

А. Е. Лукин

СЛАНЦЕВЫЙ ГАЗ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕГО ДОБЫЧИ В УКРАИНЕ**Статья 2. Черносланцевые комплексы Украины и перспективы их газоносности в Волыно-Подолии и Северо-Западном Причерноморье**

Основні перспективи освоєння ресурсів природного (не плутати з синтетичним) сланцевого газу в Україні пов'язані не з менілітовими і горючими сланцями кайнозою, а з більш давніми чорними сланцями в зоні мезокатагенезу нафтогазоносних басейнів. Зокрема, низку перспективних на сланцевий газ об'єктів можна виділити у Волино-Поділлі і Західному Причорномор'ї. Для їх вивчення та попередньої оцінки необхідне буріння параметричних свердловин (зі спеціальним комплексом каротажних досліджень, вивченням літології, петрофізичних властивостей, газонасиченості та бітумінології чорних сланців, геохімії керогену і газу) і проведення сейсмозв'язки 3D (з метою просторового картування чорносланцевих літом, виділення зон тріщинуватості та ареалів підвищеного внутрішньопорового тиску).

The main prospects for natural (not to be confused with synthetic) shale gas in Ukraine are connected not with menilite and combustible shales but with more ancient black shales in mezocatagenesis zone of petroliferous basins. Specifically, a number of promising for shale gas targets may be determined isolated in Volyn-Podolia and Western Pre-Black sea region. Drilling of special cored wells (with specific set of logging, investigations of lithology, petrophysic properties, gas-saturation, kerogen and gas geochemistry of black shales) and pursuance of seismic prospecting 3D for purposes of space mapping of black shale lithosomes, recognizing of fractured and intraporous overpressured zones.

Введение

В предыдущей статье [20], основываясь на опыте освоения ресурсов сланцевого газа (СГ) в Северной Америке, была охарактеризована столь актуальная для мировой энергетики и геополитики проблема СГ — природного газа, насыщающего трещинно-поровое пространство, органическое и глинистое вещество (в сорбированном, окклюдированном, а возможно, и конденсированном состояниях) черных сланцев (ЧС)*

разновозрастных формаций. Реальность грандиозных успехов США в разработке месторождений СГ не вызывает сомнений, как и то, что североамериканская "газосланцевая революция" существенно повлияет на энергетику и экономику других стран. Сейчас в СМИ (включая Интернет) интенсивно муссируются отрывочные и зачастую недостоверные сведения о ресурсах СГ Европы, где эта проблема никем пока серьезно не изучалась. Появились сообщения о больших ресурсах (даже запасах!) СГ в Польше, Германии, Франции, Голландии, Швеции [3—7]. Более того, согласно некоторым из этих сообщений, "Голландия, Франция, Швеция и Германия уже начали разработку пластов" (по-видимому, газоносных сланцев. — А. Л.) [7]. Это, впрочем, сомнительно по двум причинам. Во-первых, экономические и особенно технические возможности даже самых передовых стран Европы, в частности в сфере освоения СГ, несопоставимы с США и пока недостаточны для бурения сотен и тысяч горизонтальных скважин с проведением массового гидроразрыва. Во-вторых, в странах Западной Европы очень сильны позиции "зеленых", которые настроены категорически против добычи СГ, учитывая

* Целесообразно отметить неудачность этого термина и его производных. Мнение автора о гораздо большей корректности предложенного им ранее термина "гидрокарбон-пелиты", отражающего две главные особенности этих пород — пелитоморфность и углеводородную природу органического вещества, еще более укрепилось после знакомства с интересной, хотя и дискуссионной статьей Г. А. Беленицкой [2], в которой рассмотрена глубокая многоаспектная связь ЧС с древними природными аналогами современных техногенных катастроф, связанных с разливом нефти. Г. А. Беленицкая рассматривает ЧС в качестве "древних гомологов нафтогенных осадков" [2, с. 33]. При этом нафтогенность этих осадков она трактует не только (и не столько) как накопление продуктов деградации и окисления нефти, но и как результат воздействия ее на природные экосистемы (массовая гибель биоты и в то же время аномальный расцвет питающихся нефтью бактерий).

прежде всего негативное влияние закачки рабочих жидкостей в пласт (для проведения гидроразрыва) и откачки технических вод на окружающую среду (включая загрязнение канцерогенами подземных вод) [38]. Пока имеются достоверные сообщения о начале разработки СГ в Швеции [5, 7]: "Несмотря на протесты защитников окружающей среды, компания Royal Dutch Shell PLC начала бурение скважин для добычи сланцевого газа в Швеции. По мнению специалистов компании, в Швеции может быть выявлено достаточно запасов газоносных сланцев, чтобы обеспечить потребности страны в газе, по крайней мере, на десятилетие". Далее отмечается, что Швеция — одна из европейских стран, включая Великобританию, Францию, Германию, Австрию, Польшу, Венгрию, Болгарию и Румынию, где международные нефтяные и газовые компании проводят геологоразведочные работы на газоносные сланцы. Кроме того, о значительных запасах СГ недавно заявила Эстония, хотя из сообщения неясно, о каком газе идет речь — искусственном или природном. Наконец, несомненными перспективами в этом отношении обладает Беларусь (верхний фамен Припятской впадины и др.).

По оценкам международного энергетического агентства, ресурсы нетрадиционного газа в Европе (угольный метан и СГ) составляют около 35 трлн м³, что в 6 раз больше, чем континентальные ресурсы традиционного природного газа. Поэтому неудивителен тот интерес, который ведущие компании Мира проявляют к СГ Европы [40, 41]. Согласно [42], Exxon уже владеет перспективными газосланцевыми участками (потенциальными месторождениями СГ) в Германии и Венгрии, Chevron и Conoco Phillips получили лицензии на разработку СГ в Польше (Люблинский бассейн), а Shell — в южной Швеции. Правда, аналитики считают, что этот раздел сфер влияния в течение последних 2 лет касается пока больше потенциальной возможности, чем реальной добычи СГ. Однако стратегическое значение всех этих явлений на газовом рынке планеты вполне очевидно.

Для Украины по понятным географическим и геологическим причинам особое значение имеют данные о ресурсах и перспективах освоения СГ в Польше. Здесь они

связаны с Люблинским угольным бассейном (Восточная Польша, на границе с Украиной, где его непосредственным продолжением является Львовско-Волинский бассейн) и с Балтийской впадиной (Польское Поморье). В частности, в районе Гданьска начинается бурение для изучения газоносности аналогов знаменитых нижнепалеозойских (O-S) диктиотемовых сланцев и кукерситов.

Сланцево-газовый потенциал этих регионов Польши оценивается столь высоко, что, согласно [6, 7], уже в 2010 г. "мировые нефтяные гиганты-концерны "Эксон", "Шеврон", "Коноко" и "Марафон" начнут в Польше разведку месторождений газа в залежах сланцев". По оценкам консалтинговой компании "Wood Mackenzie", доказанные запасы в северных и центральных районах Польши достигают 1,36 трлн м³ [3].

Более того, "Польская нефтегазовая монополия PGNiG намерена до конца 2010 г. потратить 2—5 млн евро" (стоимость бурения одной скважины на нетрадиционный газ — около 1 млн евро). Бурение скважины Lubosino-1 в Польском Поморье и скважины Markowla-1 в Восточной Польше позволит дать предварительную оценку основных палеозойских черносланцевых формаций. Согласно коммюнике PGNiG, оценочная фаза месторождений СГ газа и стоимости его добычи пройдет в течение 1—2 лет. В случае подтверждения прогнозируемых запасов добычу можно начать еще через 3—4 года. При этом рентабельной добыча будет при условии, что на одном месторождении будет сосредоточено не менее нескольких десятков млрд м³ СГ. Для Украины эти сроки должны быть существенно увеличены, поскольку степень готовности начать оценку ресурсов СГ здесь гораздо ниже, чем в Польше, Швеции и других европейских странах. Несмотря на наличие ряда разновозрастных черносланцевых формаций, здесь практически нет сведений об их природной газоносности и не выделены первоочередные объекты для оценки их перспектив и изучения возможностей разработки СГ. К тому же в Украине, несмотря на многолетние исследования и данные об огромных ресурсах угольного метана (Донецкий и Львовско-Волинский угольные бассейны), реальное их освоение все никак не начнется. Это же относится и к газу плотных коллекторов (центральнобассейновый

газ). А освоение трех указанных нетрадиционных источников газа (минимальная суммарная оценка их прогнозных ресурсов в украинских недрах составляет 30 трлн м³) — это комплекс во многом общих геологических и технологических проблем, и "взрывное" освоение Barnett и других североамериканских месторождений СГ, как уже отмечалось [20], было в значительной мере подготовлено предшествующим опытом разработки угольного метана и центральнобассейнового газа, доля которых в валовой добыче США в последние годы составляет более 10%. Вместе с тем не следует недооценивать специфику условий формирования, залегания, а следовательно, и разработки собственно СГ.

Ряд экспертов достаточно высоко оценивает перспективы добычи СГ в Украине [4—7, 34, 35], К сожалению, при этом нередко смешиваются природный и синтетический СГ. Поэтому, говоря о перспективах **природного СГ** в Украине, прежде всего ссылаются на огромные (520 млрд т) запасы менилитовых сланцев и на ряд их месторождений в Львовской, Ивано-Франковской и других областях Западной Украины, "пригодных для добычи открытым способом". Однако менилитовая свита по ряду причин не может рассматриваться как перспективный источник природного СГ (см. ниже). Тем не менее в Украине есть ряд других, гораздо более привлекательных в этом отношении объектов, и она, несомненно, располагает значительными ресурсами природного СГ. Поэтому вполне можно согласиться с тем, что "если в Украине есть сланцы и отечественные исполнители обладают знаниями, достаточными для реализации современных технологий добычи этого газа (а в этом не приходится сомневаться), то уже сейчас необходимо приступить к тщательной проработке этого вопроса, поскольку медлить с этим — оставаться в стороне от происходящего не только за океаном, но и совсем рядом с нами, в Европе" [24].

Стратиграфические уровни накопления ЧС на территории Украины

Автору уже приходилось по разным поводам отмечать тот факт, что в геологии Украины отражены основные глобальные геологические закономерности. Это относится и к хро-

ностратиграфическому распределению черносланцевых или черносланцевосодержащих формаций, в частности, в ее верхнепротерозойско-фанерозойском осадочном чехле. В сводных разрезах основных нефтегазоносных регионов Украины находят то или иное отражение большинство глобальных аноксических событий, индикатором которых являются черносланцевые формации, а также включения черносланцевых литом (пластов, пачек, толщ) в других (угленосных, соленосных, терригенных, карбонатных) формациях. В частности, отмечается глобальная закономерность — тяготение ЧС к переходным интервалам между стратонами разного ранга [21].

Не рассматривая архейско-нижнепротерозойские (катархейские, палео- и мезопротерозойские) аналоги ЧС, отметим, что наиболее древние, возможно газоносные, сланцы появляются здесь в валдайской серии **венда** юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы — ВЕП (калюсские слои Приднестровья).

К переходному интервалу **венд — кембрий**, по-видимому, относится дислоцированная темноцветная формация, вскрытая бурением на ряде площадей (месторождений) Внешней зоны Предкарпатского прогиба (Крукеничская подзона). Возможно, возрастной диапазон этой черносланцевой формации, связанной с "морем Торнквиста" (палеоокеан Япетус) и ныне включенной в складчатый фундамент Предкарпатья, гораздо шире и включает в себя также поздний рифей [27, 31]. На территории Волыно-Подоллии наблюдается постепенное замещение нижнекембрийских "синих глин" темноцветными сланцами (плитчатыми аргиллитами), которые получают широкое развитие на Подольском выступе [11].

За исключением **нижнего кембрия**, раннепалеозойское сланценокопление в пределах юго-западной окраины ВЕП, в отличие от ее северо-западных районов, не получило существенного развития. Диктионемовые сланцы кемброордовика и нижнего ордовика, кукерситы среднего ордовика, граптолитовые сланцы силура, в отличие от Польши, здесь не установлены. Однако можно предполагать присутствие нижнепалеозойских ЧС в наиболее погруженных частях Львовского прогиба. Терминальный

этап раннепалеозойского черносланцевого накопления на территории Украины представлен **нижнедевонской** тиверской серией Приднестровья.

Достаточно четко проявляются на территории Украины глобальные уровни накопления ЧС в **позднем девоне — раннем карбоне**. Они представлены рядом стратонов в Львовско-Волынском и Донецком угольных бассейнах, в Днепровско-Донецкой впадине (ДДВ) и Придобруджинском прогибе. Для оценки перспектив, связанных с СГ, это имеет особое значение, поскольку в США именно к верхнедевонским — миссисипским черносланцевым формациям приурочены экстенсивно осваиваемые месторождения Барнет и Марцеллус [16, 43]. В частности, мощные существенно черносланцевые толщи установлены в верхнем фране (воронежские слои) и нижнем фамене ДДВ, в переходных между девонем и карбоном слоях различных тектонических сегментов Днепровско-Донецкого авлакогена [18, 21].

Что касается собственно карбона, то наблюдается присутствие ЧС в составе морских рифогенно-карбонатных, полифациальных угленосных формаций и их преобладающая роль в разрезах депрессионных отложений (нижний карбон юго-востока ДДВ — центральной части Донбасса). На этом фоне сложного формационного контроля распределения ЧС выделяется крупная черносланцевая (первоначально в значительной мере горючесланцевая) средневизейская (XIIa м.-ф. горизонт, рудовские слои) формация центральной части ДДВ [19]. По-видимому, ее депозит приурочен к юго-востоку ДДВ — Центральному Донбассу, где эти отложения залегают на больших глубинах. Что касается их стратиграфических и формационных аналогов в юго-западной части Донбасса (подзона C_1ve_2), то ее следует рассматривать как градацию (в понимании И. В. Хворовой) этой черносланцевой формации.

Пермский этап образования ЧС, столь ярко представленный на западе США (формация Фосфория), в Германии и Польше (медистые сланцы цехштейна), Англии (верхнепермские горючие сланцы), Франции (нижнепермские горючие сланцы), Австралии (пермские горючие сланцы — сапропелитовые угли торбаниты), Бразилии (горючие сланцы и "черные доломиты" фор-

мации Ирати), Дальнего Востока (гидрокарбосилициты) и т. д., на территории Украины проявился очень слабо. Это обусловлено прежде всего весьма ограниченным развитием пермских отложений и почти полным отсутствием верхней перми. ЧС установлены в ассельском ярусе нижней перми ДДВ и северо-западных окраин Донбасса. Они присутствуют в виде темноцветных глин меденосных "серых зон" красноцветной картамышской свиты и депрессионных частей соленосных циклов никитовской — славянской свит [9]. Сакмарско-артинско-кунгурские ЧС, широко распространенные в Урало-Поволжье (Уфимское плато, Соль-Илецкий, Астраханский своды и др.), как и цехштейновые фации меденосных ЧС, здесь отсутствуют в связи с грандиозным предтриасовым перерывом в осадконакоплении.

Еще слабее в пределах Украины проявился **триасовый этап накопления ЧС**, с которым связано формирование месторождений горючих сланцев Австрии и Швейцарии, ЧС Сицилии и Британской Колумбии (с триасовой черносланцевой формацией здесь связано упоминавшееся ранее [20] канадское месторождение СГ Монтней). Он в какой-то мере представлен лишь таврической флишевой формацией южного берега Крыма, аргиллиты которой близки к ЧС по литологии и исходному содержанию органического вещества (ОВ). Что же касается триасовых отложений ДДВ, то они представлены мощной континентальной красноцветно-пестроцветной серией.

Юрский этап, с которым связано накопление лейасовых посидониевых сланцев Западной Европы, горючих сланцев волжского яруса ВЕП и баженовской свиты Западно-Сибирской плиты, в Украине проявился не столь грандиозно, но все же гораздо ярче по сравнению с триасом и мелом. Здесь типичные ЧС представлены лейасовой аспидной формацией Горного Крыма, а также пачками и толщами черных глин в средней (байос — бат) и верхней (келловей) юре ДДВ и Западного Причерноморья [29].

Меловой этап характеризуется кардинальным расширением литогеодинамического диапазона образования черносланцевых формаций, которые, наряду с континентальным блоком, получают широкое распространение в Атлантическом океане и в пределах

древнего океана Тетис на территории Альпийско-Гималайской складчатой области (горючие сланцы Марокко, Египта, Ливии, стран Ближнего Востока, Италии, Румынии и др. [39]). Отмечена их четкая тектоно-геодинамическая дифференциация на эпикратонные, окраинно-континентальные и океанические [25].

На территории Украины эпикратонные фации проявились слабо и представлены только раннемеловым (готтерив — апт) глобальным уровнем черносланцевого накопления. В ДДВ это готтеривская пачка (до 36 м) черных глин в переслаивании с темноцветными песками и конкреционными магний-сидеритовыми прослоями. На склонах Украинского щита (УЩ) к ЧС можно отнести аптские темноцветные углистые глины, в пределах Волыно-Подоллии и Внешней зоны Предкарпатского прогиба — валанжинские черные глины (до 60 м), в Причерноморской впадине — аптские черные интенсивно пиритизированные глины, которые в переслаивании с алевролитами образуют толщу до 340 м (Новоалексеевка, скв. 2) [30].

В Карпатском регионе раннемеловой уровень проявился в виде мощных черносланцевых окраинно-континентальных формаций: шипотской свиты (неоком — альб) Черногорской структурной зоны и спасской свиты (баррем — альб) Скибовых Карпат и Внутренней зоны Предкарпатского прогиба. Меловые ЧС, представленные черными сланцеватыми аргиллитами, играют значительную роль в составе формаций складчатого фундамента Закарпатского прогиба — раховской (валанжин — низы баррема) и суховской (верхний альб — турон) свит [1, 30].

Палеогеновый этап, с которым связаны крупнейшее в мире месторождение (эоценовая формация) горючих сланцев Грин-Ривер с уникальным по толщине (в среднем 43 м) горючсланцевым пластом Мехогени, а также нижнеэоценовые сузакские горючие сланцы Средней Азии, верхнеэоценовая кумская свита Предкавказья, знаменитые эоценовые ванадиеносные ЧС (точнее, промежуточные между ЧС и сапропелитовыми углями породы) Венесуэлы [39], представлен в осадочном чехле Украины достаточно полно.

Прежде всего это олигоценовая менилитовая свита Карпат и олигоценовая майкопская серия Прикерченского шельфа — Керченского полуострова.

Эоценовый уровень черносланцевого накопления представлен весьма своеобразным Болтышским месторождением. Кроме того, палеогеновые пласты, промежуточные между горючими сланцами и сапропелитовыми углями, отмечены в некоторых компенсационных мульдах, связанных с соляным диапиризмом (Новодмитровское месторождение бурого угля и серы в зоне сочленения ДДВ и Донбасса, Песочинское месторождение горючих сланцев на юго-востоке ДДВ и др.), а также в палеогеновом Днепровском бурогольного бассейне.

Неогеновый этап, представленный месторождениями горючих сланцев юго-востока Кавказа (верхний сармат) и нодулярными сланцами свит Монтерей и Сискоук (миоцен — плиоцен) [39], в Украине проявился очень слабо (Флориановское и другие проявления сарматских и тортонских горючих сланцев Волыно-Подоллии).

Наконец, область накопления четвертичных аналогов ЧС и горючих сланцев — сапропелитовых илов (в сочетании с газогидратообразованием) является Черное море.

Первоначально на указанных донеогеновых и тем более докайнозойских этапах накапливались отложения, обогащенные в той или иной мере (вплоть до горючих сланцев) ОВ, основная часть которых под влиянием катагенеза и (или) гипогенного аллогенеза трансформировалась в ЧС. Именно с такими, по сути вторичными активированными и гидрофобизованными ЧС (включая битумные сланцы, oil shales и т. п.), связаны основные перспективы газоносности. Однако, поскольку из-за уже отмечавшейся [20] двусмысленности термина СГ, у неспециалистов и многих геологов он ассоциируется с горючими сланцами, есть смысл рассмотреть перспективы их газоносности в Украине. К тому же проблема СГ связана с проблемой искусственных месторождений [17], к которой горючие сланцы имеют непосредственное отношение.

О перспективах природной газоносности горючих сланцев Украины

Украина, вопреки довольно распространенному в СМИ мнению, не обладает гигантскими месторождениями качественных горючих сланцев. Менилитовые сланцы лишь

частично относятся к горючим сланцам, причем низкого качества. Известное Болтышское месторождение (запасы около 3 млрд т) представляет собой эксхлюзивное локальное образование в кальдерообразной депрессии, по-видимому, импактной природы (это же относится и к горючесланцевым проявлениям в Ротмистровской впадине). Кроме того, есть мелкие месторождения также палеогеновых горючих сланцев, приуроченные к приштоковым депрессиям типа вдавленных синклиналей, которые связаны с соляными диапирами юго-восточной части ДДВ. Последняя в этом отношении несопоставима с Припятской впадиной с ее огромными запасами верхнефаменских (озерско-хованских) горючих сланцев, которые совместно с данково-лебедянской солью образуют уникальную региональную покрывку нефтяных месторождений в нижнем фамене.

Менилитовые сланцы Карпатского региона — один из наиболее известных в Мире литотипов ЧС [22, 39]. Олигоценовая (по мнению некоторых стратиграфов — олигоцен-нижнемиоценовая) менилитовая свита Карпат и Внутренней зоны Предкарпатского прогиба входит в состав карпатского флиша. С песчаниками, алевролитами и ритмитами менилитовой свиты связана региональная промышленная нефтегазодность.

Менилитовые сланцы представлены преимущественно темноокрашенными (от темно-коричневых и темно-серых до черных) карбонатно-кремнисто-глинистыми сланцеватыми породами. Соотношение филлосиликатно-пелитового, кремнеземного (преимущественно халцедонового) и карбонатного вещества варьирует в широких пределах. Среди них присутствуют глины и аргиллиты, силициты ("роговики"), мергели, а также литологические разности смешанного состава. Все они в той или иной мере обогащены ОВ (от 1—3 до 20—30%, а в пропластках "менилитовых углей" — свыше 60%), а также дисперсным дисульфидом железа (преимущественно в виде обильного фрамбоидального пирита). Кроме того, в составе менилитовой серии присутствуют сероцветные алевропесчаные породы, карбонатные (кальцитовые, доломитовые, анкерит-сидероплезитовые и т. п.)

и силицитовые конкреции (конкреционные прослойки). Неравномерное распределение всех этих литологических типов и разностей в разрезе отражено в расчленении менилитовой серии на нижне-, средне- и верхнеменилитовые подсвиты [1, 22].

Четкий структурно-тектонический контроль распределения менилитовых сланцев закономерно сочетается с их литогеодинамической спецификой (большая роль конседиментационного кислого вулканизма и в то же время разнообразные проявления твердых битумов и темного пелитоморфного полиминерального вещества с аномально высокими содержаниями Ti, V, Ni, Cr, Ba и U — по трещинам естественного гидроразрыва и раскрытия систем литогенетической и тектонической трещиноватости). Их мощные (до 1,5—2 км) толщи сосредоточены во Внутреннем Предкарпатье [22, 31], т. е. Внутренней (Бориславско-Покутской) зоне Предкарпатского прогиба. Здесь они залегают в широком диапазоне глубин (от выходов на дневную поверхность до 4—5 км и глубже) и характеризуются региональной нефтегазодностью. К песчаникам и ритмитам менилитовой свиты приурочены преимущественно нефтяные, а также газоконденсатные и нефтегазовые залежи 35 месторождений Бориславско-Покутской зоны (Бориславское, Долинское, Битков-Бабчинское и др.).

В пределах Карпатского орогена менилитовые сланцы сосредоточены преимущественно в зоне Береговых Карпат, особенно в Скибовой и Кросненской зонах [22, 31]. Их наибольшие толщины (свыше 1,5 км) и в то же время наименьшая песчанность характерны для Береговой и Оливской скиб, где сосредоточены максимальные запасы (примерно 350 млрд т) наиболее качественных ЧС, пригодных для карьерной разработки. В Кросненской зоне мощные толщи интенсивно дислоцированных менилитовых отложений залегают в большом диапазоне глубин (дневная поверхность — 6 км и глубже). В пределах Центральных Карпат (Поркулецкая и Дуклянская зоны) присутствует лишь нижнеменилитовая подсвита, а средне- и верхнеменилитовая подсвиты замещаются отложениями кросненской серии. Наконец, мощные толщи менилитовых сланцев появляются в Магурской (Магурско-Черно-

горской) зоне. Здесь они отличаются повышенной известковистостью, низкой степенью окремнения и незначительной песчаностью. В Закарпатском прогибе менилитовая формация отсутствует.

Основным возможным коллектором СГ в менилитовой формации являются темноцветные обогащенные ОВ аргиллиты (сланцы), слагающие до 80% разрезов свиты. Их литологические особенности и вещественный состав детально изучались главным образом в связи с: 1) их возможной нефтематеринской ролью (еще в 1865 г. польский геолог Ф. Посепный высказал предположение о генетической связи карпатской нефти с ОВ менилитовых сланцев); 2) оценкой возможности использования тех разновидностей менилитовых сланцев, которые приближаются по содержанию и составу ОВ к низкосортным горючим сланцам, для производства синтетического газа, моторного топлива, смазочных масел и т. п.; 3) разработкой различных технологий для получения из пород менилитовой серии асфальтобетон, сырья для керамики, легких вспученных материалов и т. п. [22]. Перспективы же их использования как источника природного СГ не рассматривались. Поэтому необходимы специальные исследования газонасыщенности менилитовых сланцев, их петрофизических свойств и т. п. Пока же о перспективах добычи из них СГ можно судить по косвенным данным. Содержание ОВ в менилитовых сланцах варьирует в широких пределах (от 3—5 до 30—32%). "Кероген карпатских сланцев характеризуется надзвичайно складною природою" [22, с. 73]. Его лабильная часть, которая сравнительно легко выделяется органическими растворителями и водными растворами щелочей, представлена взаимосвязанными гуминовыми битуминоидными соединениями (их суммарное содержание составляет 6—10% от валового ОВ). Основная масса керогена (примерно 90%) представляет собой "цільно законденсовану систему, яка може бути зруйнована лише при температурі піролізу керогену" [22, с. 73]. Его элементарный состав характеризуется высоким содержанием кислорода, серы и азота (их сумма составляет 15—40% от органической массы). Содержание углерода в ОВ варьирует от 57 до 72% (в среднем около 60%), водорода — 6,12—

9,23%, азота — 0,34—1,64%, серы — 4,1—7,9% (в менилитовых сланцах месторождений Вижняна и Свалюва отмечены аномально высокие концентрации $S_{орг}$, соответственно 30,14 и 31,63%, что, по-видимому, связано с конседиментационными микробиологическими сульфатредукционными процессами), кислорода — 20,12—32%. Такой состав менилитовой органики многие исследователи связывают с большой ролью гумусового вещества вплоть до выделения так называемых "менилитовых углей", к которым, в частности, некоторые исследователи (Г. Л. Досин и др.) относят прослойки черного блестящего вещества, сходного с витреном. Однако бесспорная принадлежность менилитовых сланцев к типичным эксинитам (высокое содержание фрамбоидального пирита, микробиогенная природа основной массы ОВ, разнообразная ихтиофауна и отсутствие бентоса), повышенная роль азота в ОВ свидетельствуют не о гумусовой, а, скорее, о гумоидной (в понимании В. А. Успенского и О. А. Радченко) природе значительной части органики. Темноокрашенные гуминоподобные вещества меланоидины образуются при лабораторных и природных процессах синтеза сахаров и аминокислот [26].

Литогеодинамические закономерности накопления менилитовой формации позволяют понять специфику литогенеза менилитовых сланцев и, в частности, несоответствие ее облика, петрофизических и прочих свойств пород — степени катагенеза их глинистого и органического вещества. Поскольку роль последнего в формировании СГ несомненна, значительный интерес представляют данные исследований пород менилитовой свиты с помощью пиролиза Rock-Eval*. В статье Ю.В. Колтуна [14] изложены результаты изучения (к сожалению, не ука-

* Следует подчеркнуть значение этого метода (на Западе он считается обязательным при оценке перспектив нефтегазонасыщенности любого литостратиграфического комплекса) именно для проблемы СГ, "выход" которого при катагенетическом преобразовании определяется во многом природой и органической геохимией ОВ. Разумеется, данные Rock-Eval ни в коей мере не заменяют прямого изучения газонасыщенности ЧС. Однако для косвенной оценки природно-газового потенциала ЧС это очень важно. К сожалению, в Украине нет ни одной установки Rock-Eval (на все попытки ее приобрести на протяжении последних 20 лет ответ один: "немає грошей").

зано в какой лаборатории) достаточно представительной коллекции ("45 зразків *arginitiv*" [14, с. 149]) из пяти скважин во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба и двух обнажений в Скибовой зоне. Содержание $C_{орг}$ в изученных образцах варьирует от долей процента до 20,08%, составляя в большинстве образцов 4—8%. Величина параметра S_1 , показывающего количество в породе свободных углеводородов — УВ ($C_7 \div C_{33}$), составляет $0,13 \div 6,29$ мг (на 1 г породы). Большинство образцов, согласно принятым стандартам, характеризуется очень хорошими нефтегенерационными свойствами [14] (возможно, образцы с минимальными значениями S_1 взяты из литом с максимальной эмиграцией нефтяных УВ).

Значения показателя S_2 (количество нефтяных УВ, образующихся в процессе крекинга керогена) составляют 2,33—49,6 мг УВ/г, что также свидетельствует о высоком и очень высоком нефтегенерационном потенциале. Не останавливаясь на других показателях, приведенных в [14] и свидетельствующих "про добрі та дуже добрі нафтогенераційні властивості", отметим высокие значения водородного индекса (HI) $96 \div 730$ мг УВ на 1 г $C_{орг}$, что, согласно канонам осадочно-миграционной теории, свидетельствует о том, что фитопланктонно-микробиогенное ОВ менилитовых сланцев находится в предверии главной фазы нефтеобразования (ПК₂—ПК₃). Лишь на глубинах свыше 4,5 км появляются признаки эмиграции нефтяных УВ. В данном случае основной интерес представляет генерация газообразных УВ. Как известно, именно интенсивное газообразование сопровождается резким уменьшением содержания в ОВ водорода (соответствующий главной фазе или зоне газообразования скачок водородного индекса HI приурочен к границе МК₃—МК₄, что далеко за пределами интервала исследований менилитовой свиты и, тем более, гораздо глубже приемлемых глубин освоения ее СГ). Поэтому высокие значения HI свидетельствуют о том, что содержание СГ в менилитовых сланцах на глубинах менее 2 км вряд ли будет существенным.

К неблагоприятным для природной газонасыщенности факторам относятся такие особенности менилитовых сланцев, как тесная, на ультрамикроструктурном уровне, связь керогена с гидрослюдисто-сметкитовым

глинистым и кремнистым веществом. В менилитовых сланцах ярко проявляется свойственный многим типам ЧС эффект торможения диагенетического минералообразования путем формирования органо-минеральных комплексов, что приводит к снижению эффективной пористости и затрудняет извлечение СГ.

В то же время следует отметить интенсивную литогенетическую и тектоническую трещиноватость, которая в значительной мере контролирует промышленную нефтегазонасыщенность менилитовой свиты, а также благоприятна для создания искусственных залежей УВ [17].

По мнению автора, даже при высокой газонасыщенности менилитовых сланцев (и других черносланцевых толщ Карпатского региона) и хорошей извлекаемости из них природного СГ его добыча в Карпатском регионе была бы нецелесообразна прежде всего по экологическим причинам. Методы экстенсивного освоения (с бурением тысяч горизонтальных скважин, проведением многостадийного искусственного гидроразрыва и т. п.) таких североамериканских месторождений в среднепалеозойских ЧС, как Барнет и Марцеллус, для Карпатского региона абсолютно неприемлемы. Однако, как уже отмечалось [20], в Северной Америке есть месторождения СГ совершенно другого типа: Хейнесвил (США), Монтней и Биг Хорн (Канада, Британская Колумбия). Их мезозойские (юра, триас) ЧС, залегающие на глубинах 3,5—4,5 км в условиях аномально высоких пластовых давлений и температур, характеризуются резко повышенными (до 500 000 м³/сут) дебитами СГ. Разработка здесь ведется сравнительно небольшим количеством скважин, что делает добычу СГ экономически весьма эффективной. Несмотря на сравнительно небольшие площади, они тоже входят в число наиболее крупных, перспективных на долгосрочную разработку месторождений СГ. Карпатский регион, бесспорно, перспективен именно на месторождения СГ такого типа, связанные с ЧС менилитовой (олигоцен), а также спасской и шипотской (нижний мел) свит на глубинах свыше 3 км, где наблюдается скачкообразное увеличение степени катагенеза (ПК → МК), и данные Rock-Eval свидетельствуют о начале интенсивной генерации газообразных УВ.

Болтышское месторождение горючих сланцев приурочено к одноименной впадине в архейских кристаллических породах (граниты и биотитовые гнейсы Кировоградского комплекса) центральной части УЩ. Это типичная структура центрально-кольцевого типа: округлая в плане депрессия диаметром 24 км, глубиной до 1 км (толщина осадочных отложений — до 550 м). Ее кратерообразный характер и комплекс характерных морфологических особенностей (внутренний кратер диаметром 12 км с центральным поднятием брекчированных пород, фрагменты кольцевого вала и т. п.) ранее интерпретировались как кальдера обрушения, образовавшаяся на месте позднемелового вулкана [33]. Однако в свете современных данных Болтышский кратер представляет собой сложную импактную структуру, которая, по наиболее достоверным определениям изотопного возраста (аргон-аргоновый метод) импактитов (ударно-расплавленных пород, аллогенных брекчий и зювитов, заполняющих внутренний кратер), образовалась около 65 млн лет назад, т. е. соответствует мел-палеогеновому рубежу [12]. Импактная природа лучше, чем вулканогенная, согласуется с особенностями тектоники (пологие борта, отсутствие свойственных кальдерам обрушения кольцевых сбросов, характер локальной штамповой складчатости осадочных слоев) и стратиграфии (отсутствие позднемеловых отложений). В свете указанных изотопных датировок находит объяснение широкое распространение в посткратерных отложениях Болтышской впадины разнообразной по составу (макро- и микрофауна, флора, харовые водоросли, спорово-пыльцевые комплексы) смешанной мел-палеогеновой биоты. Эти отложения относятся к палеогену. Наиболее древние палеоботанически охарактеризованные слои соответствуют танетскому ярусу палеоцена [33]. Основная часть разреза, представленная горючесланценозной формацией (до 400 м), по палинологическим данным относится к эоцену. Она перекрывается маломощными верхненеогеновыми и четвертичными отложениями (пестрые глины, пески, суглинки).

Эоценовая сланценозная формация Болтышской впадины, по данным работы [33], сложена сероцветными, в различной степе-

ни обогащенными ОВ алевроглинистыми отложениями (глины, в различной степени алевритистые глины, глинистые алевролиты и т. п.), которые включают от 25 до 40 пластов горючих сланцев толщиной свыше 0,5 м (14 из них являются рабочими, т. е. рентабельными для разработки). Органическая часть сланцев характеризуется в большинстве водорослево-сапропелевой природой и состоит преимущественно из структурных и бесструктурных микрокомпонентов группы альгинита (коллоальгинит, таломоальгинит). Подчиненную роль играет витринит (структурный и бесструктурный витрен) и микстинит. Содержание ОВ варьирует от 12 до 50% [33]. Во вмещающих отложениях содержание и состав ОВ не изучались.

Исходя из указанных критериев прогноза природной сланцевой газоносности, нет оснований рассматривать Болтышское месторождение горючих сланцев как месторождение СГ. К этому следует добавить, что супергигантское месторождение эоценовых горючих сланцев Грин-Ривер, миниатюрным* аналогом которого по возрасту и озерному генезису является Болтышское, среди известных в Северной Америке месторождений СГ не фигурирует. В то же время импактная природа Болтышской впадины позволяет предполагать здесь особый режим газоносности и существование сложной газоносной системы, возможным звеном которой являются горючесланценозные палеогеновые отложения, природная газонасыщенность которых не изучалась (кстати, гидрослюдисто-каолинитовый состав их глинистого вещества с точки зрения природной газоносности благоприятен).

Известно, что образование крупных ударно-взрывных структур, с одной стороны, сопровождается активизацией глубинных флюидных потоков (при этом аллогенные брекчии и другие импактиты совместно с зонами трещиноватости пород "мишени" формируют сквозьформационные флюидопроводящие зоны [18]), а с другой стороны, в таких структурах идет интенсивная дегазация пород и, в частности, мобилизация

* Запасы горючих сланцев Болтышского месторождения, как отмечалось, составляют около 3 млрд т, а для месторождения Грин-Ривер они оцениваются в 500—600 млрд т.

газовых включений, особенно обильных в кристаллических породах. Для оценки перспектив ее нефтегазоносности необходимо пробурить в центре параметрическую скважину глубиной не менее 2000 м (с полным вскрытием осадочного чехла и брекчированных пород центрального поднятия и хотя бы частичным — предполагаемых трещиноватых пород фундамента) и провести комплексные литологические, петрофизические, геохимические (с обязательным изучением газосодержания, химического и изотопного составов газа, включая $\delta^{13}\text{C}$ и δD метана, $\delta^{34}\text{S}$ сероводорода, $\delta^{13}\text{C}$ и $\delta^{18}\text{O}$ углекислого газа) исследования, которые позволят оценить углеродный потенциал, природу и потенциал газоносности Болтышской структуры. Параллельно с этим следует изучить строение Болтышской впадины и предполагаемые зоны разуплотнения ее фундамента сейсморазведкой 3D.

В целом же, ни менилитовые, ни болтышские сланцы не могут рассматриваться как объекты, перспективные именно на природный СГ, в отличие от более древних черносланцевых формаций Волыно-Подоллии, Западного Причерноморья и Днепровско-Донецкого авлакогена.

Волыно-Подоллия и Западное Причерноморье

Юго-западная окраина ВЕП, к которой приурочены два этих перспективно нефтегазоносных, но слабо изученных региона, имеет много общего с восточной окраиной Северо-Американской платформы. В обоих случаях речь идет о тектонически гетерогенном сегменте древней плиты, расположенной между докембрийским щитом и складчаторогенным обрамлением. Это сходство находит отражение в формационных рядах осадочного чехла, в закономерностях карбонатного рифообразования, формирования речных дельт, угленакопления и т. п. Указанная общность в полной мере относится и к накоплению ЧС (как в виде самостоятельных формаций, так и "включений" в полифациальных угленосных, рифогенно-карбонатных и других комплексах).

Область сочленения Северо-Американской платформы с герцинской складчатой системой Аппалач характеризуется наличи-

ем обширных сланцево-газоносных полей, связанных с разновозрастными (в основном средний девон, верхний девон, миссисипий) ЧС [20]. Среди них гигантское газовое месторождение Марцеллус (внешняя зона Предаппалачского прогиба), а также Нижний Гурон, Аттика и др. Данные сравнительного изучения позволяют предположить наличие крупных ареалов разновозрастных газоносных черносланцевых толщ на территории Волыно-Подоллии. Разумеется, любая регионально-геологическая аналогия, даже между сходными по строению и истории формирования регионами, весьма далека от полного стратиграфического и структурно-тектонического соответствия. Однако, учитывая ярко выраженную литогеодинамическую специфику ЧС [18], можно с уверенностью прогнозировать наличие их крупных полей в указанных регионах Украины.

Волыно-Подоллия — тектонически гетерогенный краевой сегмент юго-западной окраины ВЕП между УЩ и Карпатами [11]. Пассивные континентальные окраины, как известно, характеризуются большим углеводородным потенциалом. С ними связаны зоны (ареалы) интенсивного нафтидо-, угле- и сланценакопления, что обуславливает огромные ресурсы УВ в различных формах залегания. Восточная окраина Северо-Американской платформы, где огромные ресурсы УВ представлены в значительной мере СГ и угольным метаном, яркий тому пример. Однако углеводородный потенциал недр Волыно-Подоллии (и Западного Причерноморья) пока проблематичен из-за слабой изученности глубоким бурением. Правда, благодаря естественным обнажениям, горным выработкам (карьеры, шахты) и неглубокому бурению на твердые полезные ископаемые и воду здесь изучен сводный стратиграфический разрез (рифей — кайнозой) и реконструирован вертикальный формационный ряд осадочного чехла [11]. Тем не менее при большом разнообразии тектонических структур (грабены, горсты, синеклизы, моноклинали) этого недостаточно для достоверных литолого-фациальных реконструкций и картирования формаций.

Присутствие ЧС в виде как отдельных прослоев, так и пачек или толщ установлено здесь на разных стратиграфических уровнях: от верхнего протерозоя до кайнозоя.

Наиболее древние ЧС, заслуживающие внимания в качестве возможного резервуара СГ, представлены **калюсскими слоями венда Приднестровья** [27]. Это пачка (до 60 м) черных фосфоритоносных аргиллитов с высоким содержанием ($C_{\text{орг}}$ — до 7,5%) сапропелевого ОВ бактериально-водорослевой природы. Состав глинистого вещества каолинит-гидрослюдистый. Степень катагенеза по весьма ограниченным данным соответствует грациям $МК_3$ — $МК_4$, но нуждается в специальном изучении. Структура от лептопелитовой до крупнопелитовой и алевропелитовой. Текстура тонко- и микрослоистая, местами подчеркнутая пропластками туфов и алевролитов, фосфатизированных известняков и самоцветов. Характерно присутствие фосфоритовых радиально-лучистых конкреций (в верхней части слоев). С. Н. Наумовой здесь были обнаружены крупные споры, характерные для ламинаритовых слоев Прибалтики с пропластками горючих сланцев. Не вызывает сомнений и изначально высокое содержание в них сапропелевого ОВ (катагенетическая трансформация древних горючих сланцев в ЧС).

Литология и палеонтология калюсских слоев изучалась по обнажениям правого берега р. Днестр и по керну картировочных скважин в зоне их неглубокого залегания на западном склоне УЩ. Необходимо вскрыть их бурением в дистальной части склона щита в условиях моноклинального залегания на глубинах 500—2500 м* и детально изучить по керну и каротажу литологию, геохимию ОВ, петрофизику, газонасыщенность с целью оценки возможной газоносности этой бесспорно перспективной черносланцевой формации. При этом на западном склоне УЩ и на восточном борту Львовского прогиба в стратиграфически более полных разрезах верхнего протерозоя — кембрия могут быть вскрыты и другие перспективные на СГ древние черносланцевые толщи. В венде — кембрии накопление ЧС происходило в море Торнквиста и в его шельфовой зоне, которая занимала "всю западную окраину Восточно-Европейской

платформы от Балтийского до Черного моря" [13, с. 100].

Кембрийские ЧС в виде прослоев, пластов и более крупных литостратиграфических единиц, судя по фрагментарным данным, должны быть широко распространены во **Львовском прогибе и Внешней зоне Предкарпатского прогиба**, а также на **Подольском выступе** западного склона УЩ. В пределах последнего, южнее широты г. Теофиополь, установлено [11] замещение "синих глин" балтийской серии черными тонко-, микрослоистыми аргиллитами толщиной до 40 м. Судя по характеристике их стратиграфических и литологических аналогов в других регионах [18, 32], они характеризуются высоким содержанием сапропелевого ОВ. Как отмечалось [20], на Северо-Американской платформе наблюдается парадоксальная связь разновозрастных черносланцевых толщ с выступами (сводами) докембрийского фундамента. Так, месторождение Барнет, на котором добыта основная часть СГ в 2008—2010 гг., связано с одноименной верхнедевонской черносланцевой формацией на выступе (полусводе) Бенд, месторождение Хейнесвил — с верхнеюрской черносланцевой формацией на куполе Сэбин и т. д. Поэтому пачку ЧС в составе балтийской серии Подольского выступа, залегающую на небольших (менее 500 м) глубинах, можно рассматривать как объект, перспективный на СГ.

Особого внимания заслуживают возможные **черносланцевые формации венда — кембрия во Львовском и Предкарпатском прогибах**. В частности, в пределах Косовско-Угерской подзоны Внешней зоны Предкарпатского прогиба в середине прошлого века древние флишоидные черносланцевые отложения были вскрыты бурением (в интервале глубин 670—2814 м) на ряде разведочных площадей, включая месторождения Кохановка, Рудки, Угерское, Дашава и др. Ни в одной из этих скважин они не пройдены полностью. Перекрываются они разновозрастными (J_1 — J_3) юрскими отложениями, продуктивными на Кохановском и Рудковском месторождениях. Представлены венд-кембрийские (?) ЧС черными сланцеватыми аргиллитами и тонким переслаиванием их с темноцветными алевролитами. Возраст по акритархам определяется не древнее вал-

* Именно в таком интервале глубин залегают ЧС месторождения Барнет, которое стало полигоном промышленного освоения СГ.

дайского и не моложе балтийского [27]. К сожалению, отсутствуют какие-либо данные по содержанию ОВ и его природе. Судя по ее аналогам в Волго-Уральской области ("вендский доманик" и др.) и общей литологической характеристике, можно полагать, что содержание $C_{орг}$ здесь составляет до 3—5%. Степень катагенеза существенно выше, чем в платформенных разрезах, достигая границы мезо- и апокатагенеза ($МК_5$ — $АК_1$). По канонам осадочно-миграционной теории нефтидогенеза эта формация давно прошла главную стадию (вышла из главной зоны) нефтеобразования, но находится на главной стадии (в пределах главной зоны) газообразования. Для проблемы СГ, как отмечалось, важен именно современный катагенетический статус системы "ОВ — минеральное вещество — флюид". В данном случае можно предполагать значительную газонасыщенность данной формации Внешней зоны Предкарпатского прогиба. К предпосылкам сланцевой газонасыщенности и благоприятным условиям для извлечения СГ относятся каолинит-гидрослюдистый состав и крупнопелитовая структура, флишоидность, тонко- и микрослоистость, сланцеватость (кливаж разлома).

В 1962—1966 гг. кембрийские отложения были вскрыты бурением на полную мощность (в интервале 726—2215 м) в восточной краевой части **Львовского палеозойского прогиба** (Бучач, Завадовка, Хмелевка, Горохов, Луцк). Здесь преобладают светлоокрашенные (белые, светло-серые, голубоватые) кварцевые песчаники (кварцитопесчаники) и алевролиты с прослоями сероцветных и зеленоватых аргиллитов, а также черных аргиллитов, алевролитов и ритмитов. Прослой и пачки ЧС среди шельфовых кварцево-алевропесчаных отложений отмечены в ряде разрезов балтийской и бережковской свит [13, 28]. В частности, чередование алевропесчаных пачек с пачками черных тонко(микро)слоистых аргиллитов отмечено в разрезах скважин Бучач-1, Завадовка-1 и др. [27]. Закономерности нефтегазонасыщенности кембрия Балтийской и Брестско-Подлесской синеклиз свидетельствуют о больших перспективах кембрия юго-западной окраины ВЕП, связанных с газом кембрийских малопроницаемых алевропесчаных коллекторов. При-

сутствие мощной дислоцированной венд-кембрийской (?) черносланцевой формации в Косовско-Угерской подзоне Внешней зоны Предкарпатского прогиба и шельфовых глинисто-алевропесчаных отложений на западном склоне УЩ — восточной краевой части Львовского прогиба позволяет предполагать широкое распространение черносланцевых и алевропесчано-черносланцевых кембрийских отложений в пределах Львовского прогиба, включая его наиболее погруженную часть. Близкие формационные соотношения между шельфовыми (кварцевые песчаники — алевролиты, известняки) и депрессионными черносланцевыми фациями характерны, в целом, для кембрия, ордовика и силура Воыно-Подоллии, что дает основания прогнозировать в Львовском прогибе значительные нетрадиционные ресурсы газа в кварцитопесчаниках, ЧС, а также известняках. Перспективы последних здесь не рассматриваются, однако данные изучения газонасыщенности шельфовых, предрифовых и рифогенных известняков позволяют рассматривать и их в качестве возможного источника нетрадиционного газа, освоение которого, наряду с общими для разработки газа плотных коллекторов (tight reservoirs), требует и своих специфических технологий.

Присутствие ряда черносланцевых (тонкоплитчатые черные аргиллиты и известняки) пачек (5—55 м) давно установлено в обнажениях **тиверской серии нижнего девона** на берегах Днестра и его левых притоков [11]. С **нижнедевонскими ЧС**, возможно, связаны значительные ресурсы СГ в пределах **Львовского прогиба**. В качестве конкретных объектов, с которых можно было бы начать изучение сланцево-газового потенциала следует указать на Локачинское и Великомоствовское газовые месторождения.

Локачинское месторождение, расположенное во внешней части (на восточном борту) Львовского палеозойского прогиба, приурочено к осложненному брахиантиклиналям одноименному валу северо-восточного простирания [1]. Структура представляет собой асимметричную складку (11х3,5 км, высота 75—100 м, углы падения юго-восточного крыла 4—6°, северо-западного — до 1,5°, стратиграфический диапазон пликативной деформации осадочного чехла — от ри-

фея до мела включительно). На месторождении установлено семь газовых пластовых залежей сводового типа в терригенных и карбонатных коллекторах. Нижняя из них приурочена к кровле тиверской серии нижнего девона, остальные — к свитам среднего девона. Как уже отмечалось, тиверская серия содержит ЧС и представляет определенный интерес как регионально газоносная (СГ) толща в Львовском прогибе. С этой точки зрения газовая залежь в ее кровле — возможный дериват СГ. Целесообразно изучить газо насыщенность, петрофизику и другие показатели нижедевонских ЧС, необходимые для выявления сланцевой газоносности и ее освоения, которому должны способствовать небольшие (900—1300 м) глубины и довольно крутое (4—6°) залегание нижедевонских слоев на юго-восточном крыле [1].

Великомостовское месторождение, расположенное во внутренней части Львовского палеозойского прогиба, связано с Куличковским поднятием автохтона [1]. Это асимметричная брахиантиклиналь (размеры 12,5х3,2 км, высота 80 м) с пологим (3—5°) западным и более крутым (5—8°) восточным крылом. Газовая пластовая сводовая залежь приурочена к базальной алевропесчаной пачке среднего девона (нижнелопушанская подсвита) и также может рассматриваться как дериват газоносных плотных пород тиверской серии. Для изучения предпосылок газоносности нижедевонских сланцев и освоения их предполагаемых ресурсов целесообразно провести детальную сейсморазведку 3D и пробурить скважину (дублер скв. 5), которая бы вскрыла D₁ в аллохтоне и автохтоне. Данные, полученные по газоносности тиверской серии на указанных месторождениях, наряду с бурением параметрической скважины в центральной части Львовского прогиба, позволяют дать региональную оценку перспектив нижедевонских ЧС.

Присутствие разнообразных по составу минерального и органического вещества ЧС характерно для визейских и серпуховских отложений **Львовско-Волинского угольного бассейна**.

Черносланцево-карбонатитовой (по классификации, предложенной Я. Э. Юдовичем) является **олесковская свита средне-визейского подъяруса** [10]. Это толща

(30—70 м) темноцветных (темно-серых, черных) окремнелых битуминозных известняков с прослоями тонкоплитчатых черных аргиллитов, которые, как и ее аналоги в ДДВ (нижняя часть IIIa м.-ф. горизонта, рудовские слои) и Придобруджинском прогибе, возможно, характеризуется высокой газо насыщенностью. Олесковская свита, повсеместно расположенная в Львовско-Волинском бассейне на глубинах менее 1—1,5 км, бесспорно, может рассматриваться как один из возможных объектов освоения ресурсов СГ.

Вышележащая **бусская свита**, которая в работе [10] также отнесена к **среднему визе** (аналоги верхней части IIIa м.-ф. горизонта), характеризуется явлениями замещения сероцветных микритовых известняков черными плитчатыми аргиллитами. Последние, являясь по литологическим характеристикам типичными кахитолитами (по классификации Я. Э. Юдовича), по-видимому, преобладают в составе этой свиты в пределах наиболее прогруженной части Львовского бассейна, которая является одним из наиболее перспективных ареалов развития газоносных ЧС в Украине. Здесь необходима постановка специальных сейсмических исследований 3D с целью выявления зон (объемных породных массивов) повышенной трещиноватости и газо насыщенности.

Верхневизейские (согласно Унифицированной схеме, 1965) отложения в объеме (снизу — вверх) яхторовской, владимирской и устилужской свит представлены толщей сероцветных шельфовых известняков. ЧС появляются в верхневизейских (**порицкая свита**), серпуховских (**иваницкая, лишняянская, бухарская свиты**) угленосных фациально-циклических отложениях. Они представлены прослоями, пластами и пачками темноцветных и черных тонкоплитчатых, часто интенсивно трещиноватых аргиллитов. Наиболее крупной черносланцевой литомой в угленосных отложениях является **верхняя пачка лишнянской свиты** толщиной до 40 м. Вместе с наиболее угленосной вышележащей **бужанской свитой** она может рассматриваться как комплекс совместного освоения СГ и угольного метана.

Учитывая широкое развитие в нефтегазосносных регионах Украины паралических угленосных формаций, целесообразно выделить в качестве специального направления данной

проблемы освоение СГ в черносланцевых пластах, пачках и толщах фашиально-циклически отложений прежде всего карбонового возраста. В частности, в Львовско-Волынском угольном бассейне значительный интерес в этом отношении представляет тесно связанная с лагунными отложениями фация приморских озер [36, 37]. Она представлена черными тонкоотмученными бескарбонатными глинами с повышенным содержанием ОВ ($C_{орг}$ — 1,5—3% и более) гумусового (арконового) состава. Как и глинистые осадки иловых впадин, это наиболее ярко выраженные ЧС полифашиальных угленосных отложений. Однако по комплексу геохимических данных (содержание Na, B, Ba, Sr, изотопный состав $C_{орг}$) между ними установлены существенные различия в их седиментогенезе.

Органопелитовые осадки приморских озер накапливались в условиях пресноводного бессульфатного озерно-болотного водоема — своеобразного отстойника для взвесей и весьма тонкого растительного шлама. Изотопное утяжеление $C_{орг}$ (до значений $\delta^{13}C$ — 20,6‰) по сравнению со средним изотопным составом углерода исходного растительного вещества, можно объяснить лишь интенсивным метановым брожением, которое сопровождалось уходом изотопно более легких углеродных радикалов ($\delta^{13}C$ — 50,6‰ и ниже). Независимым подтверждением интенсивного метанового (но не углекислого, так как не наблюдается заметной каолинизации глинистого материала) брожения являются, с одной стороны, палеогазопроявления [37], а с другой — отсутствие фауны или ее специфика. Установленные здесь В. Ф. Шульгой следы древних газовыделений как характерный фашиальный и формационный признак были обнаружены, помимо фации приморских озер и маршей, в глинистых отложениях сильно опресненных лагун [36]. В Львовско-Волынском бассейне в нижней части угленосной формации аргиллиты этого фашиального типа содержат массовые скопления двустворок-посидоний [15].

Интенсивное газовыделение в седиментогенезе — диагенезе и последующий катагенез способствовали длительному многофазному интенсивному газонасыщению, что позволяет отнести этот фашиальный тип ЧС в угленосных формациях карбона к перспективным на СГ.

В нижнем карбоне Львовско-Волынского бассейна в фашиально-циклическом угленосном разрезе присутствует ряд черносланцевых пачек и толщ озерно-болотного, лагунного, илово-депрессивного генезиса, перспективных на СГ. В частности, большой интерес представляет своеобразная ингрессионная **толща в основании верхней (C_1s_2) высокоугленосной подформации угленосной формации** [15]. Она сложена черными сланцеватыми аргиллитами и алевролитами озерно-болотного и лагуново-заливного происхождения с повышенным содержанием гумусового (арконового) ОВ и комплексом указанных признаков интенсивного метанового брожения. В. Ф. Шульга выделил в ее составе три посидониевых горизонта, ранее установленных польскими геологами в Люблинском бассейне [15]. Эта толща в интервале между верхнесерпуховскими (намюрскими) известняками N_3 — N_4 , которая давно рассматривается как маркирующий "горизонт черных сланцев" [10, с. 1027] суммарной мощностью 60—80 м, залегающая на глубинах менее 1500 м на территории площадью свыше 500 км², обладает несомненными перспективами на СГ.

Западное Причерноморье, в разных частях которого в середине прошлого века открыто несколько мелких газовых (сармат) и нефтяных (девон) месторождений, до сих пор относится к регионам с невыясненными перспективами нефтегазоносности. Из-за давнего почти полного прекращения геологоразведочных работ на нефть и газ многие особенности его геологического строения, тектоно-геодинамической эволюции и закономерностей нефтидогенеза и нефтегазоносности остались не выявленными. Однако в свете данных о геологическом строении и тектоно-геодинамической эволюции данного региона, основу которого составляет **Придобруджинский прогиб**, а точнее, **Придобруджинская система грабен** и **горстов** [8], фактические данные по нефтегазоносности свидетельствуют о большом углеводородном потенциале палеозойских и мезозойских формаций, среди которых широко распространены авандельтовые, шельфово-карбонатные, барьерно-рифовые, морские депрессионные отложения на пассивной окраине Восточно-Европейского кратона. В частности,

здесь неоднократно возникали условия, благоприятные для образования ЧС. Их прослои, пакки и толщи в чередовании с карбонатными и терригенными полифациальными отложениями установлены в силуре, девоне, нижнем карбоне и юре.

В центральной части Придобруджинского прогиба (скважина Казаклийская-1) **силур** представлен толщей темноцветных аргиллитов с прослоями мергелей и глинистых известняков [8]. Содержание ОВ сапропелевого типа в этих отложениях варьирует от 0,3 до 4,2%, в среднем составляя 1—2,5%. Степень катагенеза органического и минерального вещества (по спорам, конодонтам, глинистым минералам) составляет МК₄—АК₁. Дополнительным фактором преобразования ОВ и его дегазации является контактный метаморфизм, связанный с внедрением гипабиссальных интрузивных тел (дайки, силлы) керсантитов. Наиболее благоприятным объектом для изучения газоносности **силурийской черносланцевой формации** является *Тузловский грабен* (Крыловская впадина), где ее мощность в скважине Саратовская-6 достигает 634 м [8].

Девон (в составе трех отделов) представлен вертикальным формационным рядом: черносланцевая депрессионная (D₁), карбонатно-сульфатная эвапоритовая (D₂) и биогенно-карбонатная шельфовая (D₃) формации. **Нижнедевонская черносланцевая формация** (до 1460 м) сложена темноцветными (черными, темно-серыми) микро- и тонкослоистыми, скрытослоистыми аргиллитами с прослоями алевролитов, средне- и мелкозернистых песчаников, мергелей, благодаря чему она разделяется на ряд черносланцевых толщ (пачек). Содержание ОВ в породах варьирует в широких пределах, достигая в черных сланцеватых аргиллитах 3,7% (в среднем 1,0—2,0%). Тип ОВ сапропелевый и гумусово-сапропелевый. В отличие от силурийских ЧС, накопление которых происходило в условиях морского бассейна с нормальным газовым режимом и содержание сульфидной серы в которых составляет 0,45—0,60%, накопление раннедевонских ЧС происходило в условиях сероводородного заражения. Об эвксинском характере раннедевонского бассейна в Придобруджинском прогибе свидетельствуют палеобиотические особенности ЧС и различные пока-

затели резко восстановительных условий седиментогенеза, в частности обилие фрамбоидального пирита и высокое (до 3,28%) содержание сульфидной серы. Степень катагенеза соответствует интервалу МК₂—МК₃. Определенный, хотя и сугубо косвенный для проблемы СГ, интерес представляют данные химико-битуминологических исследований [23], согласно которым здесь, в отличие от силурийских пород, присутствуют эпигенетические битумоиды (преобладание нейтральных компонентов в составе хлороформенного экстракта, содержание масел — до 38,4%, величины β_{хл} — 21,3—39,5). Это подтверждается макропроявлениями вторичной битуминозности песчаников, трещиноватых аргиллитов и известняков, а также наблюдениями в шлифах. Все это позволяет предполагать интенсивную генерацию жидких и газообразных УВ и повышенную газонасыщенность пород нижнедевонской черносланцевой формации. Широкие вариации углов падения ее слоев (от 2—5° до 25—35°), которые в приразломных зонах (по данным бурения на Саратовской площади) достигают 70—80°, позволяют выделить наиболее благоприятные участки для дренирования газоносных ЧС обычными и наклонными скважинами.

Карбон Придобруджинского прогиба представлен только нижним отделом (общей мощностью до 1200 м), на котором с резко выраженным угловым несогласием залегают пермо-триасовые красноцветно-пестроцветные молассоидные (с покровами и силлами средних и кислых эффузивов и их туфами) отложения мощностью от 200 до 2000 м (Татарбунары). Как и в Днепровско-Донецком авлакогене, он расчленяется на турнейско-нижневизейскую карбонатную (80—550 м), (средне?)-верхневизейскую (аналог ХIIа м.-ф. горизонта ДДВ — см. выше) терригенно-черносланцевую (до 250 м) и верхневизейско-серпуховскую терригенно-черносланцево-угленосную формации. **Верхневизейско-серпуховская черносланцево-терригенно-угленосная серия** (белолесская свита) представляет несомненный интерес в качестве нетрадиционного источника природного газа. В отличие от ДДВ, газовый потенциал визейских ЧС Придобруджья совершенно не изучен. Однако единство раннекаменноугольного бассейна

седиментации ДДВ и Придобруджинского прогиба, литолого-фациальное тождество черносланцевых (с прослоями песчаников-турбидитов и контуритов) отложений этих регионов [19] позволяет предполагать высокую газонасыщенность нижекаменноугольных ЧС и углистых пород Западного Причерноморья, в частности в пределах Белолесского блока. Содержание $C_{орг}$ в ЧС (по керну скважин, пробуренных на Белолесской и Балабановской площадях) составляет 1—3% и более (ОВ — до 4% и более), состав его варьирует от гумусово-сапропелевого (низы верхневизейской черносланцевой формации) до сапропелево-гумусового и существенно гумусового (черные аргиллиты и углистые породы серпуховского яруса). По данным работы [8, с. 13], "весь (верхневизейско-серпуховский) разрез насыщен угольным материалом в различной форме — от рассеянной углефицированной органики до прослоев и пластов угля (0,05—1,5 м) гумито-сапропелевых длиннопламенных углей, количество которых возрастает в наюрской (верхнесерпуховской. — А. Л.) части разреза и колеблется от 2—5 до 20—26". В изученных разрезах (Белолесская, Балабановская площади) угли относятся к длиннопламенному и газовому типам ($МК_1$, $МК_2$). В глубоких прогибах (грабенах) степень катагенеза должна возрастать до стадий $МК_3$ — $МК_4$. Весь указанный диапазон благоприятен с точки зрения нетрадиционной газоносности (СГ, угольный метан) верхневизейско-серпуховских отложений. Степень катагенеза $МК_3$ (Ж) — $МК_4$ (К) соответствует главной фазе (зоне) газообразования. Все это, наряду с данными по нефтегазоносности Придобруджинского прогиба и, в частности, Белолесского блока, а также по газоносности подземных вод [23], свидетельствует об интенсивных современных газогенерирующих процессах в верхневизейско-серпуховских отложениях. При этом ЧС нижней части верхнего визе (аналоги $XIIa$ м.-ф. горизонта ДДВ) целесообразно рассматривать как возможный источник СГ, а его верхнюю часть и особенно серпуховские отложения — как (мега)резервуар СГ и угольного метана.

Выше по разрезу ЧС появляются в юрских отложениях. В пределах данного региона они (в объеме J_2 и J_3) пользуются широким распространением, залегая на разновозра-

стных (верхний палеозой — триас) формациях. Это мощная (суммарно свыше 3 км) полифациальная серия, выполняющая единый крупный палеопробег с депоцентром в Алуатской и Крыловской впадинах. Темноцветные глинистые депрессионные отложения сосредоточены в верхней части байосса и главным образом в бате. Основная часть последнего представляет собой толщу темно-серых и черных аргиллитов с конкрециями сидерита, углефицированными растительными остатками и обильной пиритизацией. Судя по содержанию $C_{орг}$ (1,5—5,0%), они вполне могут быть отнесены к ЧС. **Байосско-батская глинистая толща (черносланцевая формация)** является региональной экранирующей толщей (от 100 до 1500 м в центральной части прогиба). Структура пород варьирует от лепто- и крупнопелитовой до алевропелитовой; текстура — от массивной и скрытослоистой до тонко- и микрослоистой с выраженной сланцеватостью. Содержание $C_{орг}$ (1,5—5%). ОВ (3—10%) характеризуется смешанным сапропелево-гумусовым составом, степень катагенеза $МК_1$ — $МК_2$.

Таким образом, есть основания связывать определенные перспективы освоения СГ с разновозрастными (девон, нижний карбон, средняя юра) черносланцевыми и черносланцевосодержащими формациями Западного Причерноморья, ареалы умеренных и небольших глубин залегания которых определяются структурно-тектоническими факторами и не совпадают друг с другом. Наиболее перспективны **верхневизейско-серпуховская черносланцево-угленосная** (в пределах **Белолесского блока**), а также **среднеюрская черносланцевая (Алуатская впадина) формации**. Благоприятным фактором освоения является присутствие отдельных алевропесчаных прослоев (пластов, пачек), разделяющих темноцветно-глинистые толщи на самостоятельные газоносно-сланцевые пачки и толщи (от 30—40 до 150—200 м и более).

Заключение

Вопреки распространенным представлениям типичные горючие сланцы (с содержанием преимущественно сапропелевого ОВ 20—40% и более), являясь источником син-

тетических газообразных и жидких УВ, не могут рассматриваться как объекты для извлечения **природного** газа. Это относится и к менилитовым сланцам, часть из которых представляет собой горючие сланцы низкого качества, и к болтышским типично горючим сланцам.

Перспективы менилитовой свиты связаны с освоением ресурсов свободного газа в проблемных тонкослоистых анизотропных коллекторах, а также с созданием искусственных месторождений.

Болтышская впадина представляет интерес как нефтегазоносная структура, в которой эоценовые сланцевые образования скорее могут рассматриваться как покрывка на пути импактно-инициированного эндогенного газового потока.

Основные ресурсы природного СГ в недрах Украины связаны с разновозрастными (прежде всего девонскими и нижнекаменноугольными) ЧС в зоне мезокатагенеза, значительная часть которых представляет собой бывшие горючие сланцы в пределах различных районов Восточного (перспективы сланцевой газоносности ДДВ и Донбасса будут рассмотрены в третьей, заключительной статье данного цикла), Западного и Южного нефтегазоносных регионов.

В частности, ряд перспективных на СГ объектов предварительно намечен в Волыно-Подоллии и Западном Причерноморье. Для их изучения и оценки перспектив газоносности необходимо бурение параметрических скважин (со специальным комплексом каротажных исследований, изучением литологии, петрофизических свойств, газонасыщенности и битуминозности ЧС, геохимии керогена и газа) и проведение сейсморазведки 3D (картирование черносланцевых литом, выделение зон трещиноватости и очагов повышенного внутрипорового давления).

1. *Атлас* родовищ нафти і газу України. Західний нафтогазоносний регіон. — Львів: Центр Європи, 1998. — Т. 4. — 328 с; Т. 5. — 705 с.
2. *Беленицкая Г. А.* Последствия нефтяных катастроф глазами седиментолога // *Природа*. — 2010. — № 2. — С. 25—34.
3. *Благодаря* технологии добычи газа из сланцев в Польше, по оценке Wood Mackenzie, можно добыть ок. 1,36 триллиона куб. м газа. — Информационное агентство РБК-Украина. —

05.04.2010. — http://www.rbc.ua/rus/newsline/show/blagodarya_tehnologii_dobychi_gaza_iz_slantsev_v_polshe_po_otsenke_wood_mackenzie_mozhno_dobyt_ok_1_36_trilliona_kub_m_gaza_05042010.

4. *Бут А.* Эксперт: Сланцевый газ может спасти Украину. — *Gazeta.ua*. — 21.06.2010. — <http://www.delfi.ua/news/daily/economy/ekspert-slancevyj-gaz-mozhet-spasti-ukrainu.d?id=1059090>.
5. *Видобуток* сланцевого газу дасть нам політичну перевагу. — *Gazeta.ua*. — 19.06.2010. — <http://gazeta.ua/index.php?id=343991>.
6. *В Польше* найдено половина Штокмана (по запасам сланцевого газа)! — *EnergyFuture.RU* — <http://energyfuture.ru/v-polshe-najdeno-polovina-shtokmana-po-zapasam-slancevogo-gaza>.
7. *Газ* из сланцев может заменить поставки "Газпрома". — *Трейдер*. — 17.03.2010. — <http://hghltd.yandex.net/yandbtm?url=http%3A%2F%2Fflobigo.livejournal.com%2F14652.html>.
8. *Геологическое* строение Западного Причерноморья / Б. М. Полухтович, П. Ф. Шпак, А. Д. Самарский и др. — Киев, 1990. — 57 с. — (Препр. АН УССР. Ин-т геол. наук; № 90-11).
9. *Геология* и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Стратиграфия. — Киев: Наук. думка, 1988. — 147 с.
10. *Геология* месторождений угля и горючих сланцев СССР. — М.: Госгеолтехиздат. — Т. 1. — 1210 с.
11. *Геотектоника* Волыно-Подоллии / Чебаненко И. И., Вишняков И. Б., Власов Б. И. и др. — Киев: Наук. думка, 1990. — 244 с.
12. *Гуров Е. П., Келли С. П.* О возрасте Балтийской импактной структуры // *Геол. журн.* — 2003. — № 2. — С. 92—98.
13. *Зиновенко Г. В., Воскобойникова Т. В.* Люблинско-Волинский кембрийский бассейн, его современное тектоническое районирование и опорные разрезы // *Літасфера*. — 2008. — № 2. — 100—108.
14. *Колтун Ю. В.* Генерація вуглеводнів у флішевих відкладах внутрішньої зони Передкарпатського прогину // *Геологія і геохімія горючих копалин*. — 1998. — № 3. — С. 148—153.
15. *Корреляция* угленосных формаций Львовско-Волинского и Люблинского бассейнов / Шульга В. Ф., Здановский А., Зайцева Л. Б. и др. — Киев, 2007. — 250 с.
16. *Лившиц В.* Природный сланцевый газ. — *Проза.Ру* - <http://www.proza.ru/2010/02/06/468>.
17. *Лукин А. Е.* Искусственные углеводородные месторождения и геологические предпосылки

- их создания в нефтегазоносных регионах Украины // Геол. журн. — 2010. — № 1. — С. 42—57.
18. Лукин А. Е. Литогеодинимические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. — Киев: Наук. думка, 1997. — 224 с.
 19. Лукин А. Е. О Днепровско-Донецком средне-визейском палеобассейне эвксинского типа // Докл. РАН. — 1995. — Т. 344, № 5. — С. 660—664.
 20. 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.
 21. Лукин А. Е. Феномен пограничных стратонтов и его значение для решения ключевых проблем теоретической и прикладной геологии // Геол. журн. — 2003. — № 2. — С. 7—26.
 22. Менілітові сланці Карпат / Порфір'єв В. Б., Грінберг Й. В., Ладженський М. Р. та ін. — К.: Вид-во АН УРСР, 1963. — 265 с.
 23. Нефтегазоносность Западного Причерноморья / Б. М. Полухтович, П. Ф. Шпак, А. Д. Самарский и др. — Киев, 1990. — 55 с. — (Препр. АН УССР. Ин-т геол. наук; № 90-12).
 24. Посол Украины в Турции: Нужно рассмотреть возможность добычи в Украине сланцевого газа. — Зеркало недели. — 2010. — № 6 (786). — <http://www.zn.ua/2000/2229/68604/>.
 25. Сеньковський Ю. М. Геологічна палеоокеанографія Карпатського сегмента континентальної країни океану Тетис (крейдовий період) // Геологія і геохімія горючих копалин. — 1998. — № 3. — С. 13—25.
 26. Словарь по геологии нефти и газа. — Л.: Недра, 1988. — 679 с.
 27. Стратиграфія УРСР. Т. 2. Рифей — венд / Відп. ред. канд. геол.-мінерал. наук О.В. Крашеніннікова. — К.: Наук. думка, 1971. — 275 с.
 28. Стратиграфія УРСР. Т. 3. Кембрії. Ордовик / Відп. ред. д-р геол.-мінерал. наук П. Л. Шульга. — К.: Наук. думка, 1972. — 227 с.
 29. Стратиграфія УРСР. Т. 7. Юра / Відп. ред. канд. геол.-мінерал. наук І.М. Ямниченко. — К.: Наук. думка, 1969. — 217 с.
 30. Стратиграфія УРСР. Т. 8. Крейда / Відп. ред. д-р геол.-мінерал. наук О.К. Каптаренко-Черноусова. — К.: Наук. думка, 1971. — 227 с.
 31. Тектоника Украинских Карпат. — Киев: Изд-во УкрНИГРИ, 1986. — 152 с.
 32. Тектоника, фации и формации запада Восточно-Европейской платформы / Зиновенко Г. В., Брангулис А. П., Левков Э. А. и др. — Минск: Наука и техника, 1987. — 214 с.
 33. Формации горючих сланцев / Отв. ред. С. С. Бауков, В.А. Котлуков. — Таллин: Валгус, 1973. — 158 с.
 34. Что даст Украине сланцевый газ / Подготовил Олег Лобанов, по материалам "Зеркало недели", "Фокус", УНИАН, NEWSru.ua. — Газета Я. — <http://www.yagazeta.com/news.php?extend.8748>.
 35. Шахова С. (по материалам зарубежных СМИ). Сланцевый газ против Газпрома. — АСД. — http://sd.net.ua/2010/02/15/nauka_protiv_gaz_proma.html.
 36. Шульга В. Ф., Лелик Б. И., Гарун В. И. и др. Атлас литогеодинимических типов и условий образования угленосных отложений Львовско-Волынского бассейна. — Киев: Наук. думка, 1992. — 176 с.
 37. Шульга В. Ф., Лукин А. Е., Лелик Б. И. Ископаемые знаки выделений газа в угленосных отложениях Львовско-Волынского бассейна // Геол. журн. — 2000. — № 4. — С. 7—14.
 38. Экологические последствия добычи сланцевого газа. — EnergyFuture.RU — <http://energyfuture.ru/ekologicheskie-posledstviya-dobychi-slancevogo-gaza>.
 39. Юдович Я. Э., Кетрис М. П. Геохимия черных сланцев. — Л.: Наука, 1988. — 272 с.
 40. FAQ от EnergyFuture.RU по сланцевому газу. — EnergyFuture.RU — <http://energyfuture.ru/faq-ot-energyfuture-ru-po-slancevomu-gazu> (в 3 ч.).
 41. North American Shale Gas, Russia and Europe: An Unexpected Intersection. — Presentation to the Northeast B.C. (Kenneth B Medlock III). — Natural Gas Summit September 30, 2009.
 42. Pagnamenta R. (Energy Editor). Dash for Poland's gas could end Russian stranglehold. — The Times. — 05.04.2010. — http://business.timesonline.co.uk/tol/business/industry_sectors/natural_resources/article7087585.ece.
 43. Shale gas. — Wikipedia. — http://en.wikipedia.org/wiki/Shale_gas.

Ин-т геол. наук НАН Украины,
Киев
E-mail: ukrnigri@mail.cn.ua

Статья поступила
14. 09.10