

Член-корреспондент НАН Украины А. Е. Лукин

## О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли

*Розглядаються спільні фактори формування нетрадиційних ресурсів газу, пов'язаних з різними за літологією низькопроникними ("щільними") колекторами — чорними сланцями (сланцевий газ), щільними пісковиками, алевролітами та ритмітами (централь-но-басейновий газ), кам'яним вугіллям (вугільний газ). Це, зокрема, явище нерівномірної гідрофобізації та капілярного усмоктування метану з різних джерел (катагенетична або гіпогенно-алогенетична генерація керогеном, водорозчинний метан підземних вод, його струменева міграція з глибин тощо), що дозволяє з'ясувати невідповідність газоємності щільних резервуарів реальним обсягам видобування з них природного газу. Це дає підстави розглядати сланцевий центрально-басейновий та вугільний газ як ті нетрадиційні ресурси, що відновлюються.*

По мнению ряда ведущих экспертов в области глобальной энергетики, XXI ст. будет “веком газа”. По прогнозам Департамента энергетики США в 2030 г., по сравнению с 2003 г., роль газа как энергоносителя возрастет в 10 раз. Предполагается [1], что к 2030 г. ежегодная добыча природного газа по разным оценкам достигнет 3900–4500 млрд м<sup>3</sup> (эти цифры, по-видимому, близки к предельным). Естественно, прежде всего, возникает вопрос о газовых ресурсах земных недр. Практически все мировые разведанные запасы и прогнозные ресурсы природного газа связаны со стратисферой — “наслоенной” (вулканогенно-)осадочной оболочкой Земли (в кристаллическом фундаменте пока не открыты газовые аналоги уникального нефтяного месторождения Белый Тигр, освоение и изучение которого изменило представления о нефтяном потенциале “гранитного слоя” литосферы). Поэтому особое значение приобретает оценка ее углеводородно-газового потенциала. Газоносность стратисферы представлена несколькими генетическими (и промысловыми) типами: 1) традиционными макроскоплениями (залежами, месторождениями) свободного газа в терригенных и карбонатных коллекторах; 2) природным газом, диспергированным в плотных породах с низкой проницаемостью; 3) метаном, растворенным в подземных водах; 4) метаном в виде газогидратных скоплений. В настоящее время, помимо свободного газа, успешно осваивается природный газ пород с низкой проницаемостью, тогда как освоение огромных возобновляющихся ресурсов водорастворенного и газогидратного метана только начинается.

Мировые геологические ресурсы свободного газа в виде традиционных месторождений огромны (25 лет назад они оценивались в 650 трлн м<sup>3</sup> [2], а по некоторым неофициальным современным оценкам превышают 1000 трлн м<sup>3</sup>). Однако основные его разведанные запасы в той или иной мере удалены от потребителя и, в основном, сосредоточены в регионах с экстремальными природными или геополитическими условиями добычи и транспортировки (Ямал, Баренцево море, Южный Иран, Катар и др.). В еще большей мере сказанное относится к распределению прогнозных зон интенсивного газонакопления (Арктика, моря Дальнего Востока, континентальный склон, батиаль и абиссаль Мирового океана и его морей). Поэтому неуклонно возрастает интерес к нетрадиционным источникам природного газа, которые широко распространены в нефтегазоносных регионах с развитой промышленностью

и инфраструктурой. Ярким его проявлением стал “газсланцевый бум”, возникший в связи с недавним (2008–2009 гг.) беспрецедентным скачкообразным увеличением (на 75 млрд м<sup>3</sup> за 2,5 года) газодобычи на Северо-Американском континенте за счет “взрывного” освоения Барнет и других месторождений сланцевого газа (СГ) [3]. В результате США (в 2009 г. добыто 623 млрд м<sup>3</sup>) обогнали Россию (540 млрд м<sup>3</sup>) и стали лидером мировой газодобывающей промышленности. Следует отметить, что этот внезапный для мирового сообщества скачок в газодобыче, действительно связанный с СГ, был подготовлен длительной историей освоения низкопроницаемых плотных (“тугих”) газовых коллекторов (low-permeable tight gas reservoirs — TGR), проницаемость которых ниже 0,1–1 мд, вследствие чего матрица коллектора практически лишена эффективной пористости и, вместо свойственной нормально-проницаемым коллекторам сплошной газовой фазы, газонасыщение приобретает дискретный многофазно-дисперсный (в виде газовых пузырьков, в сорбированном, окклюзиванном, твердорастворенном и, возможно, других состояниях) характер. Они представлены тремя различными по литологии газоносного субстрата, но близкими по технологии освоения (бурение L-образных скважин с искусственным гидроразрывом и расклиниванием трещин пропантами) типами TGR — нетрадиционных источников природного газа. Именно благодаря последовательному освоению всех трех типов TGR (центральнобассейновый газ депрессионных низкопроницаемых терригенных пород, угольный метан, СГ), США и стали мировым лидером газодобычи. К 2030 г. на Северо-Американском континенте из TGR планируется добывать более половины общего объема природного газа. Прогнозируются значительные объемы добычи газа из нетрадиционных источников в Китае и некоторых других странах.

Газоносные сланцеватые пелитоморфные породы, которые не вполне корректно именуется black shales или черными сланцами (ЧС), в системе TGR занимают ведущее положение и по углеводородному потенциалу, и благодаря той особой роли, которую они играют в процессах природного газонакопления. Прежде всего, следует отметить, что интерес в США к проблеме СГ возник задолго до “газсланцевого бума”. Из ЧС нижнего карбона (миссисипия) в Аппалачском нефтегазоугольном бассейне был получен первый скважинный приток природного газа еще в 1825 г. (г. Фредония, штат Нью-Йорк). В последующие годы притоки газа постоянно сопровождали проходку скважин в пенсильванских, миссисипских и девонских ЧС различных районов внешней и внутренней зоны обширного Аппалачского и других северо-американских прогибов (осадочных бассейнов). В некоторых случаях эти притоки были столь интенсивными и устойчивыми, что отдельные скважины эксплуатировались многие годы. В этом отношении выделяется открытое в 1927 г. гигантское газовое месторождение Биг-Сэнди [4], промышленная газоносность которого связана с верхнедевонскими ЧС свиты Огайо (толщина 120–1200 м, глубина залегания 370–950 м, площадь распространения ~ 15000 км<sup>2</sup>). Это тонко- и микрослоистые трещиноватые (тонкоплитчатые, листоватые) черные или коричневые пелитоморфные “битуминозно-глинистые” породы (с содержанием органического вещества 2–15%), которые близки к породам таких девонских и каменноугольных свит (формаций), как Чаттануга, Барнет, Марцеллус и др., по которым впоследствии были названы известные в настоящее время месторождения СГ [3]. В отличие от них, Биг-Сэнди эксплуатировалось преимущественно обычными скважинами. До 1951 г. здесь было пробурено 3414 скважин, из которых только в 207 (6%) были получены притоки газа с устойчивыми промышленными дебитами. Затем количество продуктивных скважин увеличилось в связи с применением взрывов динамитных зарядов в открытых стволах скважин. В последние годы добыча газа здесь резко возросла в связи

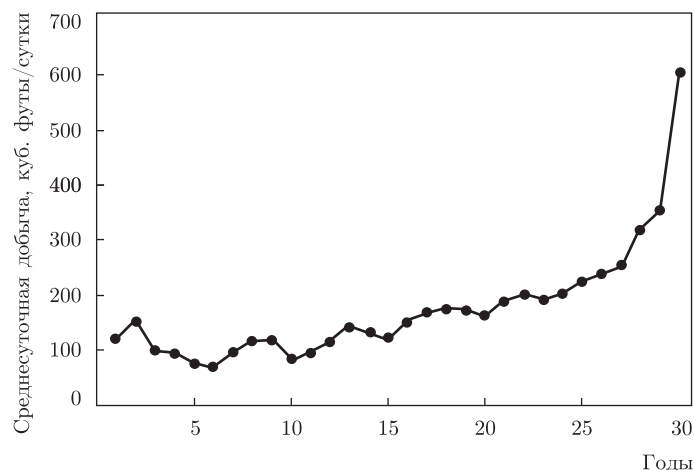


Рис. 1. Месторождение Биг-Сэнди — пример многолетней добычи СГ [4]

с успешным применением методики вытеснения природного СГ углекислым газом (рис. 1). Таким образом, это месторождение, которое достаточно интенсивно разрабатывается свыше 70 лет, является ярким примером свойственного газоносным сланцам, а также другим TGR важнейшего феномена, который заключается в несоответствии объемов добываемого газа и газонасыщенной пустотности низкопроницаемого коллектора. Элементарные расчеты свидетельствуют о том, что при обычных для них значениях пористости (3–7%) интенсивная добыча заключенного в них природного газа должна продолжаться не годы, а недели или месяцы. Указанное несоответствие демонстрирует и ряд известных в Северной Америке месторождений центральнобассейнового газа (Дип-Бейсн, Сан-Хуан и др.), а также угольного метана. Для объяснения этого парадокса привлекают разнообразные физико-химические модели, согласно которым в процессе интенсивной разработки (с применением интенсивного гидроразрыва), помимо свободного газа, мобилизуются различные формы сорбированного и окклюдированного в плотной породе метана. Однако техногенное извлечение газа из TGR производится слишком быстро для включения в процесс экстракции связанных форм газа (к низкопроницаемым плотным алевро-песчаным породам эти модели вообще мало применимы). Объяснить указанное несоответствие можно лишь на основе допущения о перманентном подтоке природного газа в TGR.

Для ЧС и углей такое явление может быть в какой-то мере связано с современными процессами катагенетической (или гипогенно-аллогенетической) генерации газа керогеном. Действительно, анализ данных по освоению СГ в Северной Америке позволил выделить два типа его месторождений [3].

К первому типу относится большинство известных в США месторождений, включая Барнет, Марцеллус и др. Это огромные (тысячи км<sup>2</sup>) ареалы палеозойских ЧС, залегающих преимущественно на небольших (менее 1500 м) глубинах. Степень их катагенеза соответствует разным градациям прото- и мезокатагенеза (ПК<sub>2</sub>-МК<sub>3</sub>), но максимальные палеотемпературы как правило существенно (на 20–100 °С) выше, чем современные. Разработка их носит экстенсивный характер. Так, на месторождении Барнет, где первый промышленный приток СГ был получен в 2003 г., газ добывается из 11800 скважин и разработка уже ведется в пределах основной части ареала (общая площадь около 20000 м<sup>2</sup>) распространения верхнедевонской черносланцевой формации Барнет [3].

Ко второму типу относятся месторождения Хейнесвил (США, Арканзас), а также Хорн-Ривер и Монтней (Канада, Британская Колумбия). Площади газоносных черносланцевых ареалов здесь гораздо меньше и количество “рабочих” скважин невелико (до 100), а глубины залегания ЧС гораздо больше, чем на месторождениях первого типа [3]. Тем не менее, и объемы добычи СГ, и долгосрочные перспективы его освоения очень велики и вполне конкурируют с такими гигантами, как Марцеллус и Барнет. Связано это с гораздо более высокими стабильными дебитами СГ, которые обусловлены спецификой геотермобарических условий. Если для месторождений первого типа современные температуры и давления ниже максимальных, система “сланец — газ” стабилизировалась после максимального прогрева и процессы генерации СГ сейчас не происходят, то месторождения второго типа характеризуются активной современной генерацией СГ. Благодаря этому у них гораздо выше пористость и степень раскрытости трещин, несмотря на значительные (3600–4500 м и более) глубины залегания. Это позволяет рассчитывать на получение промышленных притоков не только из L-образных, но также из субвертикальных и наклонных скважин.

Выделение месторождений СГ второго типа (аналогичные два типа должны присутствовать и среди месторождений угольного метана), безусловно, представляет большой интерес, поскольку существенно расширяет возможность освоения ресурсов СГ в тех странах, которые в силу экономических и (или) экологических причин не в состоянии экстенсивно осваивать их на обширных территориях с бурением тысяч скважин, проведением массового гидроразрыва и т. п. (к Украине это относится в полной мере). Однако указанный феномен несоответствия добываемых объемов СГ и емкостных свойств ЧС свойственен и месторождениям первого типа, к которому, в частности, относится и Биг-Сэнди. Более того, он присущ и низкопроницаемым плотным алевро-песчаным породам месторождений центральнобассейнового газа. Таким образом, следует искать другое, более универсальное объяснение указанного несоответствия, которое должно быть связано с каким-то общим свойством TGR. При всем разнообразии их литологии, минерального и химического состава, петрофизики таким общим свойством является в различной степени выраженная гидрофобность.

Горючие сланцы (коричневато-серые, желтые, оливковые пелитоморфные тонкослоистые или массивные осадочные породы на стадии протокатагенеза с содержанием преимущественно сапропелевого органического вещества 30–80%, которое при нагревании без доступа воздуха разлагается с выделением нефтеподобного “сланцевого масла”, сухого горючего газа и воды), вопреки широко распространенному ошибочному мнению, являясь источником синтетического газа, не могут рассматриваться как коллекторы природного СГ. Высокое содержание (мета)коллоидального сапропелевого органического вещества, присутствие разбухающих смектитовых фаз и органосмектитовых комплексов обуславливают высокую гидрофильность, что неблагоприятно как для накопления природного СГ, так и для его извлечения. Анализируя данные по литологии и геохимии газоносных сланцев известных месторождений, автор пришел к выводу о том, что наилучшими коллекторами СГ являются бывшие горючие сланцы, которые при переходе из зоны протокатагенеза в зону мезокатагенеза, вследствие потери существенного количества органического вещества (главным образом, за счет мобилизации битумоидов) трансформировались в темноокрашенные тонкоплитчатые (листоватые) породы. В процессе катагенетической (или гипогенно-аллогенетической) трансформации горючих сланцев в битуминозные ЧС (oil shales) кероген и пелитоморфное минеральное вещество петрофизически и физико-химически активируются, приобретая дополнительную пористость (с увеличением размеров поровых каналов)

и открытую (микро)трещиноватость. Таким образом, практически непроницаемые, гидрофильные, в различной степени пластичные, неблагоприятные для эффективного естественного и техногенного трещинообразования горючие сланцы и сапропелиты преобразуются в гидрофобные TGR, занимающие промежуточное положение между обычными коллекторами и крышками. Процесс такой трансформации запечатлен в ряде мощных депрессионных осадочных толщ. В частности, такой промежуточный характер носит олигоценая менилитовая формация Карпат, залегающая в зонах прото- и мезокатагенеза в широком диапазоне глубин. Здесь, наряду с разнообразными по литологии и вещественному составу ЧС, присутствуют горючие сланцы низкого качества (с содержанием органического вещества до 30–40%). Аналогичные явления характерны для майкопской серии различных регионов Крымско-Кавказской нефтегазонасыщенной провинции, кайнозой и мела бассейна Грин-Ривер (с самым большим в мире месторождением эоценовых горючих сланцев) и т. д.

Важнейшим результатом указанной катагенетической (или гипогенно-аллогенетической) трансформации является гидрофобизация пород в результате генерации нефтяных углеводородов (масел) и асфальтен-смолистых веществ в результате процессов термодеструкции полимер-липидных компонентов органического вещества, сопряженных с процессами минеральных преобразований глинистого вещества (замещение смектитов и разбухающих смешаннослойных фаз гидрослюдой, хлоритом, каолинитом). В процессе погружения и формирования катагенетической зональности эти факторы гидрофобности “размазываются” по всему разрезу депрессионных отложений, включая, наряду с ЧС, парагенетически связанные с ними терригенно-кластические породы (осадки авандельты, турбидиты и т. п.). При этом степень гидрофобизации пород определяется их литологическими, петрофизическими и физико-химическими свойствами, геотермобарическими и геотермодинамическими факторами. Наиболее интенсивно эта наложенная гидрофобизация проявляется в интервале ПК<sub>3</sub>–МК<sub>3</sub>, соответствующем т. н. главной фазе (зоне) нефтеобразования [2]. Однако, в силу известных закономерностей зональных процессов, она охватывает и интервал МК<sub>4</sub>–АК<sub>2</sub>. По мнению автора, именно гидрофобность является основным фактором газонакопления в сланцах и других типах малопроницаемых коллекторов с преобладанием капиллярных и субкапиллярных пор.

Роль капиллярного давления в процессах нефтегазонакопления общеизвестна. Оно является главным фактором литологического экранирования нефтяных и газовых залежей. Хорошо изучена роль капиллярных явлений при нефтегазонакоплении в алевро-песчаном коллекторе с изменчивыми размерами поровых каналов вследствие седиментационных (вариации гранулометрии и сортировки) или постседиментационных (аутигенная цементация порового пространства, изменение соотношения различных типов межзерновых контактов) процессов. В гидрофильной пористой среде капиллярное давление препятствует перемещению углеводородов из крупнозернистых (крупнопоровых) пород в мелкозернистые (мелкопоровые), а в гидрофобной — наоборот [5]. При накоплении СГ роль указанных явлений доминирует: природный капиллярный насос накачивает углеводороды в гидрофобные породы. Это позволяет сделать важный вывод: гидрофобизованные в процессе катагенеза ЧС всасывают природный метан (с интенсивностью, зависящей от степени гидрофобизации), поступающий из различных источников (рис. 2), что подтверждено, в частности, признаками смешения изотопного состава углерода метана (значения  $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$  в диапазоне 30–50‰).

Таким образом, указанное несоответствие добываемых объемов СГ и ограниченной емкости сланцев находит свое объяснение. Более того, становится понятной роль катагенетических преобразований керогена пелитоморфных осадочных пород при гидрофобизации

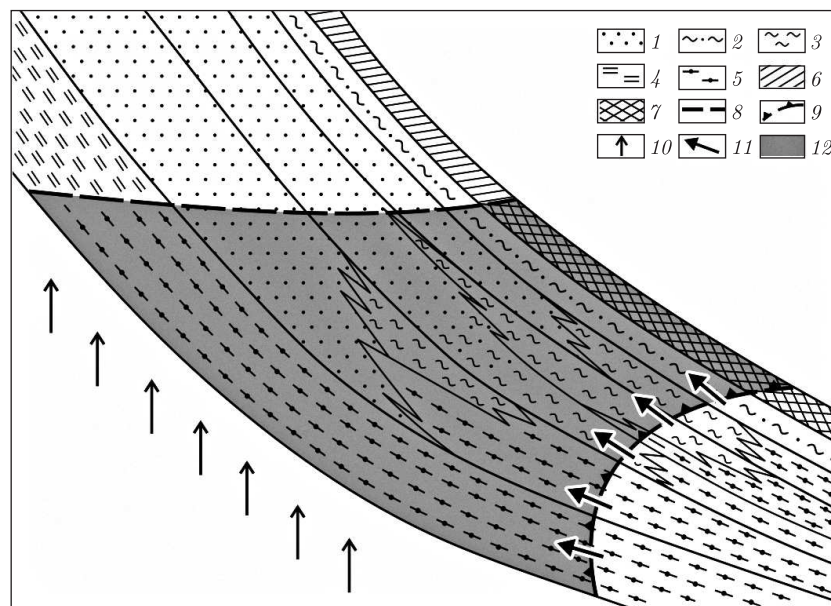


Рис. 2. Принципиальная схема накопления газа в различных неравномерно-гидрофобизованных низкопроницаемых породах (TGR) в зоне мезокатагенеза.

1 — пески, песчаники; 2 — песчаники, алевролиты; 3 — алевролиты, ритмиты; 4 — горючие сланцы; 5 — черные сланцы; 6 — сапропелиты, бурые угли; 7 — каменные угли; 8 — граница зон прото- и мезокатагенеза; 9 — фронт глубинной гидрогеологической инверсии; 10 — струйная миграция глубинного метана; 11 — миграция водорастворенного метана из зоны гидрогеологической инверсии; 12 — зона неравномерной гидрофобизации пород — интенсивного газонакопления в TGR.

других типов TGR, в частности, низкопроницаемых песчаников и алевролитов. Уже отмечалось [5], что инверсионный феномен газоносности низкопроницаемых алевро-песчаных пластов в синклиналиях с замещением их вверх по восстанию водоносными грубообломочно-песчаными отложениями, обладающими более высокими фильтрационными свойствами (Дип-Бейсн, Сан-Хуан и другие месторождения центрально-бассейнового газа), можно объяснить лишь гидрофобизацией депрессионных терригенных отложений с низкими фильтрационными свойствами. Она, в свою очередь, может быть объяснена лишь катагенезом керогена депрессионных пелитоморфных отложений, переслаивающихся с песчано-алевритовыми прослоями. Таким образом, находят естественное объяснение признаки непрерывного подтока газа, установленные в процессе разработки гигантского месторождения центрально-бассейнового газа Дип-Бейсп (Западная Канада). По данным [6] отбор газа в залежах здесь восполняется за счет притока метана из смежных погруженных газоматеринских меловых ЧС.

Разумеется, источники газа (при отсутствии представительных изотопных данных) можно трактовать по-разному. Однако сам факт восполнения запасов вследствие действия капиллярного насоса не вызывает сомнения. Он особенно интенсивно накачивает метан в бывшие горючие сланцы депрессионных толщ центральных частей крупных осадочных бассейнов. В сочетании с ранее установленными закономерностями депрессионной седиментации в глубоких прогибах [7, 8] это приводит к формированию в центральных частях рифтогенных осадочных бассейнов мощных депрессионных флишопидных ритмитовых (тонкое переслаивание фанероморфных и обогащенных органическим веществом пелитоморфных

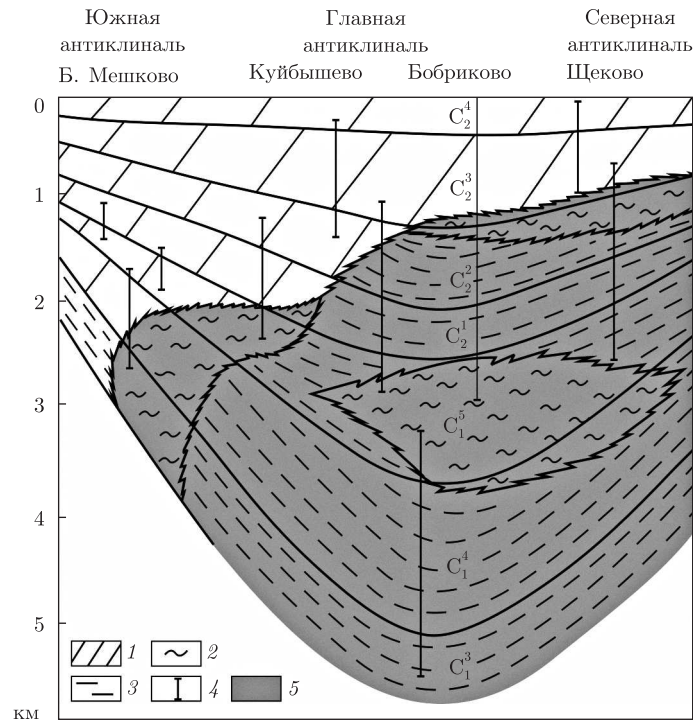


Рис. 3. Газоносное сланцевое “ядро” Донбасса (формационная основа — по А. И. Резникову, с изменениями). 1 — угленосные полифациально-циклические отложения; 2 — песчано-алевро-глинистые (с широким развитием турбидитов, контуритов, подводных оползней-олистостром — по А. Е. Лукину); 3 — черные сланцы; 4 — интервалы, охарактеризованные данными глубокого бурения различных структурно-текстурных элементов Донецкого складчатого сооружения; 5 — газоносное сланцевое “ядро” Донбасса — супергигантское месторождение СГ (по А. Е. Лукину)

компонентов) и черносланцевых толщ, с которыми связаны практически неисчерпаемые ресурсы центральнобассейнового и СГ. Эти газонасыщенные формационные “ядра”, депонирующие метан различной природы (термокаталитический, растворенный в подземных водах и глубинный), в свою очередь являются постоянно действующим пульсирующим источником газа для вышележащих осадочных комплексов. Сложнопериодический характер его пульсации обусловлен сочетанием геодинамических (эндогенных) факторов и автономного геотермобарического режима самого газоносного формационного “ядра” и, в частности, периодического “сравливания” внутрипорового давления при перманентном накачивании газа. В частности, такое газоносное сланцевое “ядро”, судя по комплексу геолого-геофизических данных, присутствует под полифациальной угленосной толщей Донбасса (рис. 3). В последнее время высказывались предположения о присутствии в низах угленосной толщи Донбасса супергигантского газового месторождения традиционного типа [9]. Однако этому противоречат структурно-геологические и формационные особенности, мозаичное распределение коллекторских и экранирующих свойств, характер нефтегазоносности (мелкие и микрозалежи, суфляры и т. п.) угленосного донецкого карбона. Автор в 1970-е годы при изучении вторичных процессов в угленосной толще Донбасса (эти исследования изложены в отчетах, находящихся в Геологических фондах бывшего Мингео УССР) предполагал, что разнообразные формы газонасыщенности и газопроявлений донецкой угленосной толщи (суфляры, газовые выбросы, мелкие газовые залежи свободного газа в разнообразных типах

ловушек, связанные с пликативными деформациями, тектоническим экранированием и фациальным замещением песчаных пластов) являются дериватами газового супергигантского месторождения под угленосной толщей (в турнейско-нижневизейской карбонатной формации, разуплотненных породах девона и докембрийского фундамента). Однако в свете современных геолого-геофизических данных, несмотря на привлекательность этой идеи, существование такого месторождения с единой массивной залежью свободного газа тоже маловероятно, если учесть особенности геологического строения и формационной зональности, нео-, актуотектоники и геотермии Донецкого складчатого сооружения. В то же время есть все предпосылки для прогноза в недрах Донбасса супергигантского месторождения СГ, связанного с нижнекаменноугольными (серпухов, верхний визе) ЧС. Учитывая указанные механизмы формирования месторождений СГ можно предполагать, что в вышележащих отложениях его ореол будет проявляться в виде системы пульсирующих газовых инъекций по системе нарушений, трещиноватым зонам и сквозьформационным системам, в формировании которых, наряду с указанными тектоническими факторами, участвуют русловые и баровые песчаники [7]. По-видимому, наряду с фильтрационно-инжекционными явлениями, в этом ореоле пульсирует и диффузионный метановый поток.

В целом диффузионно-фильтрационная пульсация метана над залегающими выше верхневизейско-серпуховского сланцевого “ядра” угленосными полифациально-циклическими отложениями носит сложный характер, который определяется как геодинамическими (эндогенными) факторами, так и термобарическим режимом самого резервуара СГ. Можно предположить, что газопроявления в угленосной толще в какой-то мере связаны со сложнопериодическим характером выбросов избыточного газа из этого мегарезервуара СГ. Таким образом, это гипотетическое (мега)месторождение СГ, в котором накапливается метан из разных источников (термолиз керогена самих сланцев, водорастворенный и глубинный метан), с одной стороны, играет роль природного газольдера, а с другой — регулятора газового режима вышележащих угленосных отложений. Последние целесообразно рассматривать как “углепородный массив Донбасса — единую многофазно-гетерогенную среду, которая состоит из множества слоев, различающихся вещественным составом и петрофизическими параметрами” [10, с. 5]. Фактически это сочетание трех указанных типов газоносности плотных коллекторов (TGR) со спорадическими скоплениями свободного газа. С этой точки зрения, наряду с песчаными породами, необходимо уделить должное внимание изучению литологии, петрофизики, геохимии и газонасыщенности глинистых пород.

В отличие от газоносных сланцев, каменные угли (третий тип TGR) в той или иной степени неравномерно гидрофобны (и газоносны) изначально. Эта степень зависит от петрографических особенностей, степени метаморфизма, содержания минерального вещества (зольности) и его состава (глинистые минералы, сидериты и другие карбонаты, минералы кремнезема, дисульфиды железа и др.).

Среди основных петрографических компонентов угля наибольшей гидрофобностью обладает витрен, в меньшей степени — кларен и др. [11]. Важным фактором гидрофобизации углей и углистых пород являются разнообразные протобитумы (экзины спор, первичные смолы, воск) и резинит. Среди типов угля максимальная гидрофобность характерна для полосчатых блестящих углей, богхедов и кеннелей.

Существенно влияет на указанные свойства степень углефикации [11]. Максимальной гидрофобностью обладают угли марок К, КЖ, ПС, ПЖ, Ж (в порядке уменьшения средних значений краевого угла смачивания). Таким образом, максимумы гидрофобизации ЧС (МК<sub>1</sub>-МК<sub>2</sub>) и углей (МК<sub>3</sub>-МК<sub>4</sub>) приурочены к мезокатагенезу, но существенно сдвинуты



друг относительно друга (исключение составляют сапропелевые угли, гидрофобность которых максимально проявляется при переходе от протокатагенеза к мезокатагенезу). При этом важным фактором, который зависит от степени углефикации и, в то же время, существенно влияет на степень гидрофобности — гидрофильности угля является естественная влажность (%). Последняя связана прямой зависимостью с выходом летучих (%) и другими показателями метаморфизма углей.

По сравнению с ЧС, угли характеризуются, как правило, более выраженной физико-химической и петрофизической гетерогенностью, что в свою очередь обусловлено их петрографическими особенностями. В отличие от относительно гомогенных сланцев, угли, как правило, состоят из нескольких компонентов и характеризуются неравномерным распределением в различной степени гидрофильного минерального вещества угольных пластов. Если в зоне мезокатагенеза ЧС (прежде всего те из них, которые являются бывшими горючими сланцами) представляют собой относительно простые гидрофобные пористые среды, то угли, как правило, характеризуются сложной иерархией пустотности, определяющей специфику флюидодинамических и физико-химических процессов. Согласно [11], в углях выделяются: 1) микропоры (диаметр менее  $10^{-8}$  м) — основной сорбционный объем угля; 2) переходные поры ( $10^{-8}$ – $10^{-7}$  м) — область капиллярной конденсации и диффузии; 3) субмакропоры ( $10^{-7}$ – $10^{-6}$  м) — область медленной ламинарной фильтрации; 4) макропоры ( $10^{-6}$ – $10^{-5}$  м) — область интенсивной ламинарной фильтрации; 5) видимые поры (более  $10^{-5}$  м) — область слабой турбулентной фильтрации. На этом иерархия пустотности углей не заканчивается, поскольку трещиноватость углей, как известно, также носит иерархический характер. При этом открытые трещины являются каналами интенсивной ламинарной, слабой турбулентной и интенсивной турбулентной (при раскрытости трещин более  $10^{-4}$  м) фильтрации. При процессах как естественного, так и искусственного увлажнения углей, степень которого определяется прежде всего степенью углефикации (марочным составом) и конкретными условиями залегания (структурная геология, гидрогеология, пластовые температуры и давления) угольного пласта, вода вытесняет метан в более мелкие поры. Поэтому основная часть (до 80% и более) угольного метана сосредоточена в микро- и переходных порах.

Фациально-циклические угленосные отложения являются наиболее ярким примером тесной взаимосвязи генетических типов TGR. Наряду с угольным метаном, плотными коллекторами природного газа являются подугольные болотные глинисто-песчано-алевритовые породы и обогащенные органическим веществом глинистые лагунно-заливные и приморско-озерные отложения [12].

Все изложенное свидетельствует не только о технологической общности разработки различных типов TGR, но также о формационно-парагенетической и генетической общности сланцевого, центральнобассейнового и угольного газа. Основную роль в их накоплении играет непрерывно действующая “накачка” природного газа из различных источников (концентрированное и рассеянное органическое вещество осадочной оболочки, растворенный в подземных водах и струйный глубинный метан) в гидрофобные капиллярно- и субкапиллярно-пористые среды (угли, бывшие горючие сланцы и парагенетически ассоциирующие с ними глинисто-алевро-песчаные породы). Только непрерывным восполнением газа в TGR вследствие указанного механизма можно объяснить явное несоответствие масштабов его добычи и реальных емкостных возможностей плотных коллекторов.

Это существенно меняет современные представления о природе нетрадиционных источников газа в TGR (появляются основания рассматривать их, наряду с водорастворенным

метаном и газогидратами, как возобновляемые) и об углеводородно-газовом потенциале осадочной оболочки Земли в целом. При его рациональном освоении природный газ может играть роль основного (причем, относительно менее вредного в экологическом отношении по сравнению с углем, нефтью, биогазом, ураном) энергоносителя в течение периода, достаточно длительного для появления принципиально новых источников энергии и кардинальной перестройки на их основе глобального топливно-энергетического комплекса.

1. *Energy Independence with global cooperation: challenges and solutions* // J. Petrotech. Soc. – 2008. – No 12. – P. 5–12.
2. *Словарь по геологии нефти и газа*. – Ленинград: Недра, 1988. – 679 с.
3. *Лукин А. Е.* Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Статья 1. Современное состояние проблемы сланцевого газа (в свете опыта освоения его ресурсов в США) // Геол. журн. – 2010. – № 3. – С. 17–33.
4. *Big sandy river basin*. – [http://www.kywater.org/bsr/Bsr\\_report.htm](http://www.kywater.org/bsr/Bsr_report.htm).
5. *Большаков Ю. Я.* Капиллярно-экранированные залежи нефти и газа. – Новосибирск: Наука, 1989. – 127 с.
6. *Elmworth* – Case Study of a Deep Basin Gas Field / Edited by I. A. Masters Tulsa: AAPG, USA. – 1984. – 312 p.
7. *Лукин А. Е.* Литогеохимические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. – Киев: Наук. думка, 1997. – 224 с.
8. *Лукин А. Е., Резников А. И.* О строении карбона Днепровско-Донецкого авлакогена // Докл. АН СССР. – 1980. – 251, № 1. – С. 176–179.
9. *Лепігов Г. Д., Орлів С. І., Гулій В. М.* Гігантське газове родовище в Донбасі // Мінеральні ресурси. – 2008. – № 3. – С. 32–33.
10. *Булат А. Ф., Звягильский Е. Л., Лукинов В. В. и др.* Угленородный массив Донбасса как гетерогенная среда. – Киев.: Наук. думка, 2008. – 411 с.
11. *Дырдин В. В., Елкин И. С.* Влияние смачиваемости углей на их фильтрационные свойства // Совершенствование технологических процессов при разработке месторождений полезных ископаемых: Сб. науч. трудов. – Кемерово: Кузбассуглетехнология, 1999. – С. 88–92.
12. *Лукин А. Е.* Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Статья 2. Черносланцевые комплексы Украины и перспективы их газоносности в Волыно-Подоллии и Северо-Западном Причерноморье // Геол. журн. – 2010. – № 4. – С. 7–24.

*Институт геологических наук НАН Украины, Киев*

*Поступило в редакцию 30.12.2010*

Corresponding Member of the NAS of Ukraine **A. E. Lukin**

### **On the nature and perspectives of the presence of gas in low-permeable rocks of the Earth sedimentary cover**

*The paper deals with common features of low-permeability (tight) gas reservoirs represented by terrigenous clastic rocks, black shales, and coalbeds. Hydrophobization phenomenon and capillary suction is of great concern in all these types of unconventional natural hydrocarbons accumulations in spite of different lithologies of rock substrata. It allows us to explain a gap between the capacity of black shales, tight clastic rocks, and coals and real volumes of gas extracted from tight reservoirs during their development. So there is a certain reason to believe that these unconventional resources of natural gas are in the state of replenishment.*