

Академик НАН Украины **А. Е. Лукин, И. П. Гафич**

Институт геологических наук НАН Украины, Киев

E-mail: ukrnigri@mail.ru

## **О генезисе вторичных коллекторов нефти и газа на сверхбольших глубинах**

*Присутствие высокодебитных коллекторов нефти и газа в нижнем карбоне на глубине более 6 км обусловлено воздействием на интенсивно уплотненные (с практически полностью редуцированной седиментационно-литогенетической пористостью) осадочные породы высокоэнгальпийных флюидов платформенной природы на нео- и актуотектоническом этапе развития нефтегазоносного бассейна. Особую роль играет текущая гелиево-водородная продувка. Она обеспечивает как чисто физическое разуплотнение (“газовая” пористость и трещиноватость), так и физико-химические процессы выщелачивания и кислотного растворения.*

**Ключевые слова:** глубокозалегающие нефтегазоносные комплексы, вторичные коллекторы, газовая пористость.

Согласно существующим представлениям о фазово-геохимической зональности нефтидогенеза, фазах нефтегазонакопления и формировании нефтяных и газовых месторождений, на больших (4,5–6 км) и сверхбольших (6–11 км и более) глубинах залегают наиболее молодые, недавние (плиоцен-четвертичные) или современные (находящиеся в состоянии формирования) углеводородные системы [1, 2], что позволяет рассматривать земные недра как неисчерпаемый источник природного газа и конденсата [3, 4]. Особо следует подчеркнуть теоретическое значение открытия высоконапорных и высокоэнгальпийных флюидно-углеводородных систем на больших и сверхбольших глубинах. Присутствие в термодинамических условиях глубоких недр на фоне практически непроницаемых газоносных пород продуктивно-нефтегазоносных высокодебитных вторичных коллекторов с эффективной пористостью и проницаемостью противоречит не только “ограде Кокса” в ее новых вариантах [5], но и законам термодинамики. Оно свидетельствует об ограниченности наших представлений как о нефтидогенезе и нефтегазонакоплении, так и о флюидном режиме земных недр.

Глубокое (4,5–6,5 км) бурение в центральной части Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ), которое проводилось в период с конца 60-х до конца 80-х годов прошлого века, обеспечило большой прирост запасов и резко увеличило добычу (до 50–70 трлн м<sup>3</sup>) природного газа, а также позволило открыть ряд новых явлений — следы инъекций суперглубинных флюидов по стилолитизированным трещинам флюидоразрыва, глубинная гидрогеохимическая инверсия, метасоматическая природа продуктивных вторичных коллекторов и т. п., что имело большое значение как для последующего освоения глубокозалегающих нефтегазоносных комплексов других НГБ, так и для разработки теоретических основ не только нефтяной геологии, но и других наук о Земле (геодинамики, геофизики, геохимии, гидрогеологии). Именно эти результаты лежат в основе концепций нелинейной нефтегазовой

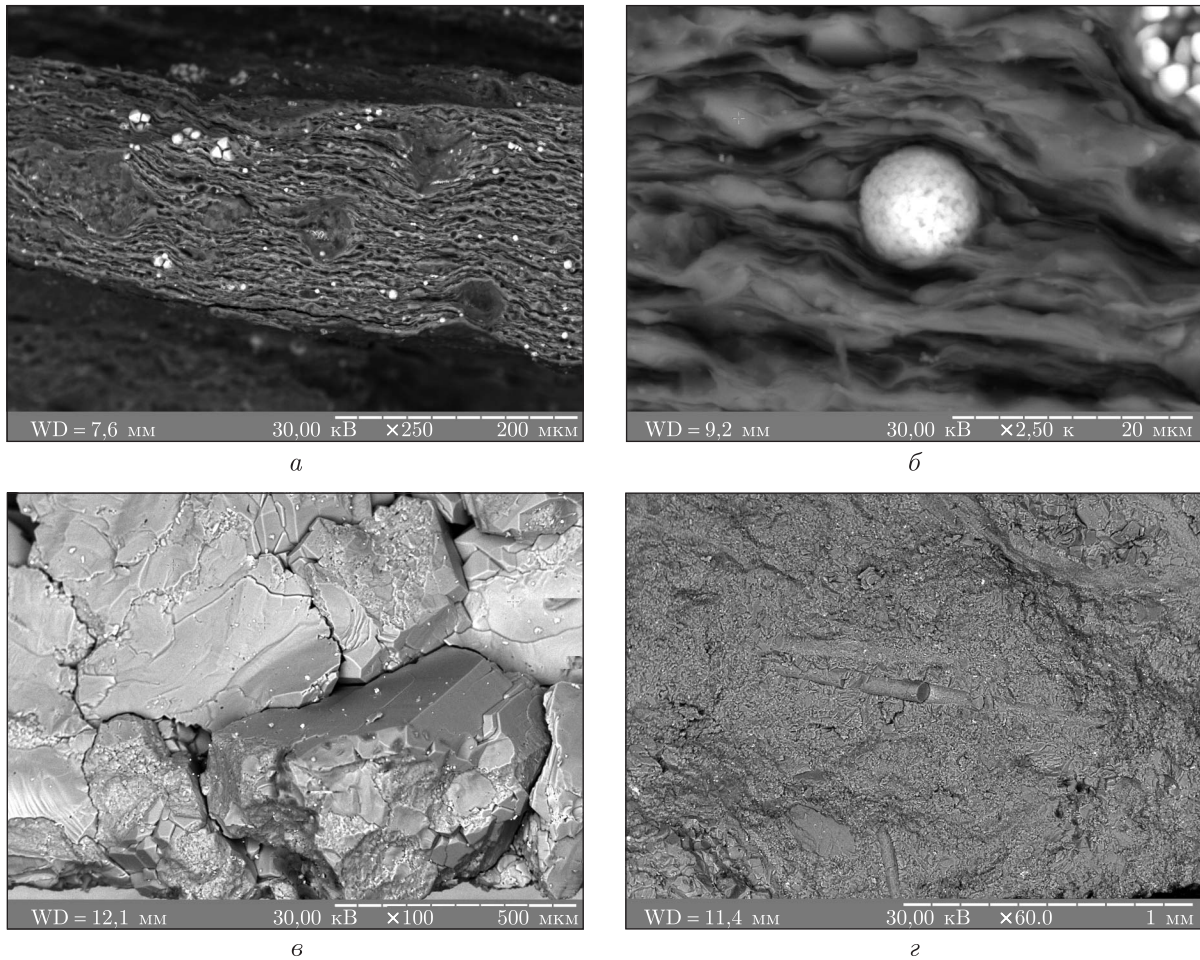


Рис. 1. Милонитизация пород глубоководного верхнетурнейского комплекса (электронный микроскоп РЭМ-106 с рентгеноспектральным зондом):  
*а, б* — черный сланец (гидрокарбонелит); *в* — кварцитопесчаник (микростилолитизация межзерновых контактов); *г* — известняк (ДДВ, скв. С-17, инт. 6524–6531,6 м)

геологии и синергетики нефтегенеза (рассмотрения нефтегазоносных глубоких и суперглубоких бассейнов как диссипативных систем) [6].

Роль аномальных явлений, присущих нефтегенезу и нефтегазонакоплению (само по себе присутствие углеводородных скоплений — это уже термодинамическая и геохимическая аномалия), интенсивность их проявления и разнообразие с глубиной возрастают нелинейно. Глубже 5 км это нарастание степени аномальности (по сравнению с малыми и средними глубинами) происходит буквально лавинообразно. В связи с этим особый интерес представляют результаты недавнего бурения сверхглубокой (забой 6830 м) скважины С-17 на одном из глубоководных газоконденсатных месторождений центральной части ДДВ. Они подтверждают целесообразность проведения границы между большими и супербольшими глубинами нефтегазоносности на глубине около 6 км [4].

На указанном глубинном рубеже появляются признаки милонитизации пород. Прежде всего это касается темноцветных гидрокарбонелитов (черных сланцев — black shales) (рис. 1, *а, б*). Такие текстуры, согласно традиционным представлениям [5], знаменуют

переход от катагенеза к метагенезу. Однако, судя по цветовому индексу спор, обильных в этих породах, а также по значениям отражательной способности микровключений витринита, степень их региональных эпигенетических изменений не превышает градации МК<sub>4</sub>–МК<sub>5</sub> (стадия мезокатагенеза). В то же время здесь появляются разнообразные проявления реологии кварцево-песчаных агрегатов и микростилитизация межзерновых контактов (см. рис. 1, в). Резко возрастает степень перекристаллизации известняков (см. рис. 1, г). Это, однако, еще не переход к метагенезу (данные литогеодинимического анализа [7] позволяют предполагать его приуроченность к подсолевому девону на глубинах более 8–10 км), и весь карбон центральной части ДДВ находится в пределах главной зоны газообразования (в понимании А. Э. Конторовича и С. Г. Неручева) [5]. Здесь на катагенетическую зональность накладываются другие генетические типы катагенеза: дислокационный эпигенез и гипогенный аллогенез [7, 8].

Таким образом, современная (четко коррелируемая с существующими ныне глубинами залегания) эпигенетическая зональность в ДДВ, как и в любом сверхглубоком осадочном бассейне, определяется суперпозицией разных генетических типов эпигенеза, которые характеризуются различной термодинамической и петрофизической направленностью [8].

Катагенез и метагенез, большинство процессов которых характеризуется в терминах физики спекания [8], направлены на нивелировку петрофизических различий элементарных породных тел, сближение плотностей и физико-механических параметров (значений модуля Юнга, коэффициента Пуассона, прочности пород на одноосное сжатие и т. д.) различных литотипов, элиминирование первичных породных резервуаров, вырождение как коллекторских, так и экраняющих свойств литом.

Дислокационный эпигенез, обусловленный тектоническим стрессом глубокозалегающих комплексов, характеризуется появлением реологических свойств, кливажа течения и сланцеватости, что приводит в конечном счете к полному исчезновению первичной пористости. Это подтверждается и экспериментами по деформации различных горных пород при высоких давлениях и температурах [9]. Таким образом, совокупное воздействие процессов катагенеза — метагенеза и дислокационного эпигенеза направлено на петрофизическую и геофизическую (с соответствующими сейсмическими характеристиками разреза) “гомогенизацию” разреза.

В отличие от катагенеза — метагенеза и дислокационного эпигенеза, гипогенно-аллогенетические процессы, связанные с воздействием на породы литосферы восходящих потоков высокоэнтальпийных высоконапорных флюидов, обуславливают не только разнообразную наложенную вторичную минерализацию, но и разнообразную вторичную пустотность. Наиболее ярко это проявляется в предельно уплотненных осадочных породах глубокозалегающих комплексов и в кристаллическом фундаменте [10]. В частности, это относится к породам с признаками милонитизации, испытавшим интенсивный стресс и предельное уплотнение. Появление в таких породах открытой микротрещиноватости, пористости и кавернозности (рис. 2, 3) можно объяснить только наложенным (гипогенный аллогенез) разуплотняющим воздействием восходящих высокоэнтальпийных флюидов (s. l.) плюмтектонической природы [3].

Ведущая роль высоконапорных высокоэнтальпийных глубинных флюидов и их дериватов (кислых гидротерм) как факторов разуплотнения (интенсивное выщелачивание и метасоматоз) и формирования коллекторов шеркалинской свиты Талинского месторождения (Среднеширотное Приобье) [11, 12] и глубокозалегающих вторичных коллекторов в нижнем карбоне ДДВ [4] не вызывает сомнений. В отличие от катагенеза они связаны с относительно

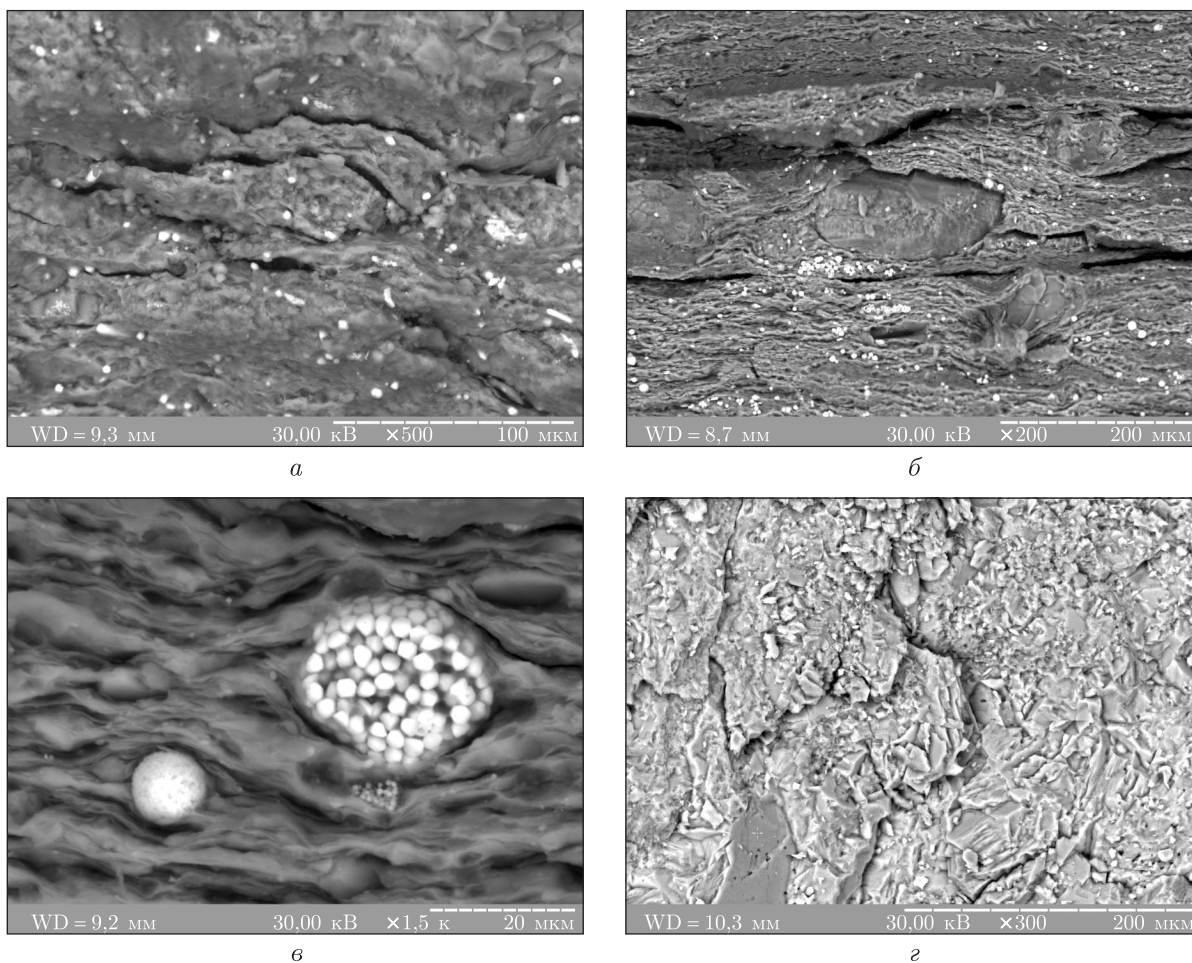


Рис. 2. Открытая прерывистая микротрещиноватость в милонитизированном черном сланце (а, б, в) и в перекристаллизованном известняке (г). ДДВ, скв С-17: а — инт. 5974,5–5980,58 м; б, в — инт. 6524–6527,7 м; г — инт. 6206–6210 м

кратковременными фазами (импульсами) тектоно-гидротермальной активизации [1, 7]. При этом основной интерес представляют фазы на нео- и актуотектонических стадиях развития бассейна, поскольку именно с ними связана открытая пустотность. Однако здесь мы сталкиваемся с другим парадоксом. Указанные формы разуплотнения существенно различны не только по морфологии, но и по физико-геохимическим условиям образования. В этом отношении пустоты (поры — трещины — каверны), заполненные микропористыми агрегатами кристаллов каолинита и диккита (рис. 4), существенно отличаются по рН рабочих флюидов от трещин и каверн, которым сопутствуют вторичное окварцевание и карбонатизация, а также присутствие анальцима, цеолитов, калиевых полевых шпатов (санидин, ортоклаз, микроклин) и других минералов, формирующихся в щелочной среде [10]. Особый интерес представляют парагенетические ассоциации каолинита — диккита с галитом и пиритом (см. рис. 4).

Все изученные нами вторичные коллекторы в терригенных и карбонатных породах (включая результаты недавних исследований ядра на глубинах более 6 км) представляют собой суперпозицию кардинально различных по физико-химическим параметрам рабочих



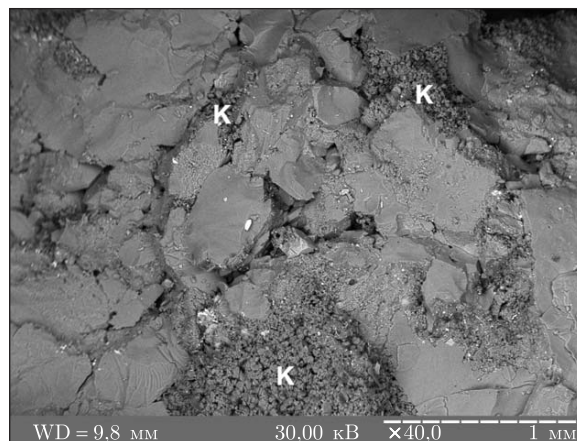


Рис. 3. Система вторичной пустотности в кварцитопесчанике (зерна кварца с признаками интенсивного сжатия): открытые поры (черное), каверны, заполненные микропористыми диккит-каолиновыми кристаллическими агрегатами (К)

гидротермальных растворов сингенетичных разуплотнению минеральных индикаторов. Причем речь идет об одновозрастных парагенезах, поскольку они сингенетичны различным открытым формам разуплотнения. А в условиях высоких пластовых давлений и температур это метастабильные эфемерные системы, длительность существования которых, судя по гидрогеохимическим данным, существенно меньше 1 млн лет [1, 2]. Фактически речь идет о современных (недавних и текущих) процессах тектоно-гидротермальной активизации при большой роли пульсирующего стресса [8, 12], обусловленного активизацией преимущественно сдвиговой тектоники на нео- и актуотектонической стадиях развития Днепровско-Донецкого авлакогена.

Ранее для объяснения уникального парадокса были привлечены представления Д. С. Коржинского [13] о суперпозиции кислотной и щелочной волн метасоматоза, обусловленного трансмагматическими (восходящими из глубинных геосфер) флюидами [1, 10]. Это ярко проявилось в сравнительно неглубоко залегающих, но катагенетически интенсивно уплотненных терригенных отложениях нижнеюрской шеркалинской пачки уже упоминавшегося Талинского нефтяного месторождения Среднеширотного Приобья [11, 12]. Однако наличие аналогичных, но выраженных еще более контрастно явлений в нижнем карбоне ДДВ на глубинах более 5–6 км требует существенной корректировки указанных представлений. Чередование кислотной и щелочной волн выражается в формировании соответствующей метасоматической зональности. Здесь же наблюдается мозаичность (пестрота) кислых и щелочных, резко восстановительных и окислительных условий минералообразования на микро- и наноуровнях. Разнообразие форм разуплотнения и присутствие, наряду с аномально полиминерализованными порами (кавернами), интенсивного растрескивания (неравномерное охрупчивание пород, интенсивность которого резко возрастает на глубинах 5–6 км) позволяет предположить большую роль в формировании вторичных коллекторов “водородной продувки” [1]. Об интенсивной восходящей миграции гелия и водорода, потоки которого приурочены к плюмтектоническим трубам дегазации, свидетельствуют различные независимые данные (результаты эманационной съемки, состав газовой-жидких включений во вторичной карбонатной, кремнеземной и прочей минерализации, повышенные содержания абсорбированного водорода в известняках, черных сланцах, кварцитопесчаниках). Роль

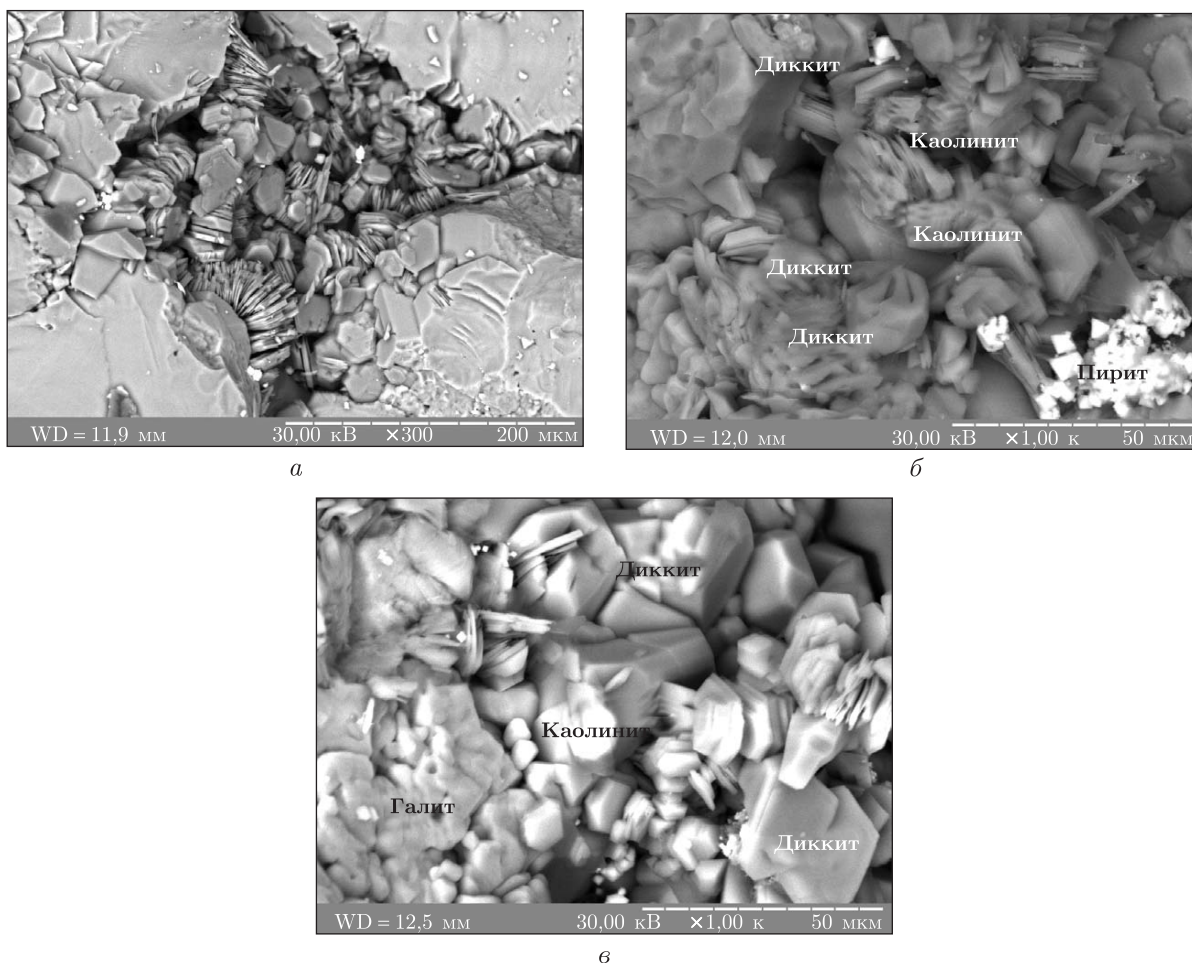


Рис. 4. Особенности морфологии и минерального состава вторичных пор-каверн, заполненных микропористым диккит-каолинитовым кристаллическим агрегатом в парагенезе с пиритом и галитом (ДДВ, скв. С-17, инт. 6527,7–6531,6 м)

восходящей диффузии легких газов в формировании трещиноватости и вторичной пористости пород литосферы успешно изучается И. Л. Гуфельдом с соавторами [14] на основании, с одной стороны, комплексного геофизического анализа особенностей структуры земных оболочек, а с другой — экспериментальных данных (по имплантации легких газов в оливин, кварц и другие минералы с образованием газовой пористости и цепочек пор, связанных с трещинами). Указанные формы экспериментального разуплотнения широко распространены во вторичных коллекторах нефти и газа (см. рис. 2, 3). На фоне весьма неравномерного распределения в породах вскрываемого бурением разреза их количество в породах возрастает с глубиной.

Особенно ярко феномен газовой пористости и газовой трещиноватости проявляется на глубине более 6 км в скважине С-17. Это хорошо согласуется с результатами бурения Кольской сверхглубокой [15] и их интерпретацией в свете экспериментальных и сейсмических исследований [10, 14]. Весьма знаменательно, что, несмотря на существенные формационные, структурно-тектонические и геодинамические различия, явления “саморазрушения” (дискование и дезинтеграция пород в различных соотношениях) керна в определенных интервалах

в Днепровско-Донецкой скважине С-17 и Кольской сверхглубокой начинаются приблизительно с одинаковых глубин (4–5 км). Горные давления в разрезе обеих скважин (в скв. 17 — нижнекаменноугольные осадочные полифациальные терригенные и карбонатные породы на стадиях катагенеза МК<sub>4</sub>–МК<sub>5</sub>, в Кольской — метаморфические и магматические породы докембрийского кристаллического фундамента), в отличие от литостатических, характеризуются неравномерным распределением (минимумы и максимумы напряжений), что и проявляется в указанном феномене саморазрушения керна. Он свидетельствует о том, что не только катагенетически уплотненные слоистые осадочные, но и массивные кристаллические породы (согласно И. Л. Гуфельду, “горный материал” в их среде остается “сплошным” только для прохождения упругих волн) пронизаны иерархической (микро-, макро-, наноструктурной) системой взаимосвязанных трещин и пор, заполненных легким газом (водород, гелий) под большим давлением в различных соотношениях с углеводородными и поликомпонентными флюидами. В Кольской сверхглубокой наблюдается возрастание содержания водорода и гелия с глубиной и скачкообразное его увеличение с 6 км [14, 15]. Это коррелирует с увеличением уровней (интервалов) деструкции и степени “саморазрушения” керна. В разрезе скв. С-17 (а также Перевозовской скв. 1 и Восточно-Полтавской скв. 12) явления саморазрушения пород вне среды их залегания также резко возрастают с глубины 6 км, что согласуется с увеличением разнообразных форм разуплотнения (включая газовую пористость и трещиноватость) по данным электронно-микроскопического сканирования. По-видимому, глубина 6 км это универсальный рубеж (глубже возможны и другие уровни такого рода) разуплотняющей роли процессов глубинной дегазации. Механизмы этого разуплотнения, судя по указанному разнообразию морфологии вторичной пустотности и состава сингенетичной минерализации, различны. Наиболее простым и в то же время универсальным фактором разуплотнения является газовая пористость и трещиноватость, обусловленная непосредственным взаимодействием восходящих потоков легких газов с твердой фазой и поровыми растворами пород. Согласно [14], следствием имплантации легких газов в различные материалы является формирование внутреннего напряженного состояния, что приводит к увеличению объема минералов (оливин, кварц и др.) и появлению различных физико-механических эффектов (повышение роли разнообразных структурных дефектов, дислокационных розеток и т. п.). При этом в кристаллах исследуемых минералов возникали сначала изолированные поры треугольной и ромбической конфигурации, инициирующие микротрещиноватость, вдоль которой, в свою очередь, образовывались поры. Эти эксперименты объясняют генезис характерных для глубокозалегающих вторичных коллекторов треугольных и ромбических пор (каверн) на пересечении микротрещин (см. рис. 2). Однако это лишь первая стадия разуплотнения. Развитие указанных процессов имплантации легких газов в минеральные агрегаты горных пород сопровождалось трансформацией восходящих газовых потоков, связанных с окислением водорода и образованием, наряду с H<sub>2</sub>O, H<sub>2</sub>S и HCl (ассоциация каолинит-диккитовых агрегатов с пиритом и галитом (см. рис. 4)). Образующиеся при этом гидротермы характеризуются пестрыми физико-химическими показателями (широкие вариации pH и Eh, pCO<sub>2</sub>, активности H<sub>2</sub>S и HCl), обладая агрессивными свойствами по отношению к твердой фазе как кварцево-силикатных, так и карбонатных пород. Отражением этой физико-геохимической пестроты являются охарактеризованные аномальные минеральные ассоциации в порах (кавернах, трещинах) вторичных коллекторов нефти и газа, само присутствие которых в указанном диапазоне глубин является термодинамической аномалией и может быть объяснено только современными (недавними и текущими) процессами глубинной дегазации Земли.

## Цитированная литература

1. Лукин А. Е. Литолого-эпигенетические признаки проявления процессов дегазации Земли // Дегазация Земли и геотектоника: Тез. докл. III Всесоюз. совещ. – Москва: Наука, 1991. – С. 153–154.
2. Лукин А. Е. Глубинная гидрогеологическая инверсия как глобальное синергетическое явление: теоретические и прикладные аспекты. Статья 3. Глубинная гидрогеологическая инверсия и нефтегазоносность // Геол. журн. – 2005. – № 2. – С. 44–61.
3. Лукин А. Е. Система “суперплюм – глубоководные сегменты нефтегазоносных бассейнов” – неисчерпаемый источник углеводородов // Геол. журн. – 2015. – № 2. – С. 7–20.
4. Лукин А. Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине // Геофиз. журн. – 2014. – **36**, № 4. – С. 3–23.
5. Словарь по геологии нефти и газа / Под ред. К. А. Черникова. – Ленинград: Недра, 1988. – 679 с.
6. Лукин А. Е. Проблемы нефтисинергетики – нелинейной геологии нефти и газа // Геол. журн. – 2004. – № 1. – С. 21–39.
7. Лукин А. Е. Литогенетические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. – Киев: Наук. думка, 1997. – 225 с.
8. Лукин А. Е. Генетические типы вторичных преобразований и нефтегазоаккумуляция в авлакогенных бассейнах / АН УССР. Ин-т геол. наук. – Препр. – Киев, 1989. – 51 с.
9. Деформационные свойства горных пород при высоких давлениях и температурах / Под ред. Л. А. Шрейдер. – Москва: Недра, 1968. – 358 с.
10. Лукин А. Е. Гипогенно-аллогенетическое разуплотнение – ведущий фактор формирования вторичных коллекторов нефти и газа // Геол. журн. – 2002. – № 4. – С. 15–32.
11. Лукин А. Е., Гарипов О. М. Литогенез и нефтегазоносность юрских отложений Среднеширотного Приобья // Литология и полез. ископаемые. – 1994. – № 4. – С. 32–42.
12. Коробов А. Д., Коробова Л. А. Пульсирующий стресс как отражение тектоногидротермальной активизации и его роль в формировании продуктивных коллекторов чехла (на примере Западной Сибири) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 6. – С. 4–12.
13. Коржинский Д. С. Теория метасоматической зональности. – Москва: Наука, 1969. – 57 с.
14. Гуфельд И. Л., Гусев Г. А., Матвеева М. И. Метастабильность литосферы как проявление восходящей диффузии легких газов // Докл. РАН. – 1998. – **362**, № 5. – С. 677–680.
15. Кольская сверхглубокая. Исследование глубинного строения континентальной коры с помощью бурения Кольской сверхглубокой скважины. – Москва: Недра, 1984. – 490 с.

## References

1. Lukin A. E. Outgassing of the Earth and geotectonics, Proc. of the III All-Union conf., Moscow: Nauka, 1991: 153–154 (in Russian).
2. Lukin A. E. Geol. J., 2005, No 2: 44–61 (in Russian).
3. Lukin A. E. Geol. J., 2015, No 2: 7–20 (in Russian).
4. Lukin A. E. Geol. J., 2014, **36**, No 4: 3–23 (in Russian).
5. Dictionary of Oil and Gas Geology, Ed. K. A. Chernikov, Leningrad: Nedra, 1988 (in Russian).
6. Lukin A. E. Geol. J., 2004, No 1: 21–39 (in Russian).
7. Lukin A. E. Lithogendynamic factors of oil-gas accumulation in aulacogenic basins, Kiev: Naukova Dumka, 1997 (in Russian).
8. Lukin A. E. Genetical types of secondary alteration and oil-gas accumulation in aulacogenic basins, Preprint, AS USSR, Institute of Geological Sciences, Kiev, 1989 (in Russian).
9. Deformation properties of rocks under high pressures and temperatures, Moscow: Nedra, 1968 (in Russian).
10. Lukin A. E. Geol. J., 2002, No 4: 15–32 (in Russian).
11. Lukin A. E., Garipov O. M. Lithologija i poleznie iskopaemije, 1994, No 4: 32–42 (in Russian).
12. Korobov A. D., Korobova L. A. Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh i gazovyh mestorozhdenij, 2011, No 6: 4–12 (in Russian).
13. Korzhinskij D. S. The theory of metasomatic zonation, Moscow: Nauka. 1969 (in Russian).
14. Gufeld I. L., Gusev G. A., Matveeva L. I. Dokl. Ros. AN, 1998, **362**, No 5: 677–680 (in Russian).
15. The Kola superdeep, Moscow: Nedra, 1984 (in Russian).

Поступило в редакцию 17.02.2016



Академік НАН України **О. Ю. Лукін, І. П. Гафіч**

Інститут геологічних наук НАН України, Київ

*E-mail:* ukrnigri@mail.ru

### **Про генезис вторинних колекторів нафти та газу на надвеликих глибинах**

*Присутність високодебітних колекторів нафти та газу в нижньому карбоні на глибині понад 6 км обумовлена впливом на інтенсивно ущільнені (з практично повністю редукованою седиментаційно-літогенетичною пористістю) осадові породи високоентальпійних флюїдів плюмтектонічної природи на нео- і актуотектонічному етапах розвитку нафтогазоносного басейну. Особливу роль відіграє поточна гелієво-воднева продувка. Вона забезпечує як чисто фізичне розущільнення (“газова” пористість і тріщинуватість), так і фізико-хімічні процеси вилуговування і кислотного розчинення.*

**Ключові слова:** глибокозалягаючі нафтогазоносні комплекси, вторинні колектори, газова пористість.

Academician of the NAS of Ukraine **A. E. Lukin, I. P. Gaphich**

Institute of Geological Sciences of the NAS of Ukraine, Kiev

*E-mail:* ukrnigri@mail.ru

### **On the genesis of secondary reservoirs of oil and gas at superdeep depths**

*The presence of high-yield reservoirs of oil and gas in the Lower Carboniferous at a depth of more than 6 km is caused by the action of ascending plumetectonic high-enthalpy fluids upon intensively compressed (with practically total reduction of sedimentary porosity) sedimentary rocks. These processes are connected with neo- and actuatotectonic stages of the evolution of deep sedimentary basins. The current helium-hydrogen “blowing-up” is of special importance in the formation of such reservoirs. It provides both a purely physical deconsolidation (“gas” porosity and fracturing) and physicochemical processes of leaching and acid dissolution.*

**Keywords:** deep-lying petroliferous complexes, secondary reservoirs, gas porosity.