

2,1 км. Основание же ее было сложено мезозойско-кайнозойскими осадками мощностью до 10 км, собранными в складки и прикрытыми четвертичным плиоцен-антропогенным плащом. Также с позднего плиоцена в краевой части Закарпатского прогиба формировалась Выгорлат-Гутинская гряда современного рифтогенного вулканизма с дифференцированными лавами и туфами базальтов, андезито-базальтов и андезитов мощностью до 0,5 км.

1. Дерябин Н. И. Рудные формации Украины. – Киев: София, 2006. – 305 с.
2. Дерябин Н. И. Тектонические стадии земной коры и их металлогения. – Киев: София, 2006. – 231 с.
3. Дерябин Н. И. О тектонической границе Западного Донбасса с Днепровско-Донецкой впадиной // Доп. НАН України. – 2006. – № 4. – С. 108–112.
4. Китык В. И. Соляная тектоника Днепровско-Донецкой впадины. – Киев: Наук. думка, 1970. – 202 с.

*Институт геологических наук
НАН Украины, Киев*

Поступило в редакцию 28.03.2007

УДК 553.98:550.4:551.21:549.214

© 2007

Член-корреспондент НАН Украины А. Е. Лукин

О включениях природных высокотемпературных сплавов со структурами твердофазного распада в коллекторах нефти и газа на больших глубинах

We have discovered the inclusions of natural high-temperature alloys with structures of the type of Widmanstätten figures within deep-lying petroliferous reservoirs.

Промышленные скопления нефти и газа на глубинах более 4 км, включая ряд крупных, а также крупнейших и гигантских месторождений, установлены в 70 осадочных бассейнах мира. Для интервала 4–7 км суммарные разведанные запасы составляют около 4 млрд т нефти и свыше 8,5 трлн м³ газа. Что же касается прогнозных ресурсов, то их оценка в значительной мере зависит от тех или иных представлений о закономерностях нефтегазоаккумуляции (источники углеводородов, фазово-геохимическая зональность нефтяных в разрезе литосферы и, в частности, стратисферы, нефтегазоносность глубокозалегающих комплексов, морфология резервуаров и условия их экранирования). При этом особое значение имеет вопрос о природе коллекторов. С термодинамической точки зрения процессы изменения осадочных отложений с глубиной (диагенез → катагенез → метagenез → региональный метаморфизм) аналогичны процессам физики спекания [1], и их результатом является редукция пустотного, прежде всего первично-порового, пространства.

Данные петрографических исследований алевропесчаных пород различных угленосных бассейнов свидетельствуют о том, что уже на стадиях катагенеза МК₂ — МК₃, соответствующих газовым — жирным углям, первичные терригенные коллекторы отсутствуют. Более того, кварцевые песчаники (а в особенности алевролиты и ритмиты) подвергаются процессам вторичного окварцевания уже на стадии МК₁ (длиннопламенные угли). Поэтому сохранение первичных коллекторов на больших глубинах возможно только для разрезов

с весьма растянутой катагенетической зональностью, характерной, прежде всего, для кайнозойских глубоких прогибов с лавинным характером седиментации и широким развитием явлений недоуплотнения. В более древних, в частности палеозойских, формациях основными факторами ингибирования катагенетических процессов, торможения структурных преобразований песчаных пород и консервации их порового пространства являются углеводороды (УВ). Насыщение порового пространства нефтью или углеводородным газом в той или иной мере (в зависимости от структуры порового пространства, содержания остаточной воды, соотношения полной, открытой и эффективной пористости) тормозит процессы растворения минералов под давлением и аутигенно-минеральной цементации (в частности, образование регенерационного и внутрипорового SiO_2 цемента).

Таким образом, сталкиваясь с продуктивным песчаным коллектором на больших глубинах, последователи учения о главных фазах нефте- и газообразования в его ортодоксальном варианте обычно допускают, что он был заполнен нефтью (газом) до погружения на соответствующие глубины. Столь распространенные во второй половине прошлого столетия представления хорошо увязывались с основными положениями осадочно-миграционной теории. Из них, в свою очередь, вытекали представления о чрезвычайной длительности (“капля за каплей” миллионы лет) формирования залежей (месторождений) и об их преимущественно древнем возрасте. Так, по мнению многих исследователей (Н. Ф. Балуховский, В. А. Витенко, Б. П. Кабышев, Б. Д. Гончаренко и др.), многочисленные газоконденсатные, а также нефтяные, нефтегазовые и газовые залежи в нижнекаменноугольных отложениях центральной части Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) начали образовываться еще в раннем карбоне и формировались на протяжении серпуховского, башкирского и московского ярусов, т. е. этапа длительностью до 30–40 млн лет и более. Это обусловило заполнение большого количества седиментационно-палеогеоморфологических и палеоструктурных ловушек древними (ранне- и среднекарбовыми) залежами, сохранение на больших глубинах кварцево-песчаных коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами, соответствующими IV–II (иногда I) классам.

К сожалению, такая, казалось бы, логичная схема не выдерживает критики с геотермодинамической и флюидодинамической точек зрения, а главное — опровергается сугубо эмпирическими данными изучения природы порового пространства по его морфологическим особенностям, характеру цементации и составу аутигенных минералов. Мономинеральные кварцевые песчаники, с которыми связаны основные продуктивные горизонты нижнего карбона ДДВ, где открыто 96 месторождений с углеводородными залежами на глубинах свыше 4 км, особенно показательны в этом отношении¹.

Максимальный приток нефти на глубинах свыше 5 км ($94 \text{ м}^3/\text{сут}$) получен на Карайковском месторождении (скв. 2) в интервале 4981–5196 м из серпуховского (горизонты С-5–С-6) вторично-порового коллектора. Пластовое давление в нефтяной залежи составило 55 МПа, температура $124 \text{ }^\circ\text{C}$ (для сравнения следует отметить, что пластовая температура нефтяной залежи месторождения Лейк-Вашингтон в дельте р. Миссисипи на глубине 6543 м составляла свыше $200 \text{ }^\circ\text{C}$).

Наибольшая по глубине отметка промышленного притока газа в ДДВ — 6300 м (Перезовское месторождение, скв. 1, визейский ярус, горизонт В-22, абс. дебит $35000 \text{ м}^3/\text{сут}$). Эта наиболее глубокая среди НГБ Евразии газоконденсатная залежь характеризуется на-

¹Из них на 43 месторождениях залежи (преимущественно газоконденсатные) залегают на глубинах свыше 5 км. Их суммарные запасы категорий А+В+С₁+С₂ составляют свыше 300 млн т условного топлива.

чальным пластовым давлением 113,58 МПа (коэффициент аномальности 1,78) и температурой 146,2 °С [2].

Впечатляют значения максимальных дебитов газа из глубокозалегающих терригенных коллекторов, полученные на месторождениях Сахалинском нефтегазоконденсатном (скв. 14, 4755–4780 м, 2722 тыс. м³/сут), Валюховском газоконденсатном (скв. 1, 5347–5393 м, горизонт Т-1, 2240 тыс. м³/сут; скв. 2, 5198–5213 м, 1968 тыс. м³/сут) и Рудовском газоконденсатном (скв. 1, 5750–5750 м, горизонт Т-1, 1020 тыс. м³/сут) в диапазоне начальных пластовых давлений от 52 до 60 МПа и температур от 124 до 138 °С. Все соответствующие залежи (как и основная часть большого количества остальных промышленных скоплений УВ в глубокозалегающих турнейских, визейских и серпуховских отложениях) экранируются глинистыми покрывками и приурочены к вторично-поровым терригенно-гранулярным коллекторам нижнего карбона, которые осложнены разнообразными диаклазами (включая многочисленные трещины флюидоразрыва). Их открытая пористость достигает 22%. Данные изучения аутигенных минералов, сингенетичных углеводородонасыщенной пустотности, опровергают представления о консервации первичного порового пространства песчаных пород, сформированными свыше 250–300 млн лет назад углеводородными залежами. Эти коллекторы представляют собой трещинно-кавернозно-вторично-поровые пневмолито-гидротермальные метасоматиты, которые по комплексу минералого-геохимических и гидрогеохимических показателей сформировались на нео- и актуотектоническом этапах [2–4]. Возраст приуроченных к ним залежей (они всегда сопровождаются оторочками опресненных гидрокарбонатных и смешанных хлоридно-гидрокарбонатных вод с низкой, но различной степенью минерализации на контакте с литокатагенными хлорокальциевыми рассолами) не превышает 1 млн лет [4].

Субстратом этих коллекторов-метасоматитов являются катагенетически преобразованные (в диапазоне МК₂ — МК₅, а на глубинах свыше 7 км, по-видимому, — до апокатагенеза и метагенеза) кварцевые песчаные породы, разнообразных по фациальному составу и форме тел (русла, бары и т.п.) кварцевых песчаников, пористость которых ко времени формирования нефтегазоносных коллекторов была редуцирована до 1–3%. Распространение вторичных коллекторов контролируется в общем столбообразными, но прихотливыми по морфологии прерывистыми зонами и связано с наложенным воздействием восходящих высокоэнталийных флюидов, близких по химизму к гранитизирующим трансмагматическим флюидам [5]. Установленная совокупность аутигенных гипогено-аллогенетических минералов и их последовательность в целом согласуются с такими представлениями. Формирование вторичного коллектора-метасоматита по плотному кварциту-песчанику включает в себя щелочную (калишпаты, анальцит, альбит, Са-цеолиты, гидрослюда, карбонаты, сульфиды) и кислую (минералы SiO₂, диккит, триклинный каолинит) стадии [3, 4]. Ранее минералогия и геохимия этих коллекторов была изучена на мезо- и микроуровнях. Электронно-микроскопическое сканирование и рентгеноспектральное зондирование (растровый электронный микроскоп РЭМ-106, лаборатория литологии ЧО УкрГГРИ, операторы И. М. Райский, И. И. Самойленко) газоконденсатных вторичных коллекторов в нижнекаменноугольных (турне, визе, серпухов) комплексах центральной части ДДВ на глубинах свыше 4 км (Андреяшевское, Камышнянское, Краснозаводское, Свиридовское, Семереньковское, Яблунское и другие месторождения) подтвердили сделанные ранее выводы и существенно дополнили их открытием разнообразных самородных металлов и интерметаллических соединений, которые, наряду с углеводородами, относятся к терминальным генерациям во вторичном поровом пространстве. Во всех изученных

(свыше 100) образцах керна коллекторов установлено присутствие: самородного железа с различными примесями (Ni, Cr, Mn, PЗЭ и др.), титана, хрома, меди, цинка, свинца, олова, сурьмы, алюминия и разнообразных интерметаллических соединений, твердых растворов, природных сплавов. Степень концентрации их во вторичных коллекторах варьирует в широких пределах. В ряде проб содержание некоторых дисперсных самородно-металлических частиц (ДСМЧ), неравномерно распыленных в породе, столь велико, что фиксируется по данным рентгеновской дифрактометрии (от нескольких десятых долей процента до 1–3%). Это относится, прежде всего, к самородному железу, а также к титану, цинку, иногда алюминию. Степень чистоты, состав и содержание примесей в ДСМЧ варьируют в широких пределах. В целом ассоциация различных металлов, установленных в качестве главных и примесных компонентов ДСМЧ, отражает аномальную геохимию (Fe, Cr, Ni, платиноиды, Au, Zn, Pb, Cu, Hg, Sn, PЗЭ и др.) плюмтектонических очагов, возникающих на границе ядра и мантии [6]. Это существенно меняет представления об источниках высокоэнталийных восстановительных углеводородно-металлоносных флюидов, которые традиционно, особенно после публикаций Э.Б. Чекалока, связываются с верхней мантией (астеносферой). Интенсивная зараженность самородно-металлическими частицами нефтегазоносных вторичных коллекторов кристаллического фундамента, вулканогенных комплексов и глубокозалегающих осадочных отложений свидетельствует о том, что основные источники формирующих их флюидов, как и очаги возникновения мантийных плюмов, связаны не с верхней, а с несравненно — более мощной по объемам, энергетике и ресурсам высокоэнталийных восстановленных флюидов — нижней астеносферой, роль которой играют внешнее ядро и слой D». Об этом свидетельствует присутствие в ассоциации с ДСМЧ самородного кремния, муассанита, когенита, карбида титана и ванадия (рис. 1). Однако наиболее впечатляющим подтверждением реальности процессов внедрения суперглубинных флюидов в объемах данного исследования является присутствие среди ДСМЧ относительно крупных (до 200–220 мкм в поперечнике) включений продуктов кристаллизации высокотемпературных расплавов, которые обнаруживают различные признаки структурных изменений, связанных с шоковым охлаждением (корки закалывания, структуры твердофазного распада типа видманшtedтовой и др.) (рис. 2). М.И. Новгородова в своей известной классификации закономерных сообществ самородных металлов отнесла такие образования к ассоциации самородных металлов метеоритов, включающих никелистое железо с малыми количествами самородной меди и сопутствующими им фосфидами, нитридами, карбидами и сульфидами [7, с. 273]. При этом она подчеркивает, что “аналоги их (... продуктов кристаллизации высокотемпературных расплавов и последующего твердофазного распада сложного по составу непривычного твердого раствора с характерными видманшtedтовыми структурами распада) в земных геологических образованиях не известны” [7, с. 274]. Поскольку участие метеоритов в формировании этих коллекторов исключается, то приходится допустить сугубо земное происхождение таких включений в ассоциации с ДСМЧ различного состава, а также карбидами, силицидами, самородным кремнием и разнообразными сульфидами. Они являются прямыми индикаторами внедрения в осадочную толщу НГБ суперглубинных высокотемпературных флюидов, поскольку, судя по аналогии с метеоритным железом, для образования видманшtedтовых структур нужны сбросы температуры диапазоном порядка 2000–3000 °С. В земных условиях это возможно лишь при условии достаточно быстрого подъема флюидов от границы ядро — мантия до верхних слоев земной коры. Признаки явного участия энергии и вещества глубинных геосфер в функционировании различных углеводородогенерирующих

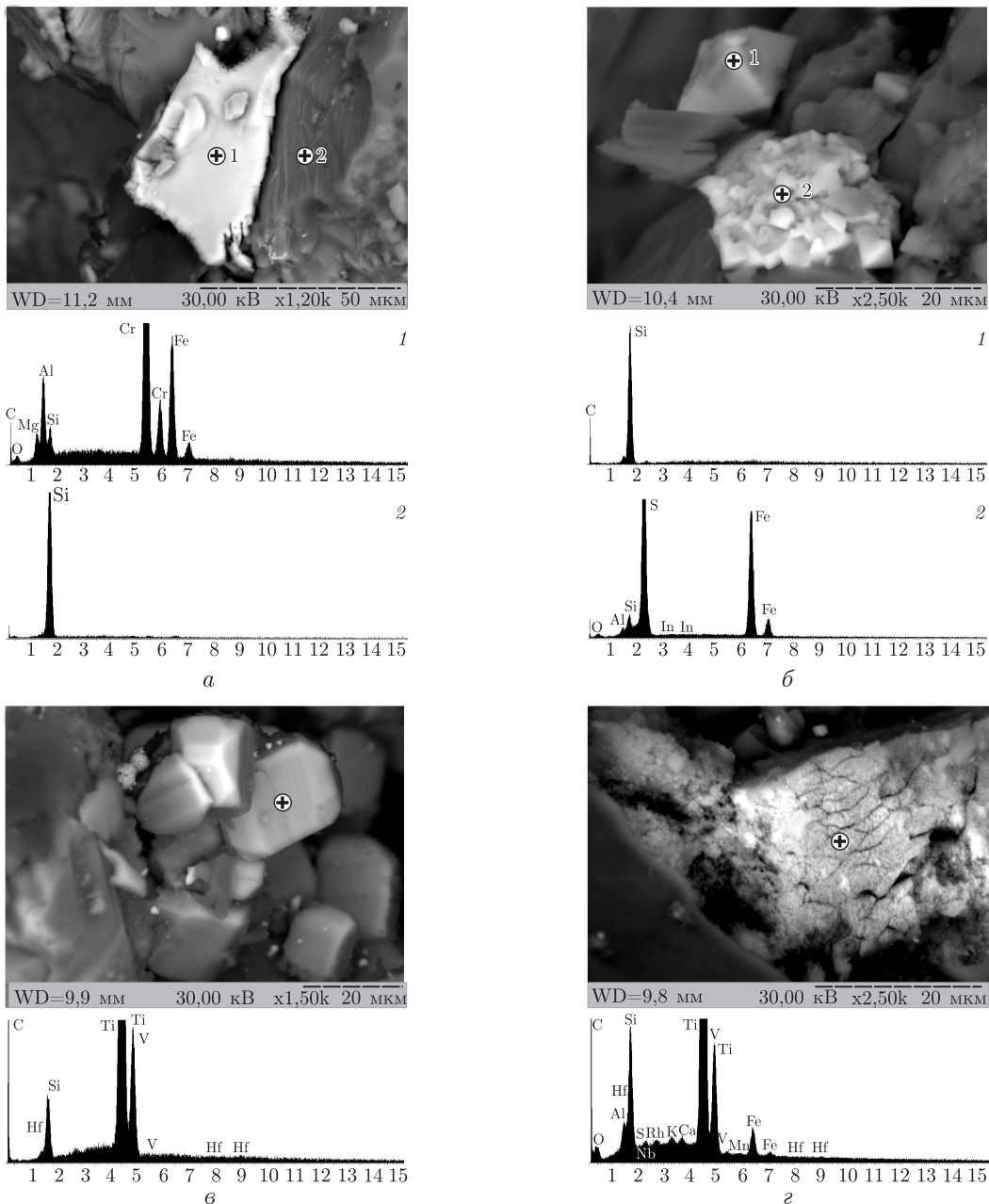


Рис. 1. Парагенез минералов системы Fe–Cr(Ni)–Si–C в газоконденсатных вторичных коллекторах — метасоматитах, образованных на субстрате кварцитов-песчаников нижнего карбона ДДВ:

а — природный твердый раствор хрома, железа и углерода (возможно изовит $[\text{Cr}_1\text{Fe}_3]_{23}\text{C}_6$) в виде пленки на пластинке Fe–Mg-хлорита (1) и самородный кремний (2) (Камышнянское месторождение, скв. 2, 5160–5176 м);

б — муассанит (1), пирит с примесью индия (2) в кристаллическом агрегате с диккитом и самородным железом (Свиридовское месторождение, скв. 5, 5830–5842,8 м);

в — карбид титана и ванадия (с примесью гафния) — минерал, близкий к хамрабаевиту, но без железа (Андреяшевское месторождение, скв. 14, 4652–4668 м);

г — мегаколлоидный агрегат хамрабаевита (карбида титана, ванадия и железа, с примесью родия, ниобия, гафния и марганца), муассанита (?) и когенита (?) с дисперсной смешаннослойной фазой “гидрослюда — смектит”

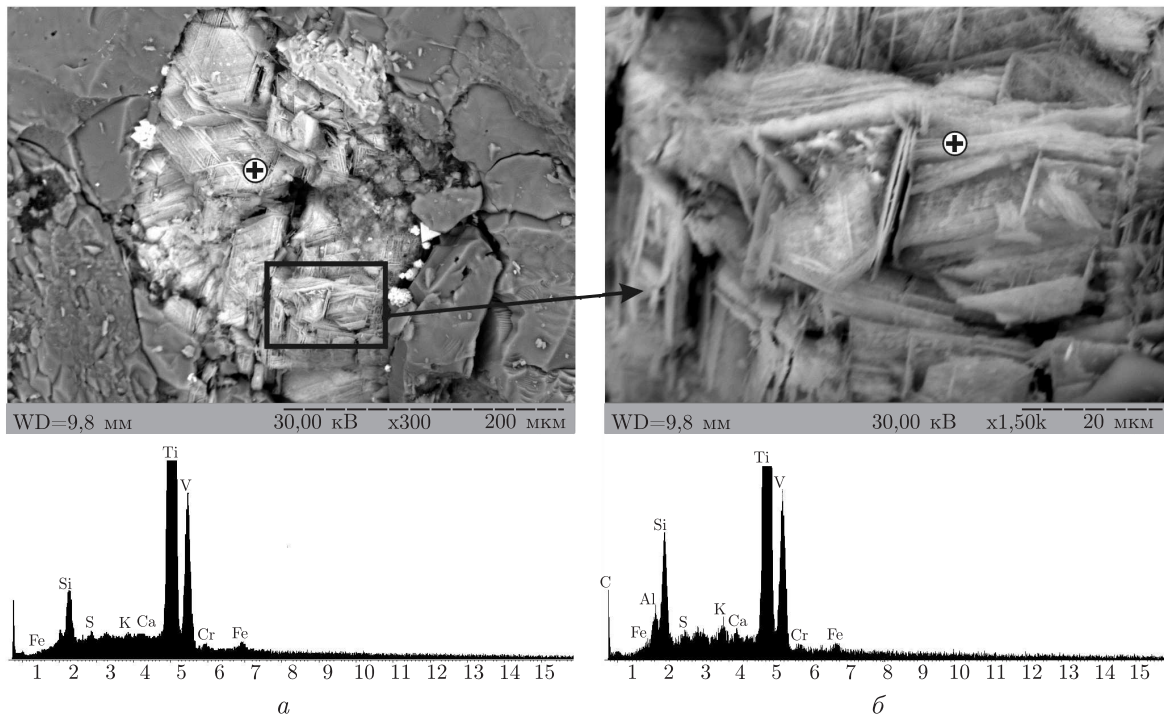


Рис. 2. Включение во вторичной поре (микрокаверне) песчаного коллектора природного высокотемпературного (рас)сплава титана и ванадия с образованием структуры твердофазного распада при шоковом охлаждении (Свиридовское месторождение, скв. 5, 5830–5842 м, турнейский продуктивный горизонт Т-1): *а* – включение со структурой типа видманштетдовой; *б* – детали этой структуры

систем в соответствии с основными положениями синергетической теории нефтегенеза [8] существенно меняют наши представления об углеводородном потенциале больших глубин.

1. Гегузин Я. Е. Физика спекания. – Москва: Наука, 1967. – 325 с.
2. Лукин А. Е., Шпак П. Ф. Нефтегазоносные бассейны Днепровско-Донецкого авлакогена и основные геодинамические закономерности их формирования. – Киев: Ин-т геол. наук НАН Украины, 1993. – 48 с.
3. Лукин А. Е. Гипогенно-аллогенетическое разуплотнение – ведущий фактор формирования вторичных коллекторов нефти и газа // Геол. журн. – 2002. – № 4. – С. 15–32.
4. Лукин А. Е. Глубинная гидрогеологическая инверсия как глобальное синергетическое явление: теоретические и прикладные аспекты. Ст. 3. Глубинная гидрогеологическая инверсия и нефтегазоносность // Там же. – 2005. – № 2. – С. 44–61.
5. Коржинский Д. С. Взаимодействие магм с трансмагматическими флюидами // Зап. Всесоюз. минерал. о-ва. – 1977. – Вып. 2. – С. 173–177.
6. Лукин А. Е. Самородные металлы и карбиды – показатели состава глубинных геосфер // Геол. журн. – 2006. – № 4. – С. 17–46.
7. Новгородова М. И. Самородные металлы в гидротермальных рудах. – Москва: Наука, 1983. – 287 с.
8. Лукин А. Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем) // Геол. журн. – 1999. – № 1. – С. 30–42.

Институт геологических наук
НАН Украины, Киев

Поступило в редакцию 31.05.2007