
УДК 553.98

© А.Е. Лукин, 2011

Черниговское отделение Украинского государственного геологоразведочного института

ПРИРОДА СЛАНЦЕВОГО ГАЗА В КОНТЕКСТЕ ПРОБЛЕМ НЕФТЕГАЗОВОЙ ЛИТОЛОГИИ*

Природный сланцевый газ, вопреки широко распространенному мнению, связан не с горючими сланцами, а с темноцветными сланцеватыми пелитоморфными породами, содержание органического вещества в которых ниже 20%. Наиболее перспективным типом коллекторов сланцевого газа являются бывшие горючие сланцы, преимущественно морского депрессионного генезиса, которые потеряли ту или иную часть битумоидов (масел), подверглись процессам физико-химической активации и приобрели дополнительную пористость и открытую трещиноватость. Благодаря гидрофобизации, породные тела (от пластов и пачек до формаций), сложенные такими черными сланцами, превратились в капиллярные ловушки метана, поступающего из различных источников. Выделено два генетических типа месторождений сланцевого газа.

Проблема сланцевого газа (СГ), столь популярная в настоящее время, рассматривается экспертами США и других стран главным образом, как ресурсно-геополитическая и технологическая. Однако это прежде всего крупная научная, причем преимущественно литологическая (включая петрофизику, геохимию, нефтидологию) проблема. С одной стороны, СГ тесно связан с другими типами нетрадиционного газа в малопроницаемых коллекторах (угольный метан, центральнобассейновый газ), а с другой – с газогидратными скоплениями в глубоководных отложениях (по-видимому и они, при последующей диссоциации, вносят вклад в длительный процесс накопления СГ в депрессионных толщах). Постановка и решение этой проблемы будут иметь безусловно огромное теоретическое (прежде всего в связи с вопросами генезиса природных углеводородов) и многоаспектное практическое значение.

Газсланцевый бум возник в 2008 г., когда неожиданно для аналитиков-специалистов по мировым углеводородным ресурсам и газодобывающей индустрии США обогнали Россию и вышли на I место по добыче газа (рис. 1). Связано это, с одной стороны, с резким (более чем на 65 млрд м³) падением газодобычи в России, а с другой, – стремительным (за 3 года – на 75 млрд м³) ее ростом в США. Оказалось, что этот рывок обусловлен форсированной разработкой нескольких месторождений СГ и, прежде всего, месторождения Барнет [8]. Поскольку США до последнего времени, несмотря на огромные объемы производства природного газа, оставались его нетто-импортером, такой рывок имел быстрые и весьма ощутимые последствия для мировой экономики и газовой промышленности (так, предназначавшийся для США

* Статья основана на докладе автора на конференции “Современные проблемы литологии осадочных бассейнов Украины и смежных территорий”, Киев, 9 ноября 2010 г.

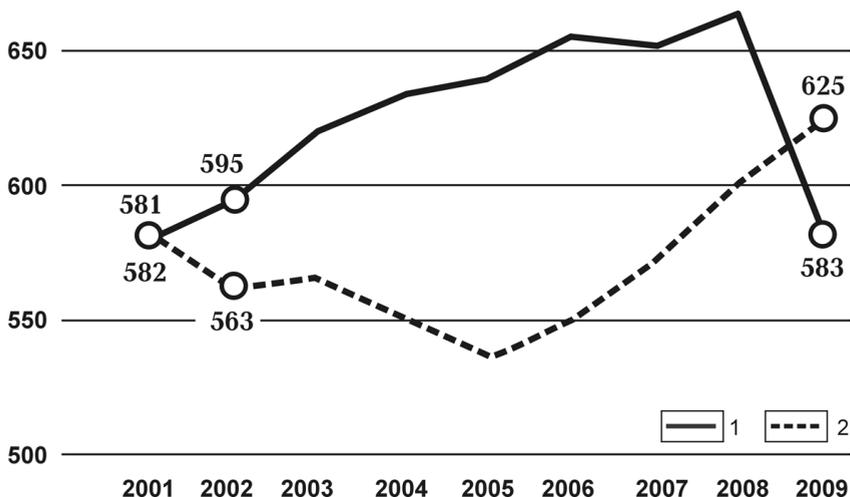


Рис. 1. Добыча газа в России и США (США опять добывает больше всех газа в мире за счет сланцевого газа – <http://EnergyFuture.ru>): 1 – Россия, млрд м³ (валовая добыча, без учета газа, сожженного на факелах); 2 – США, млрд м³ (валовая добыча, без учета газа, сожженного на факелах и использованного для поддержания пластового давления)

сжиженный газ Катара, гораздо более дешевый, чем природный газ из России, начал завоевывать европейский рынок). Если при этом учесть, что, по крайней мере, до 2030 г. природное углеводородное сырье будет играть в структуре мирового ТЭК ведущую роль и, более того, есть серьезные основания предполагать, что XXI столетие будет веком газа, то не удивительно, что эти события в газодобывающей индустрии Сев. Америки рассматриваются как исключительно важные и даже революционные (вот некоторые красноречивые заголовки сообщений в СМИ, включая интернет: “Великая сланцевая революция”, “Сланцевый газ: революция, которая изменит газовую геополитику” и т.п.). Контрпродуктивны как недооценка, а тем более вообще отрицание их значения, так и заявления о радужных достаточно близких перспективах разработки месторождений (пока еще не открытых) СГ в других странах, включая Украину (причем, не разобравшись даже на элементарном уровне в основных понятиях и терминах).

Прежде всего, следует отметить двусмысленность самого термина “сланцевый газ”. Сланцевым, или светильным газом еще в конце 18 и начале 19 века называли синтетический существенно метановый газ, получаемый путем сухой перегонки горючих сланцев. Сейчас часто путают эти две кардинально различные субстанции, считая, что основные перспективы добычи СГ связаны с горючими сланцами. Поэтому, прежде всего, следует подчеркнуть, что СГ в современном понимании – это **природный** газ из пелитоморфных (преимущественно глинистых, карбонатно-глинистых, кремнисто-глинистых), в различной мере обогащенных органическим веществом (ОВ), разнообразно (преимущественно темноцветно) окрашенных пород с выраженной в той или иной мере сланцеватостью, которые в англоязычной литературе именуется black shales, что у нас переводится не вполне адекватно как “черные сланцы” (ЧС).

Таблица 1

Месторождения СГ Северной Америки, которые находятся в разработке

Месторождения, возраст газоносной ЧС формации	Суточная добыча, млн м ³	Планируемая на 2010 г. годовая добыча, млрд м ³
I тип		
Барнет (Barnett), миссисипий	136	50
Вудфорд (Woodford), девон – миссисипий	14	5
Фаэттвил (Fayetteville), верхний пенсильваний	37	13,5
Хейнесвил (Haynesville), верхняя юра	14	5
Энтрим (Antrim), средний девон	10	3,6
Марцеллус (Marcellus), средний девон	5,7	2
II тип		
Нижний Гурон (Lower Huron), средний девон	5,7	2
Хорн Ривер (Horn River), средний девон	2,8	1
Монтней (Montney), нижний триас	10,6	4
Суммарно	235,8	86,1

Природный СГ (shale gas), как и газ из плотных малопроницаемых алевро-песчаных пород (центральнобассейновый газ), а также угольный метан – это природный газ в малопроницаемых плотных или, как еще их называют, “тугих” коллекторах (tight reservoirs). Существует много общего в их извлечении – горизонтальное (точнее L-образное) бурение, когда ствол скважины идет сначала вертикально, а потом искривляется так, чтоб идти субпараллельно наслоению или сланцеватости с гидравлическим разрывом газоносных малопроницаемых пород и расклиниванием образующихся трещин пропантами. Однако природа и потенциал СГ существенно отличается от центральнобассейнового газа и угольного метана.

В США, в отличие от других стран, накоплен большой опыт разработки газа плотных коллекторов. На протяжении последних десятилетий здесь значительную роль в валовой добыче играли центральнобассейновый газ и угольный метан (суммарно – свыше 200 млрд м³ в год). Что же касается СГ, то его добыча начала быстро нарастать с 2003 г. Сейчас здесь известно около 20 месторождений СГ – обширных черносланцевых полей преимущественно девонского и нижнекаменноугольного (миссисипий), а также пенсильванского, триасового, юрского возраста. Из них 9 находятся в промышленной разработке (табл. 1). На этих месторождениях в ближайшие годы планируется довести суммарную годовую добычу до 85–90 млрд м³, а к 2018 г. – до 180 млрд [3]. Основную роль играет упоминавшееся месторождение Барнет, которое послужило главным полигоном отработки методики извлечения СГ.

Связанный с СГ бум является превосходной иллюстрацией того, что “новое – хорошо забытое старое”. Первый в мире промышленный скважинный приток газа был получен (еще в 1825 г.) именно из сланцев (black shales) миссисипия в Аппалачском нефтегазоугольном бассейне (скважина у г. Фредония, штат Нью-Йорк). Этот газ зажгли в честь визита генерала Лафайетта. Затем разнообразные газопроявления постоянно сопровождали бурение

пенсильванских, миссисипских и девонских ЧС в различных районах обширного Аппалачского прогиба. В некоторых случаях притоки газа были столь интенсивны, что отдельные скважины эксплуатировались многие годы. В этом отношении выделяется открытое в 1927 г. гигантское газовое месторождение Биг-Сэнди [1, 11]. Его промышленная газоносность связана с верхнедевонской, точнее с переходной (D_3-C_1) черносланцевой свитой Огайо толщиной от 120 до 1200 м, залегающей на глубинах 370-950 м на территории площадью 15000 км². Это тонкослоистые трещиноватые черные или коричневые пелитоморфные “битуминозно-глинистые” (с содержанием ОВ от 2-3 до 10-15%) породы, близкие к черносланцевым свитам (формациям) Чаттануга, Барнет, Марцеллус и др. (названия ряда этих свит дали названия месторождениям СГ). В отличие от указанных в таблице 1 месторождений, Биг-Сэнди длительное время эксплуатировалось обычными скважинами. До 1951 г. здесь было пробурено 3414 скважин, из которых только в 207 (6%) были получены промышленные притоки со средним дебитом 30 тыс. м³/сут. 1281 скважин оказались сухими, а в остальных (1926) получены непромышленные притоки и разнообразные нефтегазопроявления. Потом эффективность газодобычи начала возрастать благодаря применению взрывов динамитных зарядов в открытых стволах скважин, что обусловило в некоторых из них трех – пятикратное увеличение дебита. Сейчас здесь тоже начали бурить скважины с горизонтальными стволами и гидроразрывом. Кроме того, именно на этом, открытом более 80 лет назад месторождении проводятся успешные эксперименты по вытеснению СГ углекислым газом [11].

Нельзя сказать, что и для нас это совершенно новая проблема. В частности, в 70-80-е годы прошлого века глубоким бурением в центральной части ДДВ (главным образом в пределах Сребненской депрессии) вскрыта верхне(средне)визейская черносланцевая толща XIIa микрофаунистического горизонта, очень близкая по литологии к свитам Чаттануга, Огайо и т.д., а также миссисипским черносланцевым формациям [7]. Была установлена ее аномально высокая газонасыщенность (при повышенном содержании более тяжелых гомологов метана) и разработана специальная программа по комплексному освоению газовых ресурсов этого стратона. При этом отмечалось, что Сребненская депрессия (включая ее обрамление) может рассматриваться как единое гигантское газовое месторождение. Глубины здесь гораздо больше, чем на Биг-Сэнди, но газоносность ЧС выше. При этом предполагались оригинальные пути ее освоения путем комбинированной разработки традиционных и нетрадиционных углеводородных ресурсов, включая создание искусственных залежей [6]. Что же касается больших (по сравнению с Биг-Сэнди, Барнет, Марцеллус и другими месторождениями) глубин, то на Североамериканском континенте из девяти указанных месторождений на трех – СГ добывается с глубин до 4–4,5 км. Одно из них (Хейнесвил) находится на юге США (на границе Техаса и Луизианы), два других (Хорн-Ривер и Монтней) – в Британской Колумбии (Канада).

Если горючие сланцы залегают на глубинах менее 500 м в зоне диагенеза – протокатагенеза, а черносланцевые свиты Барнет, Вудфорд, Файетвил, Энтрим, Марцеллус и Нижний Гурон (I тип месторождений СГ) – на

глубинах 500-2500 м (в основном, в интервале 500–1200 м), соответствуя по степени региональных изменений грациям ПК₃-МК₂ (в основном МК₁), то разновозрастные (Хорн Ривер – D₂, Монтней – T₁, Хейнесвил – J₂) промышленно-газоносные ЧС одноименных месторождений – II тип – залегают в зоне мезокатагенеза (МК₁-МК₄) на глубинах 1700–4500 м и глубже.

Для месторождений СГ I типа наблюдается четко выраженное несоответствие палеотемператур максимального прогрева (100–170°C – по различным палеогеотермическим критериям, включая отражательную способность витринита, цветовые индексы спор и т.п.) и современных температур (менее 80°C), тогда как на месторождениях II типа максимальными являются современные температуры (до 120°C и более). Благодаря более высокой пористости и микротрещиноватости газоносных ЧС, месторождения II типа характеризуются гораздо более мощными (до 400–500 тыс. м³/сут.) дебитами, несмотря на большие глубины их залегания. Это позволяет высоко оценить их газовый потенциал. Так, месторождение Хейнесвил, расположенное на северо-западе Галф-Коста в пределах свода Сэбин, в отличие от месторождений Барнет, Вудфорд, Файеттвил (ЧС миссисипия и пенсильвания) смежной части платформы, приурочено к области высокой геодинамической

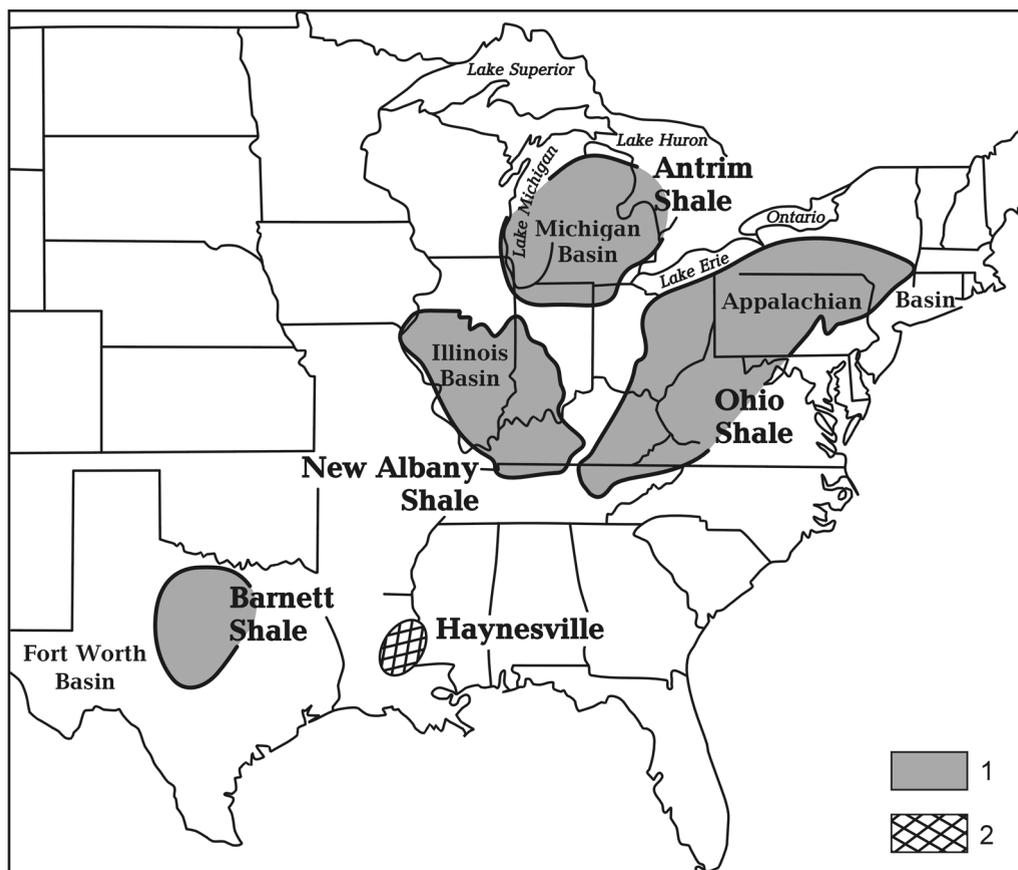


Рис. 2. Бассейны и месторождения сланцевого газа на востоке и юге США. 1 – I типа, в пределах древней платформы; 2 – II типа, в области складчато-орогенного обрамления с повышенным тепловым потоком

кой и геотермобарической активности (рис. 2). Продуктивными здесь являются ЧС одноименной верхнеюрской свиты – аналоги киммериджских “горячих сланцев” (hot shales) Северного моря. Из-за больших (для добычи СГ) глубин, сложных пластовых условий и сравнительно небольшой площади освоение этого месторождения началось позже других. Первые скважины были пробурены в 2006–2007 гг. В настоящее время их около 100 (средняя длина горизонтального ствола 700–1250 м, дебит – до 500000 м³/сут.). Аномально высокие для сланцевого коллектора притоки газа сочетаются с рядом уникальных особенностей данного месторождения: большими значениями пористости (8–15%) и удельного газосодержания, аномально высокими поровыми давлениями, повышенным содержанием водорода и гелия. Все это позволило осваивать данное месторождение не экстенсивно (с бурением тысяч скважин на огромных территориях), а интенсивно. За один лишь 2008 г. всего из ~100 скважин здесь было добыто 5 млрд м³, что позволяет считать Хейнесвил одним из наиболее перспективных источников СГ. Наряду с его антиподом (верхнедевонские ЧС, залегающие на глубинах менее 2–2,5 км в пределах огромной территории ~17500 км²) Марцеллус во внешней зоне Предаппалачского прогиба, это пока самое крупное по запасам месторождение в Северной Америке (и в мире) [3, 8]. По-видимому, не менее велик потенциал двух других месторождений II типа, открытых в Британской Колумбии, на которых значительные глубины залегания верхнедевонских (Хорн Ривер) и верхнетриасовых (Монтней) ЧС компенсируются высоким удельным газосодержанием и большими (до 400000 м³/сут. и более) дебитами. О высокой оценке их запасов свидетельствует сооружение 36-дюймовых газопроводов (длиной, соответственно, 158 и 78 км до ближайших врезок в магистральный газопровод “Trans-Canada”) [8].

Указанное ранжирование черносланцевых (black shales) формаций Североамериканского континента по глубинам залегания и градиентам катагенеза свидетельствует, во-первых, о том, что природный СГ (в отличие от синтетического) связан не с горючими сланцами [разнообразно окрашенными плотными пелитоморфными тонко- и микрослоистыми породами с содержанием сапропелевого или гумусово-сапропелевого вещества 30-60% и более, загорающиеся от пламени, а при нагревании до 500°C без доступа кислорода – распадающиеся с выделением “сланцевой нефти”, сухих горючих газов и паров воды], а с ЧС, которые содержат ОВ менее 20%, не загораются от пламени и характеризуются существенно иными литологическими, петрофизическими и геохимическими особенностями. Во-вторых, ЧС в зависимости от условий залегания (тектоно-геодинамическая позиция, мощность современного теплового потока, глубина и т.д.) существенно различаются по удельной газонасыщенности, дебитам и другим промысловым показателям.

Распространенные в виде обширных (тысячи км²) ареалов на древней платформе, залегающие на небольших (в основном менее 1–2 км) глубинах в интервале ПК₃-МК₁ палеозойские (преимущественно D₃, C₁, а также C₂₋₃) черносланцевые формации представляют собой месторождения СГ I типа. Они характеризуются несоответствием современных температур и более высоких палеотемператур, отсутствием текущих процессов генерации метана керогеном. Их большие запасы определяются огромными площадями

и осваиваются экстенсивно, путем бурения тысяч специальных скважин с массовым гидроразрывом и расклиниванием образующихся трещин путем нагнетания пропантов.

Месторождения II типа, залегающие в широком диапазоне градаций катагенеза ($МК_1$ - $МК_3$, возможно и больше) и глубин, в условиях повышенных давлений и температур, характеризуются признаками **современных процессов генерации газообразных углеводородов керогеном**. Это обеспечивает аномально высокую удельную газонасыщенность, повышенную пористость, раскрытость микротрещиноватости и высокие устойчивые дебиты.

Хотя на месторождениях I типа признаки современных процессов генерации СГ отсутствуют, это, однако, не означает, что залежи СГ здесь представляют собой закрытые системы. Элементарные расчеты показывают, что при обычных для верхнедевонских, миссисипских, пенсильванских платформенных черносланцевых формаций (Барнет, Марцеллус и др.) значениях пористости (3-7%) при отсутствии пополнения природный СГ будет извлечен из сланцевого коллектора очень быстро (дни, недели, первые месяцы). Тем не менее, пример длительно (с 1927 г.) эксплуатируемого месторождения Биг-Сэнди, а также опыт форсированной разработки месторождения Барнет свидетельствуют о явном несоответствии рассчитанных и фактических запасов.

Газоносные сланцы таких месторождений, как Барнет, Марцеллус, а также Биг-Сэнди и др. – основных источников добываемого природного СГ в США, характеризуются длительными притоками. И уже сейчас можно вполне обоснованно утверждать, что объемы добываемого из них газа существенно выше, чем объем газа, находящегося в пустотном пространстве этих достаточно плотных пород (зоны трещиноватости играют большую роль в дренировании газоносных сланцев, но емкость их невелика).

Особенно показателен пример Биг-Сэнди. На протяжении последних 30 лет здесь работает (дает промышленные притоки) ряд скважин. Более того, в последние годы применение новой методики (вытеснение метана углекислым газом) позволило резко увеличить добычу СГ на этом месторождении.

В имеющихся публикациях по геологии СГ и технологии его извлечения (а таких работ очень мало на фоне огромного количества непрофессиональных публикаций) этот загадочный феномен не находит объяснения. Оптимисты считают, что, например, на месторождении Барнет скважины будут работать десятки лет, пессимисты – что они иссякнут через 4-5 лет, но и пессимистическая оценка при проверке расчетами оказывается чрезмерно завышенной, не соответствующей реальной емкости СГ.

По-видимому, диапазон продуктивности ЧС очень широк, в зависимости от конкретных характеристик газоносных сланцев, существенно различных по литологическим особенностям и вещественному составу, петрофизике, газосодержанию и газоотдаче. Здесь придется вернуться к вопросам терминологии. Сланцы, как известно, бывают разные. Англоязычная терминология, в отличие от отечественной, это учитывает [10]. “*Shale*” это сланцеватые глины на стадиях прото- и мезокатагенеза, “*slate*” – глинистые и аспидные сланцы в диапазоне от $МК_4$ до АК включительно, “*schist*” – метаморфизованные и метаморфические сланцы (графитовые, шунгитовые).

Таким образом, русский термин “*черный сланец*” гораздо более широкий и неопределенный, чем английский термин “*black shales*”. Последний отвечает только породам, степень региональных изменений которых не превышает мезокатагенеза. Более метаморфизованные ЧС соответственно именуется “*black slates*” и “*black schists*”.

Есть и другая терминологически, а, следовательно, и понятийная несообразность. Англоязычный термин “*oil shale*” часто переводится как “*горючие сланцы*” [12], что совершенно неправильно. На самом деле “*oil shale*” это **бывший горючий сланец**, потерявший за счет естественной дистилляции при повышении температур и давлений ту или иную часть масел (битумоидов).

Для проблемы СГ четкость понимания и правильного употребления всех этих терминов имеет большое значение. Прежде всего, уже упоминавшаяся изначальная двусмысленность понятия СГ с самого начала обусловила широко распространенное заблуждение, что источником природного СГ являются горючие сланцы. Это совсем не так: ни в одном из известных месторождений СГ (а все они, как отмечалось, пока открыты и разрабатываются на Североамериканском континенте) резервуарами природного СГ не являются горючие сланцы. Все они, как показал анализ рассеянных в разных публикациях данных по их литологии и геохимии, представлены именно бывшими горючими сланцами, потерявшими значительную часть ОВ. Его содержание в девонских, миссисипских, пенсильванских и мезозойских *black shales* варьирует от 2–3 до 10–15%, тогда как в горючих сланцах содержание сапропелевого (гумусово-сапропелевого) ОВ составляет 30–60% (в сапропелитах – до 80%). Это хорошо для получения синтетического газа, но неблагоприятно для извлечения природного СГ. Поровые каналы в горючих сланцах очень малы. А главное, горючие сланцы, которые ниже зоны протокатагенеза не опускаются (уже в начале мезокатагенеза они исчезают), характеризуются большой ролью разбухающих смектитовых и органо-смектитовых фаз (рис. 3). Это обуславливает высокую гидрофильность породы, что неблагоприятно для формирования эффективной газонасыщенной пористости и трещиноватости. Такой субстрат, как горючие сланцы, неблагоприятен и для проведения искусственного гидроразрыва.

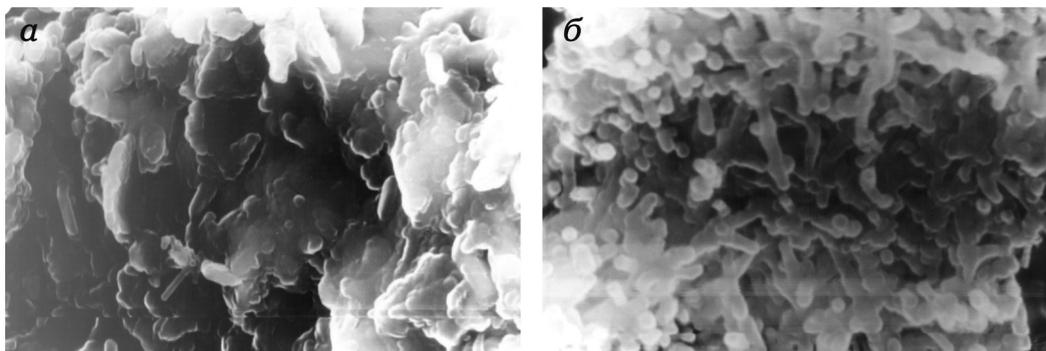


Рис. 3. Разбухающие органо-смектитовые образования в горючих сланцах: *а* – средний ордовик, паркерортский горизонт (карьер у г. Таллин); *б* – верхняя юра, волжский ярус (карьер у г. Ульяновск) (сканирующий электронный микроскоп JEOL, ув. 10 000)

В процессе катагенетической трансформации горючих сланцев в битуминозные (нефтяные) черные сланцы, кероген и пелитоморфная часть породы физико-химически активируются, приобретают более крупную по размерам каналов пористость, сланцеватость и трещиноватость (рис. 4, 5). При этом практически непроницаемые гидрофильные, не принимающие на себя эффективное естественное и искусственное трещинообразование горючие сланцы преобразуются хотя и в малопроницаемый, но коллектор (tight

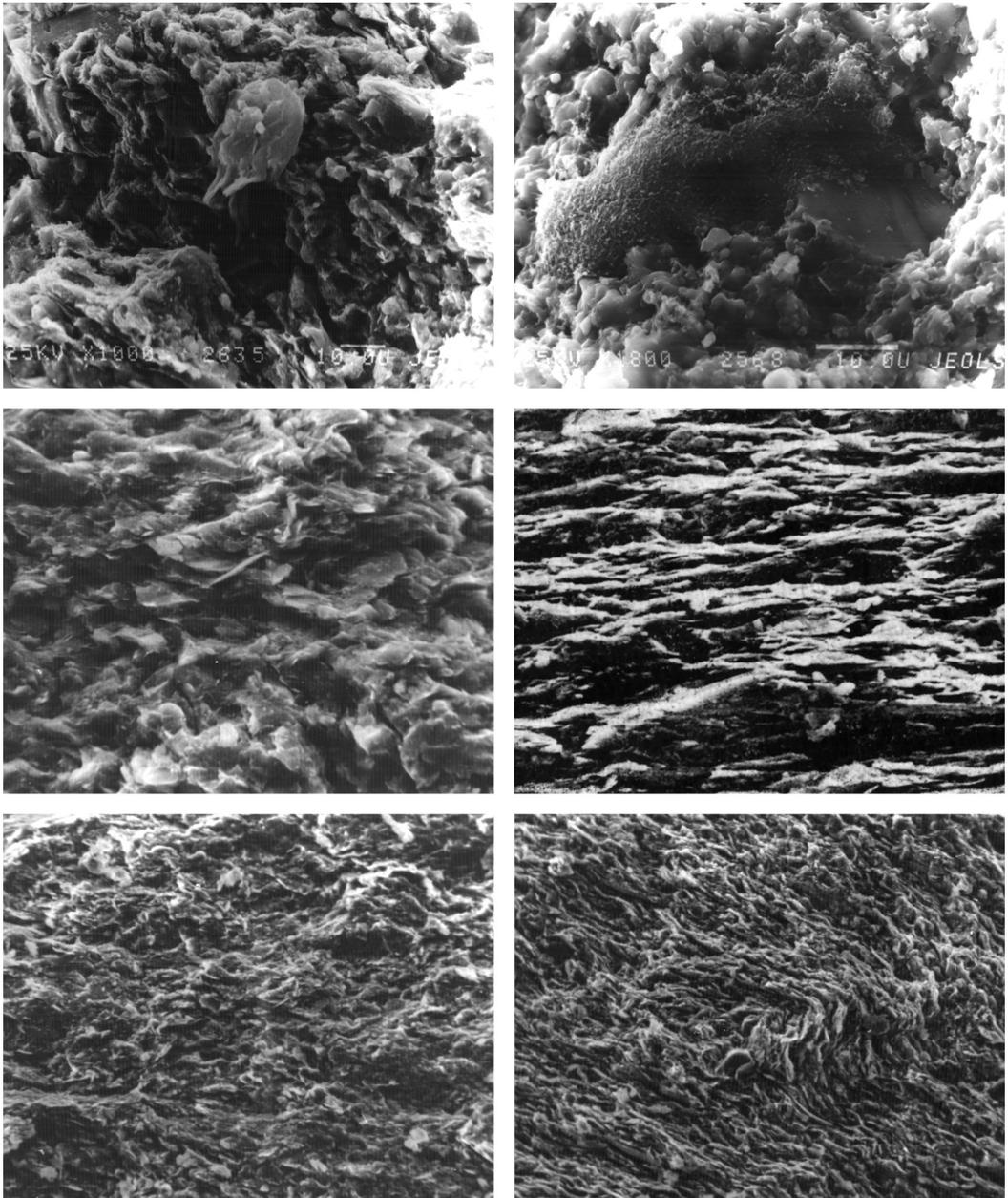


Рис. 4. Трансформация горючих сланцев в гидрофобные и активированные черные сланцы (black shales) (темноцветные глинистые породы нижнего карбона Днепровско-Донецкой впадины в интервале глубин 2500-5100 м) (СЭМ JEOL, ув. 1000)

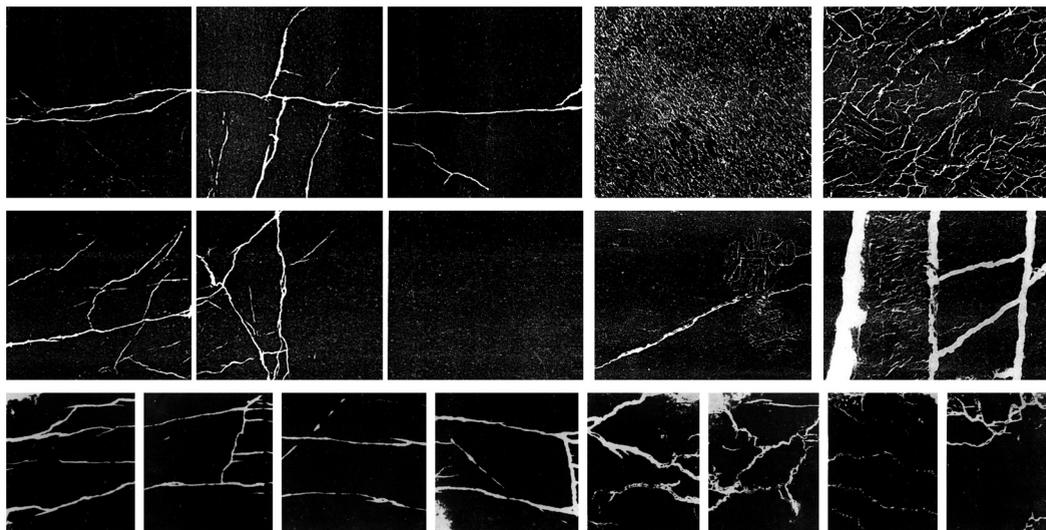


Рис. 5. Дилатансионная палеосейсмогенная открытая (микро)трещиноватость в депрессионных темноцветных пелитоморфных породах – гидрокарбонепелитах нижнего карбона (ХIIа, ХIII м.ф.г.) (образцы насыщены люминофором и сфотографированы в УФ-свете)

reservoir). Эти коллекторы занимают промежуточное положение между обычными коллекторами и покрышками (табл. 2). Такие породы (бывшие горючие сланцы) могут играть роль покрышки (классы Е и F) для нефтяных залежей и, в то же время, быть нетрадиционным коллектором природного газа.

При указанной трансформации гидрофильные горючие сланцы вследствие известных катагенетических преобразований ОБ и глинистого вещества теряют резко выраженную гидрофильность и, более того, в той или иной мере гидрофобизуются.

Роль капиллярных давлений в процессах нефтегазонакопления общеизвестна [5]. Давно известно, что повышение давлений прорыва, обусловленное редукцией размеров поровых каналов, является основным фактором экранирования нефтяных и газовых залежей. Хорошо изучена [2] роль капиллярных явлений в алевро-песчаном пласте при улавливании нефти и газа вследствие изменения размерности обломочных зерен и поровых каналов

Таблица 2

Оценочная шкала экранирующей способности пород-покрышек и положение в ней коллекторов СГ

Класс (по А.А. Ханину)	Максимальная величина диаметра пор, мкм	Абсолютная проницаемость по газу, m^2	Давление прорыва газа, МПа	Экранирующая способность пород-покрышек	Коллектор (К) сланцевого газа
А	≤ 0,01	$1,02 \cdot 10^{-21}$	12,0	Весьма высокая	–
Б	0,05	$1,02 \cdot 10^{-20}$	8,0	Высокая	–
С	0,30	$1,02 \cdot 10^{-19}$	5,5	Средняя	–
Д	2,0	$1,02 \cdot 10^{-18}$	3,0	Пониженная	К
Е	8,0-10,0	$1,02 \cdot 10^{-17}$	0,5	Низкая	К
F	>10,0	$1,02 \cdot 10^{-16}$	< 0,5	Очень низкая	К

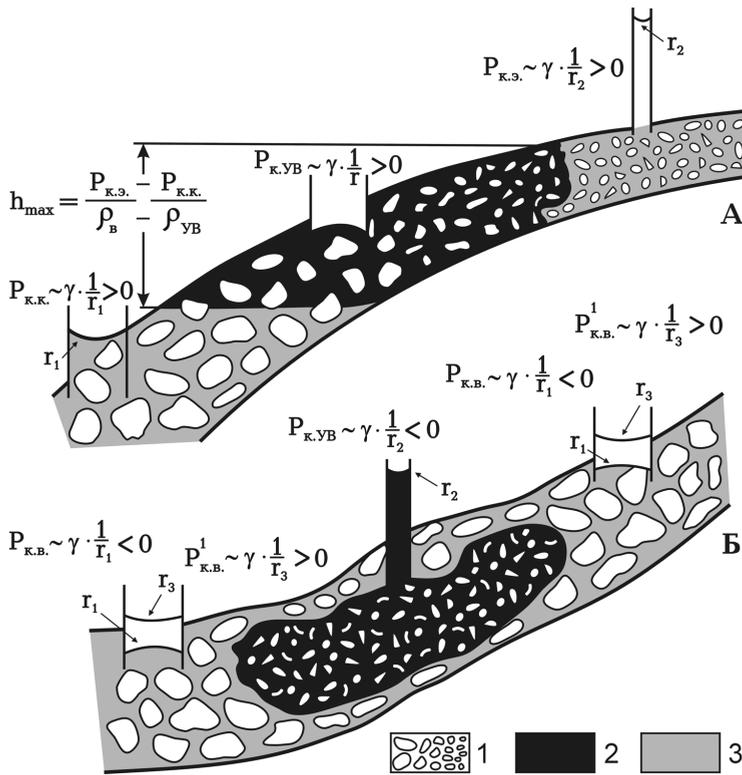


Рис. 6. Капиллярно-экранированные нефтяные залежи в пластах терригенных гранулярных коллекторов. Схема захвата углеводородов ловушкой (по Ю.Я. Большакову, с изменениями): А – гидрофильной, Б – гидрофобной. 1 – обломочный материал различной (от песчитовой до алевритовой) размерности; 2 – углеводороды; 3 – вода. Капиллярное давление: $P_{\text{к.э.}}$ – в экране, $P_{\text{к.к.}}$ – в коллекторе; плотность в пластовых условиях: $\rho_{\text{в}}$ – воды, $\rho_{\text{ув}}$ – углеводородов; возможные капиллярные давления на участках распространения: $P_{\text{к.в.}}$ – воды, $P_{\text{к.ув}}$ – углеводородов; γ – межфазное натяжение в системе “нефть(газ) – вода”; r – радиус кривизны межфазной поверхности; h – высота залежи углеводородов

(рис. 6). В гидрофильной породе капиллярное давление в системе “порода – углеводороды – вода” стремится не допустить перемещение углеводородного флюида “из крупнозернистых (крупнопоровых) пород в мелкозернистые (мелкопоровые), на контакте которых возникает определенной силы капиллярный барьер” [2, с. 31]. Противоположная тенденция перемещения углеводородов наблюдается в гидрофобной поровой среде, где “капиллярное давление заставляет нефть и газ проникать в наименьшие из возможных пустот, т.е. происходит впитывание углеводородов порами и трещинами наименьшего размера” [2, с. 35].

Следует отметить, что, поскольку в обычных терригенно-обломочных породах размеры поровых каналов в основном больше, чем у капиллярных каналов, указанные явления проявляются не очень сильно. А вот когда мы говорим о малопроницаемом коллекторе, образованном в различной степени гидрофобизованными черными сланцами (*black shales, oil shale*), этот фактор, по мнению автора, должен рассматриваться как доминирующий.

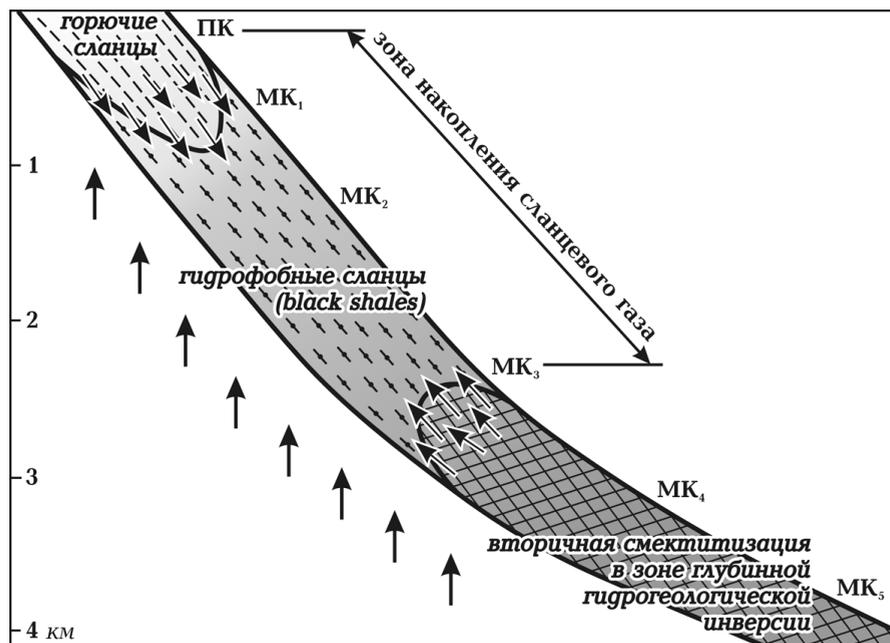


Рис. 7. Оптимальная зона накопления СГ (принципиальная схема)

Отсюда следует исключительно важный вывод: **гидрофобные черные сланцы**, благодаря отмеченным выше капиллярным явлениям, стягивают на себя природный метан и другие углеводороды, которые поступают из разных источников (рис. 7). К сожалению, ни в зарубежных, ни в отечественных работах нет достаточно представительных данных по изотопии СГ. Около 30 лет назад автор изучил изотопный состав углерода и водорода трех проб свободного (притоки из трещиноватых зон) и четырех проб дисперсного в пелитоморфной матрице газа. При этом были установлены существенные колебания изотопного состава газа по углероду и, особенно, по водороду. Это позволяет предположить поступление СГ в черносланцевый резервуар из различных источников. Однако необходимы значительно более представительные изотопно-геохимические исследования, причем углеводородов из пустот различного типа: от наиболее мелких закрытых пор до открытых трещин. Пока же имеющиеся данные можно рассматривать как подтверждение сложной природы СГ и его поступление в газоносный сланец из нескольких источников, включая: (а) ОВ в процессе его термического созревания, (б) нижележащие отложения при наложенных явлениях (глубинная гидрогеологическая инверсия, гипогенный аллогенез) и (в) глубинные флюидные водородно-метановые восходящие потоки, которые, как сейчас установлено, проходят сквозь кристаллический фундамент и осадочный чехол над тектоническими плюмами.

В нефтегазоносных регионах Украины черносланцевые (black shale) формации распространены достаточно широко (рис. 8). Однако необходимо конкретизировать, с какими из них связаны перспективы на СГ.

В последнее время неоднократно высказывались ошибочные представления о больших перспективах газоносности горючих и менилитовых слан-

Геохронологическая шкала	Северная Америка	Западная Европа	Украина		
			Карпатский регион Волыно-Подолья	Азово-Черноморский регион	Днепровско-Донецкая впадина Донбасс
N ₂ - Q					
N ₁					
P ₃					
P ₂					
P ₁					
K ₂					
K ₁					
J ₃					
J ₂					
J ₁					
T ₂₋₃					
T ₁					
P ₂					
P ₁					
C ₃					
C ₂					
C ₁					
D ₃					
D ₂					
D ₁					
S ₁₋₂					
O ₃					
O ₂					
O ₁					
Є ₃					
Є ₂					
Є ₁					

Рис. 8. Основные хроностратиграфические уровни накопления гидрокарбонатов (горючих и черных сланцев) в фанерозое

цев Украины. Надо отметить, что здесь собственно горючих сланцев не так много (рис. 9). Есть Болтышское месторождение эоценовых горючих сланцев (4 млрд т геологических запасов) – “Грин-Ривер в миниатюре” (в эоценовом месторождении Грин-Ривер сосредоточено свыше 600 млрд т геологических запасов горючих сланцев, тем не менее, оно не рассматривается как источник СГ и отсутствует в списке его известных в США месторождений). Болтышская депрессия интересна в отношении нефтегазоносности, учитывая ее импактную [4] природу (горючесланцевая формация может рассматриваться здесь как надежная покрывка возможной массивной газовой залежи в нижележащих терригенных отложениях, импактитах и трещиноватых кристаллических породах). Однако не следует рассматривать его как объект, перспективный именно на СГ, поскольку из залегающих на малых глубинах горючих сланцев гораздо эффективнее добывать синтетический газ, если это экономически рентабельно. Есть неогеновые, в частности сарматские горючие сланцы на западе (Подольский выступ) и юге Украины, а также палеогеновые горючие сланцы в некоторых припшотоковых впадинах на востоке (Днепровско-Донецкая впадина). Но по указанным причинам их нельзя рассматривать как объекты, благоприятные для разработки природного СГ.

Особо следует остановиться на менилитовых сланцах. Запасы их, как известно, очень велики. По содержанию ОВ они частично относятся к низкокачественным горючим сланцам, а большей частью – к черным сланцам многокомпонентного состава (глины – кремнезем – ОВ – сульфиды и т.п.).

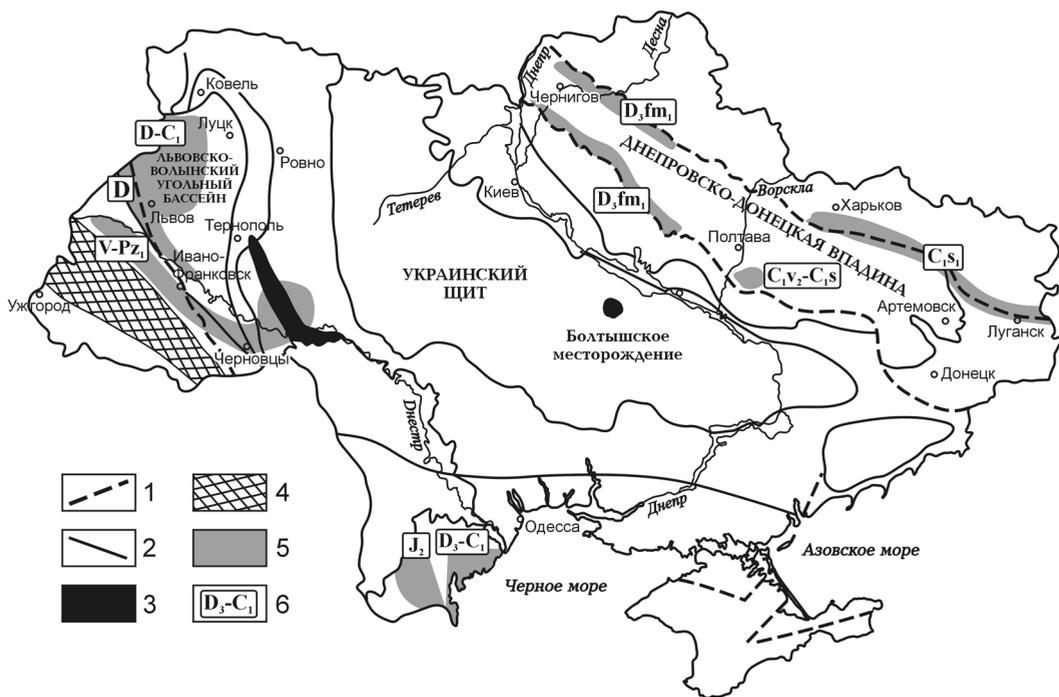


Рис. 9. Некоторые перспективные на сланцевый газ зоны в нефтегазоносных регионах Украины. 1 – региональные разломы; 2 – контуры платформенных структур; 3 – горючие сланцы; 4 – менилитовые сланцы; 5 – зоны, перспективные на сланцевый газ; 6 – возраст перспективных на сланцевый газ отложений

Их микроструктура (рис. 10) и петрофизика неблагоприятны для извлечения природного СГ. Менилитовые сланцы достаточно подробно изучены в свое время как сырье для глубокой термической и физико-химической переработки с целью получения синтетического газа, нефтяных углеводородов, битумов, а также различных строительных и прочих материалов [9]. По мнению автора, и менилитовые, и другие (спасские, шипотские) ЧС Карпат не могут рассматриваться как объект разработки СГ прежде всего из-за экологических ограничений. Некоторая часть их потенциала сосредоточена в традиционных коллекторах, а основная – в керогене. Магистральный путь их освоения заключается в использовании естественных процессов дистилляции керогена (тут должны быть месторождения II типа – как Монтей, Хейнесвил, Хорн-Ривер), а также в техногенном формировании на глубинах свыше 1–2 км искусственных залежей [6].

В Украине вообще нет ни подходящих формаций, ни соответствующих условий для экстенсивного освоения СГ путем бурения огромного количества скважин на огромных территориях. Связывать здесь перспективы освоения ресурсов СГ с такими месторождениями, как Барнет или Марцеллус, нет особых оснований именно по экономическим и экологическим причинам, хотя во Львовско-Волынском угольном бассейне, на Подольском выступе, на юге Донбасса и в некоторых других местах есть неглубоко залегающие разновозрастные (венд – юра) формации потенциально газоносных ЧС. Однако здесь имеются иные типы возможных месторождений СГ

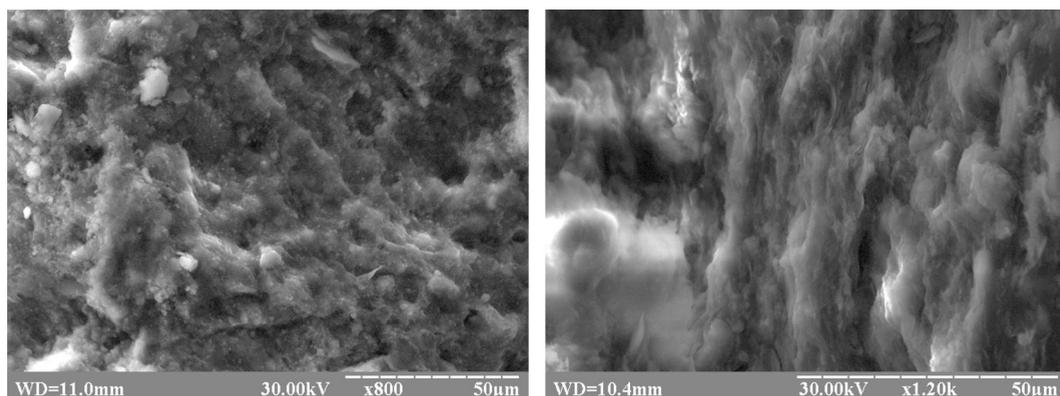


Рис. 10. Микроструктура менилитовых сланцев (с. Синевидное; электронно-микроскопические снимки во вторичных электронах, РЭМ-106)

и другие пути их освоения. Это, в частности, межсолевые (нижнефаменские) отложения прибортовых зон северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины и XIIа м.-ф. горизонт ДДВ в пределах Сребненской депрессии и ее обрамления, серпуховские черные аргиллиты северных окраин Донбасса (рис. 9), а также ряд других объектов, которые требуют прежде всего детального литологического, петрофизического и геохимического изучения.

Выводы

1. Проблема СГ, с одной стороны, тесно связана с другими типами нетрадиционного газа в малопроницаемых коллекторах (угольный метан, центральнобассейновый газ), а с другой – с газогидратными скоплениями в глубоководных отложениях (по-видимому и они, при последующей диссоциации, вносят вклад в длительный процесс накопления СГ в депрессионных толщах).

2. Вопреки распространенным представлениям, природный сланцевый газ связан не с горючими сланцами, а с темноцветными сланцеватыми (тонкоплитчатыми, листоватыми) трещиноватыми пелитоморфными породами с содержанием $C_{орг}$ 1–15% (в основном 3–12%).

3. Наиболее перспективными в отношении газоносности являются бывшие горючие сланцы депрессионно-морского генезиса, которые в процессе катагенетической и (или) гипогенно-аллогенетической мобилизации битумоидов (масел, нефтяных углеводородов) из органического вещества физико-химически активировались, приобрели дополнительную пористость и трещиноватость.

4. Благодаря приобретенной гидрофобности, тела (пласты, пачки, толщи) черных сланцев стали играть роль ловушек природного газа, поступавшего (поступающего) из различных источников.

5. Установлены два типа месторождений сланцевого газа на Североамериканском континенте. I тип – газоносные черные сланцы (преимущественно $D_3 - C_1$ возраста), залегающие в зоне $ПК_3 - МК_1$ на глубинах менее 2 км на обширных территориях (их освоение носит экстенсивный характер: бурение тысяч скважин с массовым гидроразрывом). II тип – разновозраст-

ные (D – Mz) газоносные черные сланцы, залегающие на значительных (до 4,5 и более км) глубинах, характеризующиеся высокими устойчивыми дебитами и интенсивным характером освоения.

6. Для Украины основные перспективы освоения ресурсов сланцевого газа следует связывать с месторождениями II типа, поскольку освоение газоносных ЧС на обширных территориях здесь неприемлемо по экономическим и экологическим причинам.

1. Бескровный Н.С., Краснов С.Г. Нефтегазоносность, геохимические характеристики и условия образования битуминозных сланцев. – М.: ВИЭМС, 1979. – 45 с.
2. Большаков Ю.Я. Капиллярно-экранированные залежи нефти и газа. – Новосибирск: Наука, 1989. – 127 с.
3. Геллер Е.И., Мельникова С.И. Американский прорыв // Россия в глобальной политике. – № 2. – 2010. – С. 1-6.
4. Гуров Е.П., Келли С.П. О возрасте Болтышской импактной структуры // Геол. журн. – 2003. – № 2. – С. 92-98.
5. Леворсен А. Геология нефти и газа. – М.: Мир, 1970. – 488 с.
6. Лукин А.Е. Искусственные углеводородные месторождения и геологические предпосылки их создания в нефтегазоносных регионах Украины // Геол. журн. – 2010. – № 1. – С.42–57.
7. Лукин А.Е. О Днепровско-Донецком средневизейском палеобассейне эвксинского типа // Докл. РАН. – 1995. – Т. 344, № 5. – С. 660–664.
8. 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.
9. Порфір'єв В.Б., Грінберг Й.В., Ладженський М.Р. та ін. Менілітові сланці Карпат. – Київ: АН УРСР, 1963. – 265 с.
10. Толковый словарь английских геологических терминов. – М.: Мир, 1987. – Т. 1. – 585 с.; Т. 2 – 587 с.; Т. 3. – 590 с.
11. Big sandy river basin. – http://www.kywater.org/bsr/Bsr_report.htm.
12. Oil Shale. Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam – Oxford – New York, 1976. – 210 с. (русский перевод: Горючие сланцы. – Л.: Недра, 1980. – 260 с.).

Природний сланцевий газ, у супереч поширеній думці, пов'язаний не з горючими сланцями, а з темноколірними сланцюватими пелітоморфними породами, в яких вміст органічної речовини нижче 20%. Найбільш перспективним типом колекторів сланцевого газу є колишні горючі сланці, переважно морського депресійного генезису, що втратили ту чи іншу частину бітумоїдів (масел), піддалися процесам фізико-хімічної активації і набули додаткової пористості і відкритої тріщинуватості. Завдяки гідрофобізації, тіла, складені такими чорними сланцями, перетворилися в капілярні пастки метану, що надходить з різних джерел. Виділено два генетичних типи родовищ сланцевого газу.

Natural shale gas, contrary to a wide-spread opinion, is connected with dark-coloured shaly fractured pelitomorph content rocks (black shales) with the content of organic matter less than 20%. The most promising type of shale gas reservoirs is represented by former combustible shales which lost one or other part of bitumoids (oils) underwent to physico-chemical activation processes and acquired supplementary porosity and open fracturing. Owing to acquired hydrophobic properties such shale lithosomes turned into the capillary traps of methane from various sources. Two genetic type of shale gas fields are established.

Поступила 24.06.2011 г.