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ), также характеризуются рядом важных геологических особенностей, благодаря которым именно здесь сосредоточены ареалы наиболее интенсивного в пределах бортовых зон ДДВ нефтегазонакопления. Таким образом, ареал интенсивного газонакопления не в полной мере контролируется особенностями тектоники осадочного чехла и кристаллического фундамента, захватывая и бортовые зоны с резко сокращенной толщиной палеозойских отложений. Это свидетельствует о существовании глубинного источника газа, расположенного явно глубже кристаллического фундамента (КФ) (аккреционной части “гранитного слоя”). Следовательно, из предположения о связи ареала интенсивного газонакопления с ТД следует вывод о ее глубоких “корнях”.

Площадь перспективных на нефть и газ территорий Харьковского сегмента достигает 26,5 тыс. км², что составляет около 24 % общей территории ДДВ. В этих

границах сосредоточено 50 газоконденсатных, газовых, нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений, доля которых в общем количестве месторождений региона (211) также составляет 24 %. Вместе с тем другие ресурсные показатели данного сегмента свидетельствуют о существенно повышенном относительно средних показателей по региону нефтегазоносном потенциале. Здесь сосредоточено восемь из десяти (то есть 80 %) наиболее значительных месторождений. Среди них газоконденсатные гиганты Шебелинское, Западно-Крестищенское, Ефремовское, крупные Мелиховское, Медведевское и Березовское, среднее нефтегазоконденсатное Юлиевское (с основной газоконденсатной залежью в разуплотненных докембрийских кристаллических породах) месторождения.

Всего же на Харьковский сегмент приходится половина начальных суммарных извлекаемых ресурсов и около 45 % разведанных запасов УВ (категории $A + B + C_1$) Восточного нефтегазоносного региона Украины. При этом значительная часть газового потенциала связана и со смежным участком Северного борта (Харьковский газопромышленный район).

Все это позволяет рассматривать Харьковский сегмент ДДВ как “газовый полюс” не только Восточного региона, но и всей страны. Хотя доминирующая роль в структуре его начальных суммарных добываемых ресурсов УВ области по фазовому состоянию принадлежит свободному газу (95 %), а нефть составляет всего 1 %, на ее территории размещен целый ряд нефтяных (Радянское, Козиевское, Западнокозиевское) и нефтегазоконденсатных (Качаловское, Сахалинское, Карайкозовское – с наиболее глубокой в регионе промышленной залежью нефти на глубине 5080 м, Скворцовское, Юлиевское и др.) месторождений. Практически все они сосредоточены в зоне сочленения северной прибортовой зоны со склоном Воронежской антеклизы. Наличие промышленных скоплений жидких и газовых УВ в Юли-

евском, Скворцовском, Гашиновском и других месторождениях, приуроченных к разуплотненным породам фундамента и базальным слоям осадочного чехла, свидетельствует о существенных перспективах открытия в этой зоне значительных по запасам скоплений УВ в архейско-нижнепротерозойском фундаменте (пока его промышленная нефтегазоносность открыта только в пределах Харьковского сегмента ДДА).

Учитывая очень неравномерную степень региональной изученности и наличие больших (до трети общей площади) слабо изученных участков и даже “белых пятен” (см. рис. 2), можно надеяться на открытие здесь ряда значительных по запасам газовых и газоконденсатных залежей. Подтверждением этих прогнозов является открытие в 2002 г. именно в пределах одного из таких слабо изученных участков крупного Кобзевского газового месторождения. При соответствующих объемах геологоразведочных работ ряд новых месторождений и залежей может быть открыт в разновозрастных каменноугольных и раннепермских комплексах в интервале глубин 2,5–7,0 км и более.

Таким образом, рассмотрение ареалов интенсивного нефте- и газонакопления в пространственно-временной связи с обусловленными глубинными (плюмтектоническими) факторами “базовой” ТД весьма плодотворно как в теоретическом (создание современной теории нафтидогенеза), так и прикладном (повышение эффективности геологоразведочных работ на поздних стадиях освоения углеводородного потенциала НГБ) отношениях.

**Глубинная дегазация Земли
и фазово-геохимическая
зональность нафтидогенеза
(в свете закономерностей процессов
дегазации Земли)**

К наиболее крупным обобщениям в отечественной геологии нефти и газа, наряду с учением о 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 [2, 3], было затем [10] существенно дополнено понятием о главной фазе газообразования (ГФГ). Оба они составляют суть осадочно-миграционной теории.

ГФН – этап интенсивной генерации нефтяных УВ рассеянным органическим веществом осадочных пород, основным механизмом которого является термоллиз, что и обуславливает связь ГФН с определенным интервалом палеотемператур (80–170 °С), приблизительно отвечающим концу протокатагенеза (завершение подстадии ПК₃, которое соответствует завершению буроугольной стадии углефикации) ПК₃ (Б₃) – МК₂ (Г) [11]. Во время ГФН “генерация метана протекает слабо” и тем не менее “происходит активный вынос (эмиграция) нефтяных углеводородов и в меньшей мере асфальтово-смолистых веществ в водных или **газовых** (выделено – А.Л.) растворах в пласты-коллекторы” [11]. 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 УВ – “и непосредственно в пористотрециноватых глинистых и глинистокремнистых материнских породах” [11]. Из этого следует, что ГФН в разрезе осадочного бассейна должна соответствовать “главной зоне нефтеобразования” (ГЗН) [11], 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). Толщина ее определяется типом НГБ, возрастом доминирующего комплекса, характером эволюции геодинамического

и геотермического режимов. По данным С. Г. Неручева и др. [11], 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 [4, 11]. 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 – АКД), полевизируя между собой [10]. 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) газообразова-

ния, 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° [4, 10, 11]. В зависимости от тектонотипа бассейна, возраста доминирующего комплекса, эволюции геодинамического и геотермического режимов, ГЗГ (в понимании С. Г. Неручева) должна располагаться на глубинах *“от 3,5–5,0 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”* [4].

Сказанное убедительно свидетельствует о неоднозначной интерпретации обширного фактического материала по стадийности (зональности) геохимических преобразований органического вещества осадочных формаций в процессе катагенеза. Их реальность не вызывает сомнений. Вместе с тем, следует признать, что базирующаяся на данных их изучения осадочно-миграционная теория (нефть и газ – продукты катагенетических преобразований органического вещества различных осадочных формаций) плохо согласуется с наблюдаемой фазово-геохимической дифференциацией скоплений 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 нафтидогенезу – нефтегазонакоплению. 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 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 нафтидов различного фазово-геохимического типа по сопутствующим им вторичным минерально-геохимическим и гидрохимическим новообразованиям [6, 7]. Причем наиболее подходящими объектами для этих определений являются Леляковское, Гнединцевское, Яблоновское, Скоробогатковское и другие ме-

сторождения 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 нафтидогенеза – нефтегазонакопления [5, 6], что в данном разделе иллюстрируется на примере одного из самых больших на Украине Яблоновского месторождения, приуроченного к погребенному крупному палеозойскому поднятию в центральной части ДДВ (рис. 3).

В частности, крупные залежи малых и тяжелых нефтей на Яблоновском и 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 [7] свидетельствуют о том, что нижний возрастной предел времени их формирования – это граница среднего и позднего триаса [6, 7].

Многочисленные газоконденсатные залежи центральной части ДДВ (включая Яблоновское, Скоробогатское, 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 anomalно 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 [12]. По этим расчетам он составляет су-

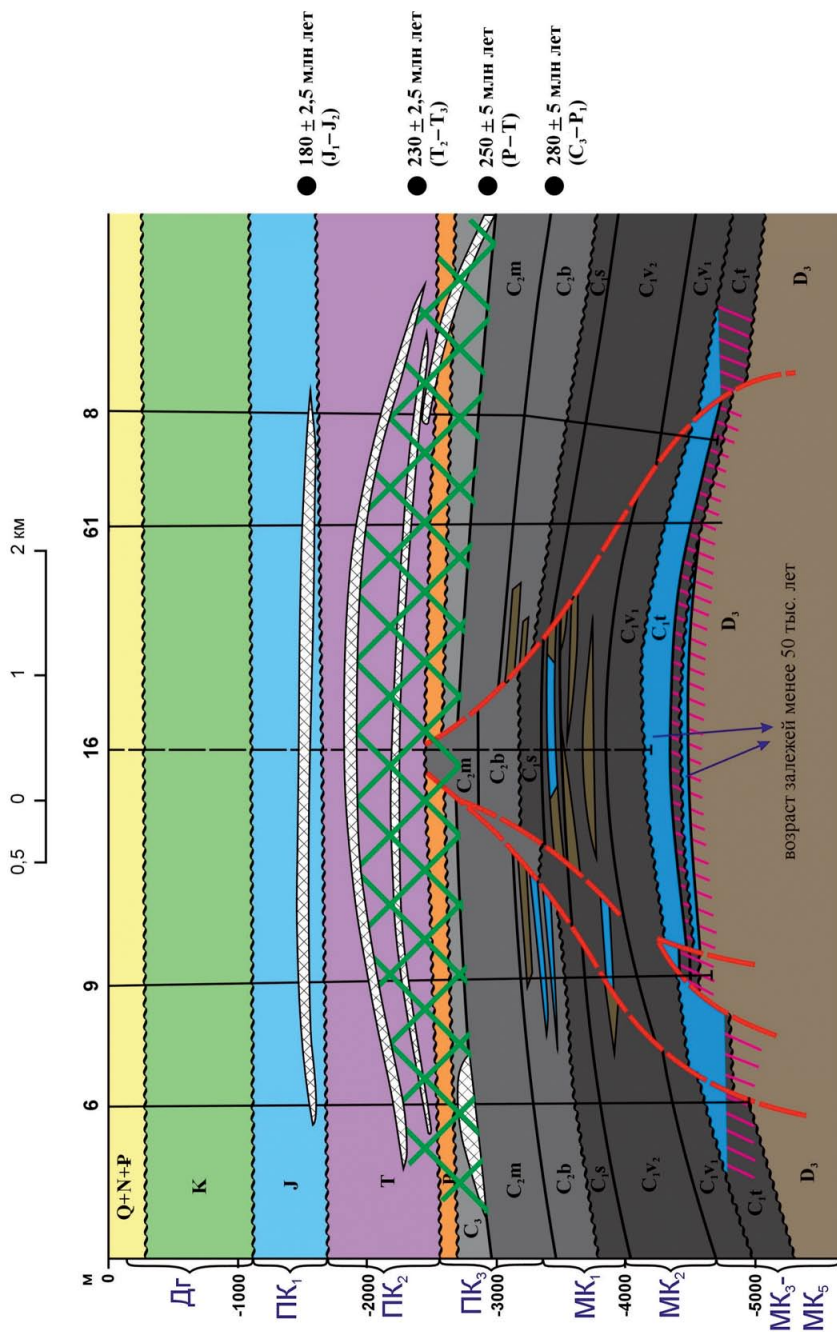


Рис. 3. Яблоновское (битумно-) нефтегазоконденсатное месторождение (ДДВ)

Залежи: 1 – нефтебитумные (тяжелые высоковязкие нефти, мальгты, 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 ± 2,5 млн лет (J₁-J₂), б – 230 ± 2,5 млн лет (T₂-T₃), в – 250 ± 5 млн лет (P-T), г – 280 ± 5 млн лет (C₃-P₁); 9 – стадии катагенеза

щественно менее 1 млн лет, что находится в полном соответствии с присутствием залежей критического состояния и наличием геотермобарических аномалий [8].

Все изложенное свидетельствует о сложном многофазном характере процессов нефтидогенеза – нефтегазонакопления, 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 (Яблоновское, Бугреватовское, Бахмачское, Холмское, Тваньское и др.) связаны с позднепалеозойскими, все значительные по размерам залежи нефтей

(Гнединцы, Леляки, Рыбальцы и др.) – с мезозойскими фазами нефтидогенеза, в то время как газоконденсатные и газовые залежи на глубинах свыше 4 км сформировались в постплиоценовое время.

Таким образом, реальный нефтегазовый разрез – это суперпозиция разновозрастных скоплений нефтидов различного фазового состояния (рис. 4). 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 нефтидогенеза высоким темпам формирования залежей является причиной противоречий, существующих между реальной зональностью, наблюдаемой



Рис. 4. Сводная схема зональности нефтидогенеза в осадочной оболочке (стратисфере)

в различных НГБ, и зональностью, моделируемой в соответствии с представлениями о “генерации нефти и газа как образования жидких и газообразных продуктов (в том числе УВ) в процессе катагенеза органического вещества осадочных отложений” [11].

ЛИТЕРАТУРА

1. Атлас месторождений нефти и газа Украины. – Львов: УНГА, 1998. – Т. I–III. – 1200 с.
2. *Вассоевич Н. Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние)//Изв. АН СССР. Сер. геол. – 1967. – № 11. – С. 135–156.
3. *Вассоевич Н. Б., Корчагина Ю. И., Лопатин Н. В.* и др. Главная фаза нефтеобразования//Вестник МГУ. Сер. 4. Геология. – 1969. – № 6. – С. 3–27.
4. *Парпарова Г. М., Неручев С. Г., Жукова А. В.* и др. Катагенез и нефтегазоносность/Под ред. С. Г. Неручева. – Л.: Недра, 1981. – 240 с.
5. *Лукин А. Е.* Литогеодинамические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. – К.: Наукова думка, 1997. – 225 с.
6. *Лукин А. Е.* О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем)//Геол. журнал. – 1999. – № 1. – С. 30–42.
7. *Лукин А. Е.* Формации и вторичные изменения каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины. – М.: Недра, 1977. – 102 с.
8. *Лукин А. Е., Донцов В. В., Бурлин Ю. К., Гладун В. В.* О некоторых закономерностях нефтегазоносности кристаллического фундамента//Геол. журнал. – 2005. – № 3. – С. 7–22.
9. *Лукин А. Е., Пиковский Ю. И.* О роли глубинных и сверхглубинных флюидов в нефтегазообразовании//Геол. журнал. – 2004. – № 2. – С. 21–33.
10. *Неручев С. Г., Рогозина Е. А., Капченко Л. Н.* Главная фаза газообразования – один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого РОВ//Геология и геофизика. – 1973. – № 10. – С. 14–17.
11. Словарь по геологии нефти и газа/Под ред. К. А. Черникова. – Л.: Недра, 1988. – 679 с.
12. *Смирнов С. И.* Происхождение солености подземных вод седиментационных бассейнов. – М.: Недра, 1971. – 216 с.

REFERENCES

1. Atlas of Ukraine oil and gas fields. – Lviv: Ukrainian Oil and Gas Academy, 1998. – Vol. I–III. – 1200 p. (In Russian).
2. *Vassoevich N. B.* Theory of sedimentary-migration origin of oil (historical review and current state)//Izvestija AN SSSR. Ser. geol. – 1967. – № 11. – P. 135–156. (In Russian).
3. *Vassoevich N. B., Korchagin Ju. I., Lopatin N. V.* i dr. The main phase of oil generation//Vestnik MGU. Ser. 4. Geologija. – 1969. – № 6. – P. 3–27. (In Russian).
4. *Parparova G. M., Neruchev S. G., Zhukova A. V.* i dr. Catagenesis and petroleum potential/Ed. S. G. Neruchev. – Leningrad: Nedra, 1981. – 240 p. (In Russian).
5. *Lukin A. E.* Lithogeodynamic factors of oil-gas-accumulation in aulacogenic basing. – Kyiv: Naukova dumka, 1997. – 225 p. (In Russian).
6. *Lukin A. E.* On origin of oil and gas (geosynthetic conception of nature hydrocarbon-generating systems)//Geologicheskij zhurnal. – 1999. – № 1. – P. 30–42. (In Russian).
7. *Lukin A. E.* Formations and secondary changes of Carboniferous deposits of the Dnieper-Donets Basin. – Moskva: Nedra, 1977. – 102 p. (In Russian).
8. *Lukin A. E., Doncov V. V., Burlin Ju. K., Gladun V. V.* On some regularities of petroleum potential of the crystalline basement//Geologicheskij zhurnal. – 2005. – № 3. – P. 7–22. (In Russian).
9. *Lukin A. E., Pikovskij Ju. I.* On the role of deep and ultradeep fluids in oil and gas formation//Geologicheskij zhurnal. – 2004. – № 2. – P. 21–33. (In Russian).
10. *Neruchev S. G., Rogozina E. A., Kapchenko L. N.* Main phase of aerogenesis – one of the stages of catagenetic evolution sapropel ROM//Geologija i geofizika. – 1973. – № 10. – P. 14–17. (In Russian).
11. Glossary of oil and gas geology/Ed. K. A. Chernikov. – Leningrad: Nedra, 1988. – 679 p. (In Russian).
12. *Smirnov S. I.* Origin of salinity groundwater of sedimentary basins. – Moskva: Nedra, 1971. – 216 p.

Рукопис отримано 15.07.2016.

О. Ю. Лукін, Український державний геологорозвідувальний інститут,
lukin_alexander@ukr.net

ДЕГАЗАЦІЯ ЗЕМЛІ, НАФТИДОГЕНЕЗ І НАФТОГАЗОНОСІЙНІСТЬ

Стаття 1

Концепція глибинної дегазації Землі як глобального (проте нерівномірного в просторі й часі) процесу саморозвитку нашої планети, що є головним чинником формування мінеральних ресурсів, має стати основою сучасної парадигми нафтидології.

Ключові слова: дегазація Землі, труба дегазації, нафтогазоносійний басейн.

A. E. Lukin, Ukrainian State Geological Research Institute, lukin_alexander@ukr.net

THE EARTH OUTGASING, NAPHTIDOGENESIS AND PETROLEUM POTENTIAL

Article 1

The processes of deep outgassing of the Earth are the leading factor of the phase (fluid-rock) differentiation of the lithosphere, including the formation of fluid-rock basins. Moreover, bitumen, oil and gas are the direct products of “cold” (according to P. N. Kropotkin) outgassing of the Earth. However, the main problems of Petroleum Geology is not interpreted in the light of the general regularities of outgassing of the Earth, not to mention the deep outgassing. Moreover, the paradigm of modern naftidology – sedimentary-migration concept is in contrary with these regularities. It considers the primary oil and gas migration as a very slow linear (“drop by drop”, “bubble by bubble”), a process that involves a geologically prolonged formation of catagenetic zonation, while deep outgassing of the Earth is a superposition of various fluid dynamic regime rather irregular in time and space processes, the main manifestations of which are related to the short-lived phases of tectonic and thermal activation. Creating of truly modern naftidological paradigm is impossible without the radical revision of some of its basic concepts and principles in the light of the basic laws of deep outgassing of the Earth. The formation and evolution of oil and gas basins are caused by the system of active and passive (decompression) of mantle plumes. They correspond to a hierarchical system of outgassing pipes of different orders, controlling both oil and gas basins in the whole and its individual segments (zones, areas) up to the local areas – oil and gas fields (fields). Therefore, mapping of the outgassing pipes of various orders within prospective oil and gas bearing regions should improve the efficiency of geological exploration. Outgassing pipes combine the functions of the hydrocarbons sources and the channels of their migration. Their geographical locations play increasingly important geopolitics part.

Keywords: degassing of the Earth, degassing pipe, oil and gas basin.