

А. Е. Лукин, д-р геол.-минерал. наук, академик, заведующий отделом
(Украинский государственный геологоразведочный институт),
lukin_alexander@ukr.net, ORCID: 0000-0003-4844-1617

ДЕГАЗАЦИЯ ЗЕМЛИ, НАФТИДОГЕНЕЗ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Статья 2

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, углеводородный потенциал.

ГДЗ – ведущий фактор формирования фазово-геохимической зональности НГБ

Осадочно-миграционная теория рассматривает систему “осадочный бассейн – осадочно-породный бассейн → НГБ” как саморазвивающуюся, а определяющей движущей силой этого саморазвития является катагенетическое преобразование осадочного (концентрированного и рассеянного) органического вещества. Эти основные различия данной концепции базируются 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 основой выделения главных фаз (зон) нефте- и газообразования (рис. 1). 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 ДДА, в Днепровском НГБ которого (центральная и юго-восточная часть ДДВ) обеспечены все тектоногеодинамические, седиментационно-

формационные, органо-геохимические, геотермобарические факторы реализации нефтегазогенерирующего потенциала верхнедевонских и каменноугольных комплексов, фазово-геохимическая дифференциация УВ имеет существенно иной характер (рис. 2). 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 3,5–4,0 км (соответственно 25,2 и 21,45 %), а на глубинах свыше 5 км эта цифра составляет 6,25 % [2].

Начальные извлекаемые запасы конденсата приурочены к интервалам 3,5–4,0 и 4,5–5,0 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 катаге-

неза (АК₃) и метагенез (выходящие на поверхность в центральной части открытого Донбасса нижекаменноугольные 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, ДДА, который в целом характеризуется чрезвычайно широким глубинным регионально-эпигенетическим (от начала протока-

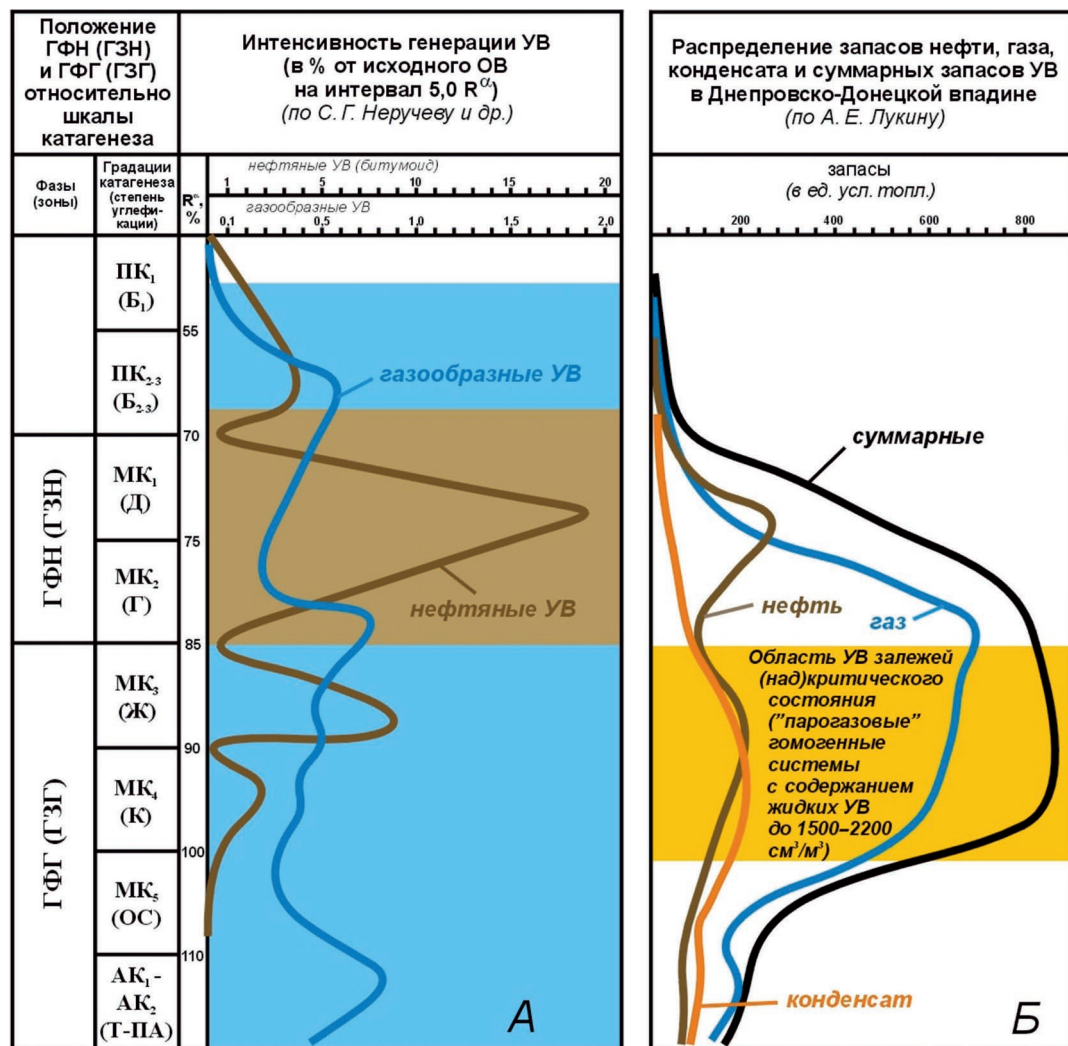


Рис. 1. Сопоставление общей схемы катагенетической зональности нефтедонакопления в соответствии с концепцией главных фаз нефте- и газообразования (А) и наблюдаемой в ДДВ зональности распределения залежей углеводородов (Б)

тагенеза 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) нафтидов.

Что же касается других НГБ, то наблюдаемая фазовая зональность большинства из них гораздо сильнее отличается от канонической осадочно-миграционной теории по сравнению с ДДВ. Хорошо известен неоднократно отмечавшийся в литературе [15, 16] факт наличия среди НГБ Мира как преимущественно газоносных (в недрах таких прогибов, как Аркома, Сакраменто, Трансильванский, Нижнеиндский известны только залежи преимущественно

сухого метанового газа), так и сугубо нефтеносных (Парижский, Маракайбский, Суэцкий, Припятский и др.). Наряду с этим широко распространены бассейны с фазово-гетерогенной нафтидоносностью, 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” [15]. Будучи недостаточно полной в фазово-геохимическом отношении и не вполне лингвистически удачной, эта классификация, тем не менее, отражает важные особенности процессов нефтегазоаккумуляции, которые не



Рис. 2. Сводная схема зональности нафтидоаккумуляции в осадочной оболочке (стратифере)

укладываются в представления осадочно-миграционной теории.

Все крупные нефтегазоносные провинции характеризуются латеральной фазово-геохимической зональностью нафтидонакопления. 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-Мореюрском бассейнах и сосредоточение газовых месторождений в Северо-Предуральском прогибе) и т. д.

Максимально широким диапазоном фазово-геохимической дифференциации нафтидонакопления (от сосредоточенных на моноклиналях 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 нафтидонакопления 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 [16], 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 прискладчатого борта Предзагросского 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, Дне-

провский нефтегазоносный (с исключительным разнообразием преобладающих в этом НГБ газоконденсатных систем) и Донецкий газоносный бассейны [6, 13]. В данном случае тектоногеодинамическая дифференциация единого палеозойского палеорифтового прогиба на самостоятельные бассейны завершилась фазово-геохимической дифференциацией нафтидонакопления.

Совершенно другой характер пространственно-временной 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, сложностроенные 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 нефтегазоносной зональности в пределах Львовского и Предкарпатского прогибов. Так, в Бельче-Волицкой зоне под интервалом сосредоточения многочисленных вторично-газоконденсатных и газовых залежей, основная часть которых приурочена к сармату, намечается этап нефтеносности, связанный с нижнемеловыми и юрскими отложениями. Однако при этом еще больше возрастает несоответствие базирующейся на осадочно-ми-

грационной теории схемы реальным пространственно-временным соотношениям нефте- и 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 нефтенакпления 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 шесть нефтяных, четыре газовых, два газоконденсатных и одно 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 – семь газоконденсатных, пять газовых, одно нефтяное и одно 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 с глубинными геодинамическими факторами. В конечном счете оно определяется эволюцией разновозрастных процессов ДЗ и их суперпозицией в пределах “базовой” ТД, которая контролируется плюмтектоническим фактором.

Тем не менее, определенная фазово-геохимическая зональность нафтидонакопления бесспорно существует. Учитывая современные данные по глобальной геохимии, петрологии и геофлюидодинамике (работы Н. Л. Добрецова, Ф. А. Летникова, А. А. Маракужева и др.), а также признаки участия суперглубинных флюидов в нафтидогенезе [9, 12], 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” [1], 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 нафтидонакопления на современном уровне наших знаний о закономерностях распределения с глубиной запасов различных нафтидов возможно лишь для осадочной оболочки (стратисферы). Это распределение коренным образом отличается от схем, базирующихся на представлениях о ГФН – ГФГ, не только существенно иным

набором зон и их более широким фазово-геохимическим диапазоном, но и пространственно-временным (латерально-вертикальным) характером (см. рис. 2). 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 базовых ТД данного НГБ (или даже нефтегазоносной провинции). Последняя приобретает, таким образом, значение эталона, позволяющего оценить углеводородный потенциал нефтегазоносного региона в целом и его отдельных комплексов в конкретных геологических, геотермобарических и гидрогеологических условиях.

Верхним элементом данной схемы является **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. Далек не каждый НГБ является битумоносным. Наиболее крупные ареалы битумонакопления (Атабаска, Вабаска и другие месторождения на гомоклинах 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 ДЗ (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 абиогенномантийных представлений. Наиболее приемлемым объяснением их формирования является связь с трансгрессивно-мигрирующим микробиологическим (метанотрофные сульфаторедущие бактерии) барьером (рис. 3), обусловленным разрушением морских депрессионных (палео)газогидратных скоплений и длительной восходящей миграцией метана в дельтах крупных рек и прибрежно-морских фациях [8]. В таком случае венчающая схему латерально-вертикальной фазово-геохимической зональности нафтидоносности 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) [14]. 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 800–3 500 м расположена оптимальная зона нефтегазонакопления. До недавнего времени считалось, что в этой зоне сосредоточено около 95 % разведанных (доказанных) мировых запасов нефти и газа. Почти тридцать лет назад эта цифра составляла

около 98 % [15]. Однако в последние годы глубокое и сверхглубокое бурение внесло кардинальные изменения в распределение запасов с глубиной в результате открытия на больших глубинах ряда гигантских месторождений [10]. Существование этой зоны объясняется оптимальным сочетанием высоких фильтрационно-емкостных свойств разновозрастных песчаных и рифогенно-карбонатных коллекторов с высокими экранирующими свойствами малопроницаемых толщ (сметкитовые и смектит-гидролюдистые 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 [5]. 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 3 500 до 6 500 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. Эталоном в этом отношении может считаться центральная часть ДДВ (Днепровский НГБ), где основной объем этой зоны приходится на нижнекаменноугольный этаж нефтегазоносности. Здесь открыто 96 месторождений с залежами УВ на глубинах свыше 4 км. Газоконденсатные залежи 43 месторождений ДДВ с суммарными запасами категорий А+В+С, свыше 300 млн т условного топлива, залегают глубже 5 км. Газоконденсатные системы отличаются здесь уникальным раз-

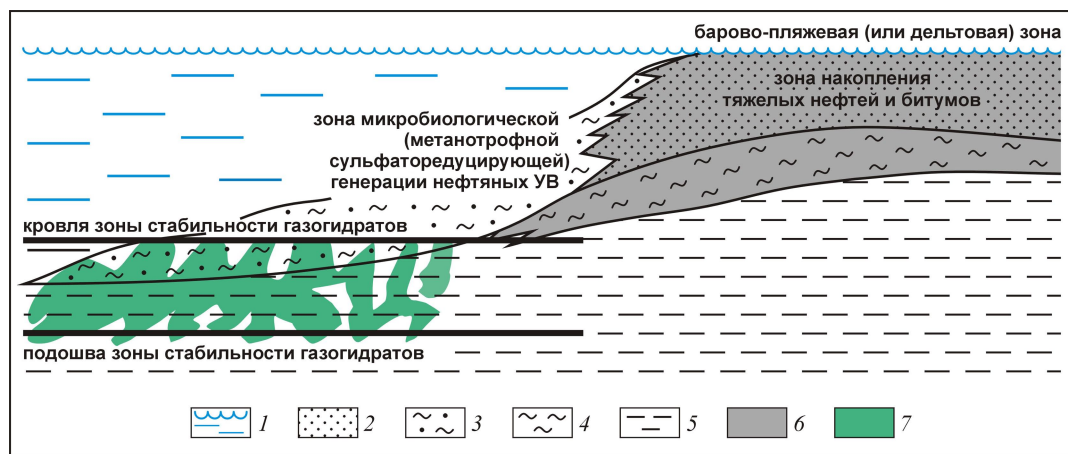


Рис. 3. Принципиальная схема микробиологического образования тяжелых высоковязких нефтей и битумов за счет метана разрушающихся газогидратных скоплений (взаимосвязь главной зоны битумонакопления и зоны морского газогидратообразования)

1 – морская вода; 2 – пески; 3 – песчано-алевритовые илы; 4 – алевропелитовые илы; 5 – пелитовые илы; 6 – зоны накопления тяжелых высоковязких нефтей (малт – асфальтов – асфальти-тов); 7 – газогидратные скопления

нообразиям 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 нижнепермской 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 ($\delta^{13}\text{C} - 25 \div 19 \text{‰}$), ведущую роль в формировании первичных газоконденсатных систем играют (супер)глубинные флюиды [9, 12]. Это подтверждается тесной связью газоконденсатных систем (особенно критического состояния) с проявлениями глубинной гидрогеологической инверсии [5, 6].

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 [7] близость 8^{34}S метеоритному стандарту), присутствие во вторичных коллекторах, вмещающих газоконденсатные залежи, дисперсных частиц разнообразных самородных металлов, карбидов и силицидов [9], гидрогеохимические особенности сопутствующих первичным газоконденсатным системам маломинерализованных вод (высокие концентрации бора, ртути, РЗЭ, сидерофильных металлов, особенности изотопного состава) [5] свидетельствуют о том, что взаимодействие пород и растворов нефтегазоносных комплексов с высокоэнталийными (супер)глубинными флюидами в данном случае характеризуется максимальным участием энергии и вещества последних в активизации углеводородно-генерирующих систем [7]. Генерационная роль водно-породного

субстрата в этом взаимодействии убывает по мере повышения степени регионально-эпигенетических взаимодействий. Для формаций осадочного чехла и, в частности, для гидрокарбопелитов (black shales) можно предполагать, что в апокатагенезе – метагенезе 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 частности, 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 характер 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, Семиреньковское, Яблоновское и др.) с визейскими и турнейскими продуктивными горизонтами на глубинах 5 500–6 500 м являются газоконденсатными. Изотопия С, Н и S, состав газообразных УВ (высокие содержания этана, пропана, бутана, пентана), термобарические параметры залежей [11] 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. 4) массивная газовая залежь в турнейских карбонатных коллекторах вскрыта в интервале 5135–5555 м. Для нее характерно anomalно 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 $10 \text{ см}^3/\text{м}^3$,

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 ($10\text{--}90 \text{ см}^3/\text{м}^3$), этана

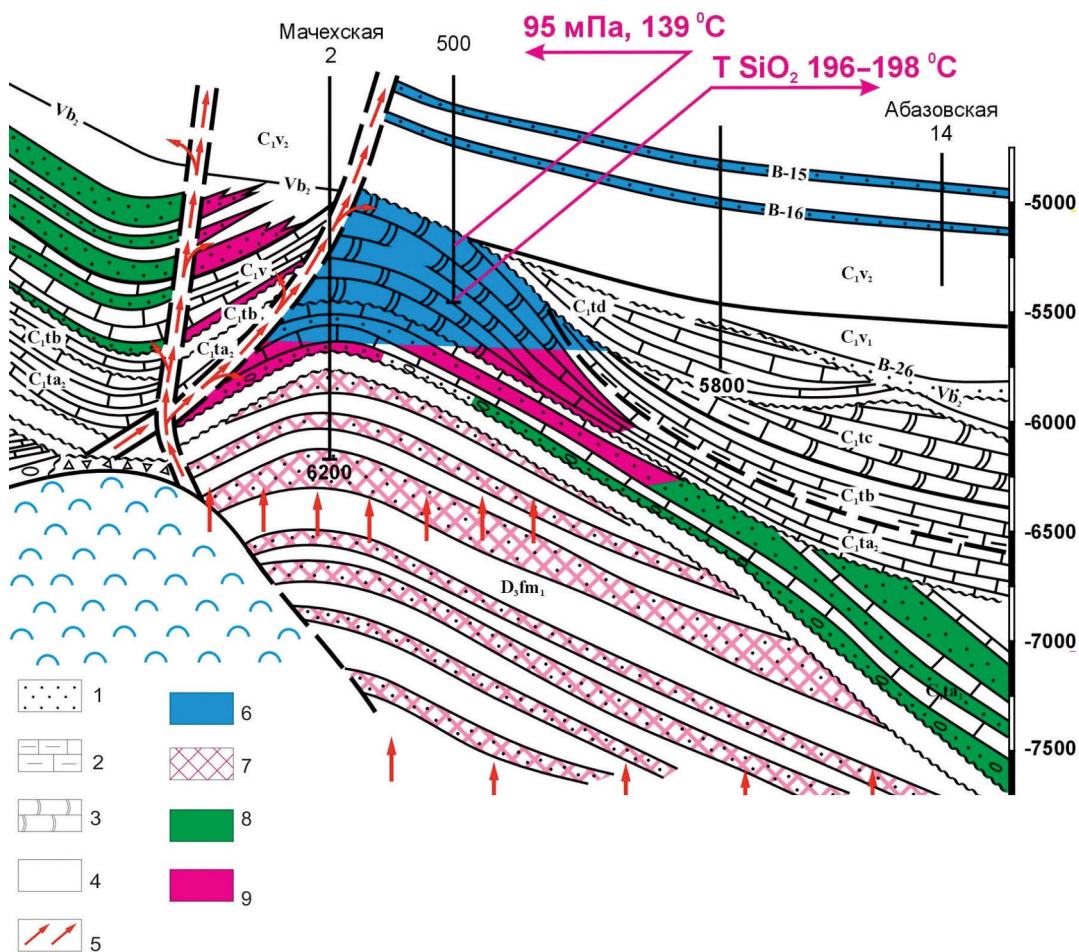


Рис. 4. Глубинная гидрогеологическая аномалия на Мачехском газовом месторождении (ДДВ)

1 – песчаники; 2 – глинистые известняки; 3 – рифогенные карбонаты; 4 – алевро-глинистые 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.

и более тяжелых газообразных УВ. Это подтверждает постепенность перехода между первичногазоконденсатной и газовой зонами, а также сложную гипсометрию этой границы-интервала.

Дальнейшее сверхглубокое бурение позволит изучить взаимоотношение первичногазоконденсатной 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 (CH_4 , CO_2 , H_2S , N_2 , H_2 – 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 CO_2 и H_2S могут появляться в повышенных концентрациях на глубинах менее 2–3 км [5]. 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 CH_4 (70 %) и более тяжелыми УВ (5 %), отмечено аномально высокое содержание H_2S (17 %) и CO_2 (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 H_2S (4,57 %). Содержание CO_2 значительно меньше (до 0,83 %).

Аномально высокие содержания явно глубинных по изотопным характери-

кам CO_2 (20–22 %), H_2S (20–24 %), а также N_2 (до 3 %) установлены в газе уникального Астраханского газоконденсатного месторождения, сводовая пластовая залежь которого приурочена к трещинно-кавернозно-вторичнопорovým 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 первичногазоконденсатной (Оренбургское, Астраханское месторождения) зонами.

Более четко последовательность зон проявляется в Делаверском НГБ [6]. 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.

Таким образом, невозможно объяснить указанную фазово-геохимическую зональность как результат зональных катагенетических процессов. Она является результатом взаимодействия процессов ГДЗ с формационной и регионально-эпигенетической зональностью НГБ.

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, канализируемых базовой ТД и связанными с ней приповерхностными трубами различных порядков (вплоть до приповерхностной “капиллярной” системы впадин и подвпадинных структур). Именно изучение их пространственно-временных соотношений должно послужить основой современной теории нафтидогенеза. В этом заключается теоретическое значение предложенной схемы, которая базируется на основных закономерностях фазово-химической дифференциации УВ в процессе ГДЗ. Поскольку в ее основе лежит обширный фактический материал, 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 ДДА, перикратонных областей Западного и Южного регионов;

2) распространении первичногазоконденсатных систем в центральной части ДДВ на глубинах свыше 6–7 км;

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

Газовая дегазация Земли – ведущий фактор формирования нефтегазоносных кристаллических массивов

Истинная роль ГДЗ как фактора формирования НГБ в значительной мере маскируется мобилизацией углеводородных флюидов из осадочных отложений. Гораздо четче она проявляется при формировании нефтегазоносных кристаллических массивов (НКМ).

Нефтегазоносность КФ, как и осадочно-го чехла, установлена на заре нефтедобывающей промышленности. Первые промышленные притоки из разновозрастных кристаллических пород (кварцитов, гранитов, риолитов) получены в Северной Америке (Калифорния, Техас, Оклахома, Канзас). Их география неуклонно расширялась по мере вовлечения в поисково-разведочные работы на нефть и газ новых регионов. Из приблизительно 250 промышленно НГБ, известных в настоящее время на земном шаре, в 55 открыты залежи УВ, в той или иной мере связанные с КФ. Это подтверждает “глобальный характер нефтегазоносности кристаллической оболочки Земли” [3, с. 44]. Доля таких месторождений от их общего числа незначительна (около 450 из более чем 50 000, т. е. менее 0,01 %). Однако, это неудивительно, поскольку поисковыми объектами являлись структуры осадочно-го чехла, а не фундамента, большинство залежей в котором были открыты случайно. Весьма знаменателен высокий процент (около 40) крупных (свыше 100 млн т условного топлива) месторождений в этой выборке. По данным В. А. Краюшкина, суммарные начальные запасы “39 гигантских (если исходить из принятой в бывшем СССР классификации [16], то речь идет о совокупности крупных, крупнейших, гигантских и уникальных месторождений – А. Л.) нефтяных и газовых аккумуляций, запасы которых частично или полностью залегающие в КФ 52 осадочных бассейнов оцениваются в более чем 3 290 млрд м³ природного газа и 20627 млн т нефти, т. е. около 15 % от суммарных мировых доказанных запасов...” [4, с. 23]. Непосредственно с КФ связана, разумеется, лишь некоторая

часть этих 15 % мировых запасов. Однако дело здесь не в цифрах, которые пока не могут быть достаточно репрезентативными, поскольку степень изученности КФ, в отличие от осадочного чехла, слишком незначительна. К тому же, большинство

таких месторождений характеризуется сложными соотношениями нефтегазоносности фундамента и базальных слоев осадочного чехла (рис. 5), которые можно трактовать по-разному, в зависимости от априорных представлений об источниках

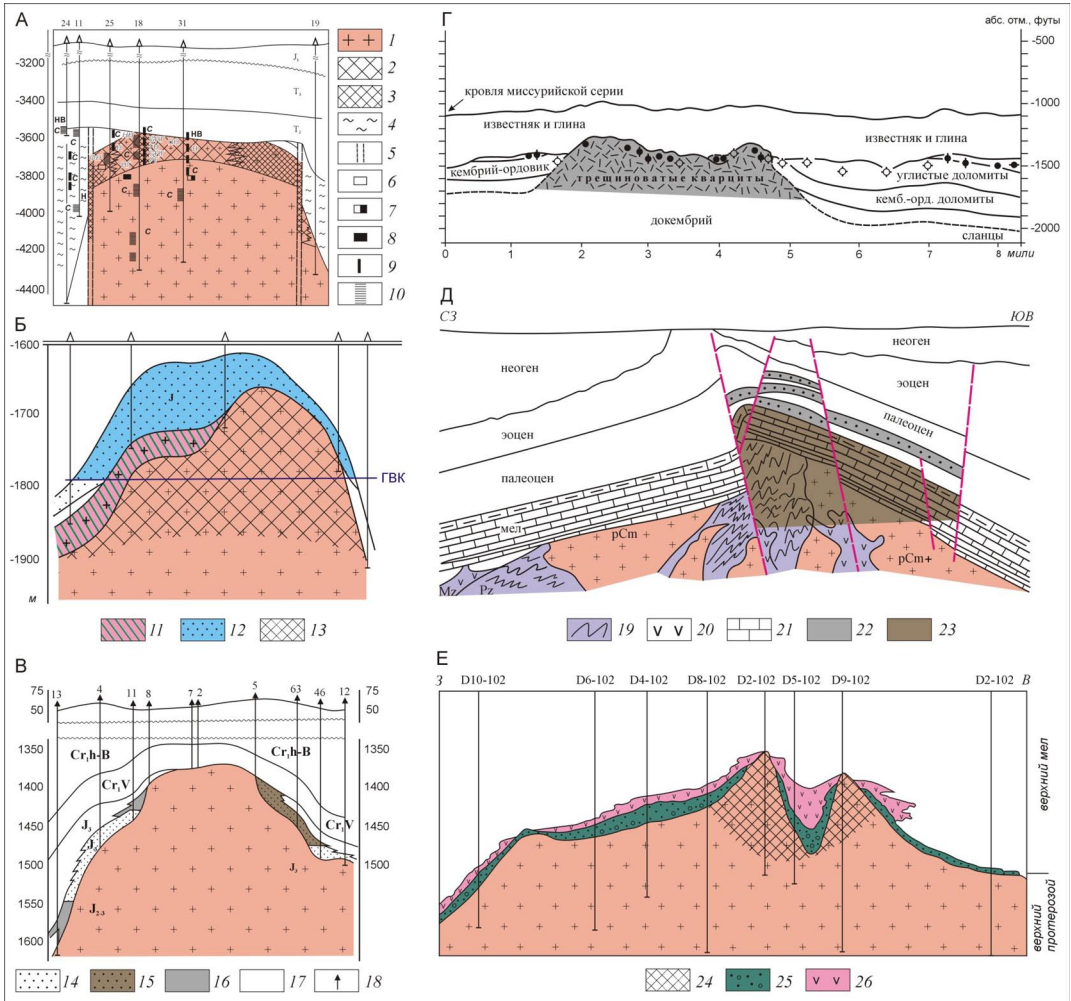


Рис. 5. Морфогенетические разнообразия нефтегазоносных резервуаров кристаллического фундамента

А – Геологический разрез месторождения Оймаша с промыслово-геологическими данными (по В. И. Попкову и др., с изменениями). Б – Схематизированный разрез Пунгинского газового месторождения (Березовский район Западно-Сибирской провинции) (по Т. Н. Пастуховой, с изменениями, с использованием материалов О. Н. Гатаулина, А. В. Жардецкого, Н. И. Ивановой). В – Разрез Шаимского свода (по Рудкевичу, Шишигину). Г – Разрез осадочного чехла и фундамента нефтяного месторождения Орт-Филд (по Walters, 1953). Д – Схематический геологический разрез через месторождение Ла-Пас (по И. Смигу, 1956, с изменениями). Е – Геологический разрез месторождения Нафора-Ауджила, Сиртский бассейн (по I. Williams, с изменениями)

1 – гранитоиды различного возраста; 2 – зоны разуплотнения в гранитах (по В. И. Попкову и др., связанные с явлением термоусадки, а по мнению А. Е. Лукина – с тектонокоссонным эффектом);

3 – зоны дробления, связанные с тектоническими разуплотнениями; 4 – метаморфические породы, которые вместе с гранитным батолитом образуют верхнепалеозойский кристаллический фундамент; 5 – разрывные нарушения; интервалы поглощения бурового раствора: 6 – незначительного (10–15 м³/сут.), 7 – среднего (10–40 м³/сут.), 8 – сильного; 9 – интервалы пластоиспытаний в открытом стволе; 10 – интервалы перфораций. Характер полученного флюида по пластоиспытанию: Н – нефть, НВ – нефть и вода, РГ – раствор газа, ГН – газ и нефть, ВНГ – вода, нефть, газ, ПН – перелив нефти. Характер полученного флюида при испытании в колонне: ФН – фонтан нефти, НН – незначительный приток нефти, С – “сухой” пласт; 11 – коры выветривания (каолиновый элювий и каолинизированные граниты, пористость в среднем 10 %, проницаемость до 0,03 мкм²); 12 – юрские газоносные терригенные коллекторы; 13 – трещиноватость; 14 – песчаники; 15 – нефтеносные песчаники; 16 – глины и алевролиты; 17 – терригенные отложения; 18 – пробуренные скважины; 19 – палеозойско-мезозойские метаморфические породы гетерогенного фундамента; 20 – порфириды; 21 – известняки и доломиты; 22 – тяжелые нефти, мальты; 23 – легкие нефти; 24 – нефтеносные трещинные коллекторы в кристаллическом фундаменте; 25 – грубообломочно-песчаные отложения кембрю-ордовика; 26 – лавовые покровы (неоком)

УВ и закономерностях формирования их залежей. Это относится даже к уникальному месторождению Пенхендл-Хьюгтон (рис. 6), огромная массивная нефтегазовая залежь которого контролируется трещи-

новатыми гранитами и риолитами выступа докембрийского фундамента и разнообразными продуктами его разрушения – “washed granites” (дресва, аркозы, “аркозовые доломиты” и т. п.).

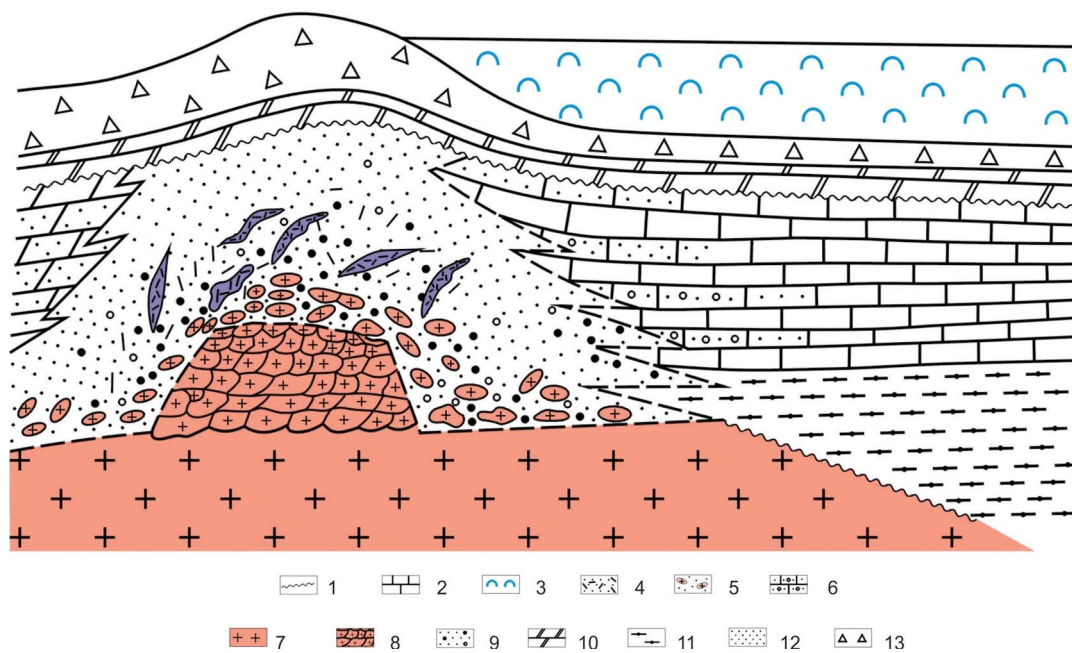


Рис. 6. Геологический разрез месторождения Пэнхендл (по А. Hensley и L. Pippin, с существенными изменениями и переинтерпретацией характера распределения продуктов дезинтеграции гранитов в кристаллическом фундаменте и осадочном чехле)

1 – поверхности несогласий; 2 – известняки; 3 – соль; 4 – аркозы с кислым вулканическим материалом (пепел, включения риолитов); 5 – гранитные глыбы в аркозах; 6 – “аркозовые доломиты”; 7 – граниты; 8 – дезинтегрированные граниты-какириты; 9 – аркозы; 10 – карбонатные породы; 11 – черные сланцы (black shales); 12 – песчаники кварц-полевошпатового и кварцевого состава; 13 – ангидриты

Результаты бурения Кольской сверх-глубокой, а также глубокой скважины в кратере Сильян (Швеция), материалы геохимических, геотермических, геоэлектрических, сейсмических исследований на Фенноскандинавском, Канадском, Украинском и других кристаллических щитах коренным образом изменили представления о них как о древних геодинамически и геотермодинамически стабильных структурах. Напротив, оказалось, что на некоторых этапах неогей (включая нео- и актуотектонический) они характеризуются значительной геодинамической и флюидодинамической активностью, древними, недавними и современными процессами ГДЗ. Подтверждением нафтидогенерирующей роли ГДЗ стало открытие в разуплотненном архейско-нижнепротерозойском фундаменте южного склона Воронежской антеклизы (в зоне ее сочленения с ДДВ и Донбассом) промышленной нефтегазоносности (Хухринское, Юльевское, Гашиновское, Евгеньевское и другие месторождения).

ЛИТЕРАТУРА

1. *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. – 1997. – № 1. – С. 11–13.
2. Атлас месторождений нефти и газа Украины. – Львов: УкрДГРІ, 1998. – Т. I–III. – 1200 с.
3. *Войтов Г. И.* Восстановленные газы (углеводороды) в породах фундамента Русской плиты//Бюл. Моск. об-ва испытателей природы. Отд. геол. – 1990. – Т. 65. – Вып. 1. – С. 44–61.
4. *Краюшкин В. А.* Улики глубинной, небоиогенной природы нефти//Геол. журнал. – 2000. – № 3. – С. 23–28.
5. *Лукин А. Е.* Глубинная гидрогеологическая инверсия как глобальное синергетическое явление: теоретические и прикладные аспекты. Статья 2. Тектоно-геодинамические аспекты глубинной гидрогеологической инверсии//Геол. журнал. – 2005. – № 1. – С. 50–67.
6. *Лукин А. Е.* Литогеодинамические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. – К.: Наукова думка, 1997. – 225 с.

7. *Лукин А. Е.* О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем)// Геол. журнал. – 1999. – № 1. – С. 30–42.

8. *Лукин А. Е.* О роли процессов газогидратообразования в формировании нефтегазоносных бассейнов//Геол. журнал. – 2007. – № 2. – С. 7–29.

9. *Лукин А. Е.* Самородные металлы и карбиды – показатели состава глубинных геосфер//Геол. журнал. – 2006. – № 4. – С. 17–46.

10. *Лукин А. Е.* Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине//Геофиз. журнал. – 2014. – Т. 36. – № 4. – С. 3–23.

11. *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. – С. 99–109.

12. *Лукин А. Е., Пиковский Ю. И.* О роли глубинных и сверхглубинных флюидов в нефтегазообразовании//Геол. журнал. – 2004. – № 2. – С. 21–33.

13. *Лукин А. Е., Шпак П. Ф.* Глубинные факторы формирования Припятско-Днепровско-Донецкой системы нефтегазоносных бассейнов//Геол. журнал. – 1991. – № 5. – С. 27–38.

14. *Макогон Ю. Ф.* Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы//Российский химич. журнал. – 2003. – Т. 47. – № 3. – С. 70–79.

15. *Никонов В. Ф.* Тектонические особенности размещения крупных зон нефте- и газонакопления разного качественного состава в осадочных бассейнах//Глобальные тектонические закономерности нефтегазоаккумуляции. – М.: Наука, 1985. – С. 198–202.

16. Словарь по геологии нефти и газа/Под ред. К. А. Черникова. – Л.: Недра, 1988. – 679 с.

REFERENCES

1. *Areshv E. G., Gavrilov V. P., Pospelov V. P.* and others. The granite layer of the crust as a new oil and gas floor of the lithosphere//Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh mestorozhdenij. – 1997. – № 1. – P. 11–13. (In Russian).
2. Atlas of Ukraine oil and gas fields. – Lvov: UkrDHRI, 1998. – Vol. I–III. – 1200 p. (In Russian).
3. *Vojtov G. I.* Reduced gases (hydrocarbons) in the rocks of the basement of the Russian Plate//Bjul. Mosk. ob-va ispytatelej prirody. Otdel geol. – 1990. – Vol. 65. – № 1. – P. 44–61. (In Russian).

4. *Krayushkin V. A.* Evidence of deep, abio-genetic nature of oil//*Geologicheskij zhurnal.* – 2000. – № 3. – P. 23–28. (In Russian).
5. *Lukin A. E.* Deep hydrogeological inversion as global synergetic phenomenon: theoretical and applied aspects. Article 2. Tectonic and Geodynamic Aspects of deep hydrogeologic inversion//*Geologicheskij zhurnal.* – 2005. – № 1. – P. 50–67. (In Russian).
6. *Lukin A. E.* Lithogeodynamic factors of oil-gas-accumulation in aulacogenic basins. – Kyiv: Naukova dumka, 1997. – 225 p. (In Russian).
7. *Lukin A. E.* On the origin of oil and gas (geosinergetic concept of natural hydrocarbon-generating systems)//*Geologicheskij zhurnal.* – 1999. – № 1. – P. 30–42. (In Russian).
8. *Lukin A. E.* On the role of gas-hydrate formation processes in petroleum basins evolution// *Geologicheskij zhurnal.* – 2007. – № 2. – P. 7–29. (In Russian).
9. *Lukin A. E.* Native metals and carbides – signs of the deep geospheres composition//*Geologicheskij zhurnal.* – 2006. – № 4. – P. 17–46. (In Russian).
10. *Lukin A. E.* Hydrocarbon potential of the great depths and perspectives of its development in Ukraine//*Geofizicheskij zhurnal.* – 2014. – Vol. 36. – № 4. – P. 3–23. (In Russian).
11. *Lukin A. E., Dzjubenko A. I., Sokolenko V. I.* Regularities of the phase differentiation of hydrocarbons in the Dnieper-Donets Basin// *Conditions for the formation of oil and gas condensate fields in the basins of the USSR.* – Moskva: Nedra, 1981. – P. 99–109. (In Russian).
12. *Lukin A. E., Pikovskij Yu. I.* On the role of deep and ultradeep fluids in oil and gas formation//*Geologicheskij zhurnal.* – 2004. – № 2. – P. 21–33. (In Russian).
13. *Lukin A. E., Shpak P. F.* Deep factors of the Pripjat-Dnieper-Donets oil and gas basins system//*Geologicheskij zhurnal.* – 1991. – № 5. – P. 27–38. (In Russian).
14. *Makogon Yu. F.* Natural gas hydrates: distribution, genetic models, resources//*Rossijskij himicheskij zhurnal.* – 2003. – Vol. 47. – № 3. – P. 70–79. (In Russian).
15. *Nikonov V. F.* Tectonic features of the territorial distribution of large oil and gas accumulation zones of different qualitative composition in sedimentary basins//*Global tectonic patterns of oil and gas.* – Moskva: Nauka, 1985. – P. 198–202. (In Russian).
16. *Glossary of oil and gas geology/Ed. K. A. Chernikov.* – Leningrad: Nedra, 1988. – 679 p. (In Russian).

Рукопис отримано 15.07.2016.

О. Ю. Лукін, Український державний геологорозвідувальний інститут,
lukin_alexander@ukr.net, ORCID: 0000-0003-4844-1617

ДЕГАЗАЦІЯ ЗЕМЛІ, НАФТИДОГЕНЕЗ І НАФТОГАЗОНОСІЙНІСТЬ

Стаття 2

Концепція глибинної дегазациї 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: дегазация Землі, труба дегазациї, нафтогазоносійний басейн, вуглеводневий потенціал.

A. E. Lukin, *Ukrainian State Geological Research Institute*, lukin_alexander@ukr.net,
ORCID: 0000-0003-4844-1617

THE EARTH OUTGASING, NAPHTIDOGENESIS AND PETROLEUM POTENTIAL

Article 2

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 out-

gassing 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, petroleum potential.*