

А. Е. Лукин

ПЕРСПЕКТИВИ СЛАНЦЕВОЙ ГАЗОНОСНОСТИ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОГО АВЛАКОГЕНА

Величезні ресурси природного газу пов'язані з низькопроникними колекторами. Вони представлені трьома генетичними типами: щільними алевропіщаними породами (центральнобасейновий газ), вугільними шарами (вугільний метан) і чорними сланцями (сланцевий газ). Промислово-геологічна їх спільність (і близькість технології освоєння) визначається малими розмірами їх матричних порових каналів (0,01–0,5 мкм). Глибока генетична єдність центральнобасейнового газу, вугільного метану і сланцевого газу визначається провідною роллю капілярних явищ у формуванні їх родовищ. При цьому особливе значення для газонасичення низькопроникних колекторів має їх гідрофобізація, фактором якої, зокрема, є рухливі нафтові масла і асфальтено-смолисті речовини, що виділяються внаслідок термодеструкції полімер-ліпідних комплексів органічної речовини в мезокатагенезі. З цими ж процесами пов'язана фізико-хімічна і петрофізична активація чорних сланців і вугілля – їх перетворення в газосносні "щільні" колектори. У єдиній системі нетрадиційних джерел природного газу чорні сланці, а також вугілля відіграють провідну (потенціалзадавальну) роль. Дніпровсько-Донецький авлакоген характеризується тісним взаємозв'язком усіх трьох генетичних типів газосносних "щільних" колекторів. Перспективними на нетрадиційний газ "щільних" колекторів є: нижній фамен північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини (сланцевий, а також центральнобасейновий газ); верхньовізейська (XIIa м.-ф. горизонт) чорносланцева формація в межах Срібненської депресії (сланцевий газ), верхньовізейські та серпуховські чорносланцеві, ритмітові та фаціальні-циклічні вугленосні відклади в межах Суходолівсько-Нехворощанського виступу (сланцевий і центральнобасейновий газ, а також вугільний метан); нижній серпухов північних окраїн Донбасу і східного сегмента північного борта Дніпровсько-Донецької западини (сланцевий газ). Крім цього, розглянуті перспективи на сланцевий газ нижньопермської соленосної формації та мезозойських чорних глин Дніпровсько-Донецької западини. Тісний взаємозв'язок сланцевого, центральнобасейнового і вугільного природного газу треба враховувати при освоєнні колосальних ресурсів нетрадиційного газу Донбасу. В його межах прогнозується супергігантське (з практично невичерпними ресурсами природного газу) родовище сланцевого газу, що залягає під вугленосними відкладами.

Prodigious resources of natural gas are connected with tight low-permeability gas reservoirs. They are represented by three genetic types: natural silt-sandstones with low permeability (central-basin gas), coal beds (coal methane) and black shales (shaly gas). Their reservoir geology generality and gas reservoir engineering similarity are determined by small dimensions of pore channels (0,01–0,5 mcm). Deep genetic similarity of central-basin, coal and shale gas is determined by leading role of capillary phenomena in formation of their fields. As this takes place, the hydrophobization of low-permeable rocks are of prime importance. Among hydrophobic factors one ought to mention the mobile products of catagenetic (mainly at mesocatagenetic stage) kerogen distillation (thermodestruction of polymer-lipids complexes of sedimentary organic matter (kerogen) represented by oils and resinous-asphaltenes compounds mesocatagenetic processes also cause physic-chemical and petrophysic activation of black shales and coals – their transformation into gas tight reservoirs. Black shales play leading (potential-setting) role in the unified system of unconventional natural gas sources Dnieper-Donets aulacogen is characterized by close interrelation of all three genetic types of gas tight reservoirs. Among a number objects promising for shale gas (connected to a variable extent with gas of low-permeable silt-sandstones and coals) should be mentioned the following: Lower Famienian of NW part of Dnieper-Donets depression (shale and also central-basin gas), Upper Visean (XIIa microfaunistic horizon) black shales of Srebnjanska sag (shale gas), Upper Visean and Lower Serpuhovian of Northern outlying districts of Donets basin and Eastern segment of Northern flank of Dnieper-Donets depression (shale gas). Besides the shale gas potential of Lower Permian saliferous formation and Mesozoic black clays of Dnieper-Donets depression are viewed. Close interrelation of shale, central-basin and coal gas must be taken into account in development of tremendous unconventional gas resources of Donets basin. Within its boundaries the supergigantic field (with practically inexhaustible gas resources) of shale gas occurring below coaliferous deposits.

Недавний (2008–2010 гг.) "газосланцевый бум" [19–21, 23] имеет свои плюсы и минусы. С одной стороны, он привлек внимание специалистов и менеджеров к проблеме

нетрадиционных источников газа, преобладающих в составе стратисферы (вулканогенно-осадочной "наслоенной" оболочки земной коры) пород, которые характеризуются низкой (менее $1 \cdot 10^{-15}$ м², или 1 мД) матричной проницаемостью и не являются

© А. Е. Лукин, 2011

коллекторами в традиционном понимании. Это разнообразны пелитоморфные и микрозернистые, в той или иной мере обогащенные органическим веществом глинистые, карбонатные, глинисто-карбонатные кремнистые черные сланцы, каменные угли, плотные алевропесчаные породы, каменные угли. Мировые ресурсы сосредоточенного в них газа настолько велики, что, по видимому, могут обеспечить в XXI в. ведущую роль газа в структуре глобального топливно-энергетического комплекса.

С другой стороны, как уже отмечалось [14], возникла большая путаница в трактовке ряда основных терминов, появились неверные суждения о природе как самого сланцевого газа (СГ), так и его породных резервуаров. К несомненным издержкам этого бума относится появление в СМИ, а также некоторых популярных и научно-технических периодических изданиях ряда ошибочных оценок (в диапазоне от полного отрицания перспектив добычи СГ до неоправданных надежд на быстрое выявление и освоение его огромных месторождений в странах Европы) и необоснованных рекомендаций. Поэтому целесообразно еще раз подчеркнуть, что основными источниками природного (не синтетического!) СГ являются не горючие сланцы и сапропелиты, залегающие преимущественно в зоне диагенеза – протокатагенеза, а black shales – черные сланцы (ЧС) зоны мезокатагенеза. На более высоких стадиях региональных автогенетических изменений газовый потенциал ЧС снижается в тех породах, которые, согласно англоязычной терминологии, именуется "slates" (аспидный и кровельный сланец в зоне апокатагенеза-метагенеза) и, тем более, "phyllites" (промежуточные между глинистыми и слюдястыми сланцами) и "schists" (кристаллические сланцы – регионально- и динамометаморфические породы).

Именно в зоне мезокатагенеза (СГ и центральнобассейновый газ в низкопроницаемых алевропесчаных породах – преимущественно в диапазоне от низов ПК₃ до МК₄ включительно, угольный метан – в интервале МК₁–МК₄) сосредоточены основные ресурсы нетрадиционного природного газа низкопроницаемых (плотных, тугих) коллекторов – "tight reservoirs". Занимая промежуточное положение между обычными коллек-

торами традиционных макроскоплений нафтидов и флюидопорами, они могут играть роль покрышек (классы D – F) нефтяных залежей. Размеры их матричных поровых каналов находятся в диапазоне 0,01–0,5 мкм. Поэтому в формировании СГ, центральнобассейнового газа и угольного метана капиллярные явления играют ведущую роль, с чем, собственно, и связана общность промысловой геологии и технологии освоения этих, столь литологически и петрофизически различных газоносных низкопроницаемых пород (эта общность имеет и сугубо геологическую основу благодаря широкому распространению их парагенетических ассоциаций – угленосных полифациальных, флишевых, депрессионных флишеидных и др.). Поскольку в гидрофобной капиллярно-поровой среде, где стенки пор не смачиваются водой, углеводородный флюид выжимается капиллярным давлением из более крупных пор в более мелкие [2], факторы гидрофобизации имеют особое значение для формирования газоносных плотных коллекторов [13]. Поэтому обогащенные сапропелевым и гумусово-сапропелевым органическим веществом (ОВ) пелитоморфные породы играют особую роль при накоплении всех трех указанных типов нетрадиционной газоносности. Во-первых, это один из длительно и перманентно действующих источников метана и других газообразных углеводородов (УВ). Более того, есть такие месторождения СГ (Haynesville, Montney и Horn-River), где благодаря режиму термостатирования (современные температуры и давления являются максимальными и соответствуют стадии катагенеза ОВ газоносных сланцев) процесс генерации СГ происходит и в настоящее время, о чем свидетельствуют его аномально высокие дебиты [14]. Во-вторых, выделяемые вследствие процессов термодеструкции полимер-липидных комплексов ОВ подвижные нефтяные масла и асфальтено-смолистые вещества являются главным фактором гидрофобизации различных вмещающих пород. С этими же процессами связана физико-химическая и петрофизическая активация (рис. 1). Как уже отмечалось [13], неравномерная гидрофобизация различных по литологии капиллярно- и субкапиллярно-пористых сред обуславливает

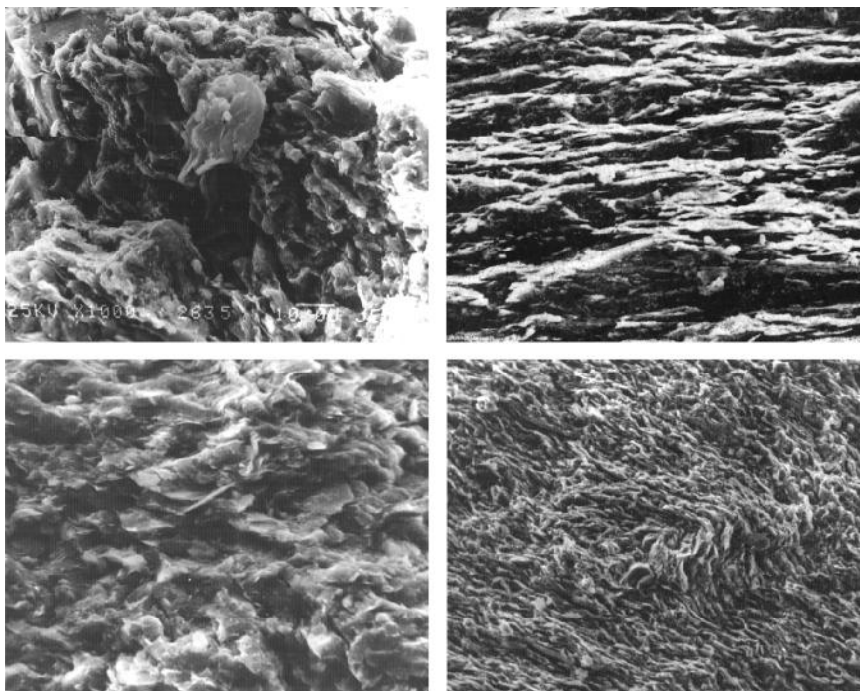


Рис. 1. Трансформация горючих сланцев в гидрофобизованные и активированные ЧС (темноцветные глинистые породы нижнего карбона Днепровско-Донецкой впадины в интервале глубин 2500–5100 м; стадия мезокатагенеза) (сканирующий электронный микроскоп JEOL, ув. 1000)

неравномерную "накачку" газа в плотный коллектор из различных источников. Одним из следствий этого является создание аномально повышенных внутрипоровых давлений газа в наиболее гидрофобизованных участках и возникновение неравномерных напряжений в породных массивах, что приводит к формированию разнообразной хаотичной микротрещиноватости (собственно, речь идет об одном из ведущих механизмов дилатансии) (рис. 2). Это один из механизмов формирования так называемых "сладких мест" (sweet spots) в ареалах (зонах) центральнобассейнового (и сланцевого) газа. Аналогичные явления присущи и угольным пластам, неравномерная гидрофобизация которых обусловлена распределением типов и компонентов угля, степенью его карбонизации, распределением и составом минерального вещества. Таким образом, речь идет о единой системе газоносных пород с низкой проницаемостью, в которой ведущую ("потенциалзадающую") роль играют газоносные ЧС, а также угли.

Днепровско-Донецкий авлакоген относится к регионам, где геологические закономерности формирования такой системы проявляются наиболее ярко благодаря четким формационным соотношениям параличских, шельфовых и депрессионных флишеидных песчано-алевроглинистых и гидрокарбонепелитовых (черносланцевых) отложений, катагенетической зональности широкого диапазона (от протокатагенеза до метагенеза).

Разновозрастные черносланцевые формации и ЧС-содержащие литогеодинамические парагенезы играют большую роль в составе формационных рядов палеозоя Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) – Донбасса [10, 17]. Горючие сланцы среди них отсутствуют. Судя по присутствию в Припятской впадине мощной (до 400 м) верхнефаменской (озерско-хованские слои) горючесланцевой формации в зоне протокатагенеза, можно предположить их первоначально широкое распространение и на остальной части авлакогена, где основ-

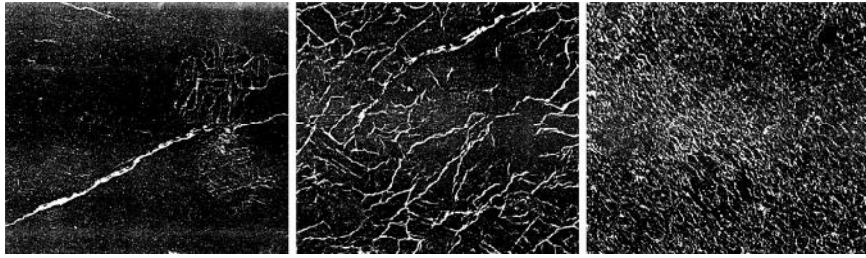


Рис. 2. Дилатансионная открытая микротрещиноватость в нижнекаменноугольных гидрофобных ЧС (градация МК₃) – результат повышения внутрипоровых давлений при нагнетании СГ капиллярным "насосом" (Руденковская площадь, скв. 3, 18) (образцы насыщены люминофором и сфотографированы в УФ-свете)

ные объемы палеозойских отложений залегают в зонах мезо- и апокатагенеза. Здесь выделен ряд субрегиональных и зональных объектов, перспективных на СГ (в той или иной парагенетической связи с другими типами газоносных низкопроницаемых коллекторов), часть которых рассмотрена в этой статье.

Нижний фамен северо-западной части ДДВ

В девонском разрезе Припятской и Днепровско-Донецкой впадин между франскими и фаменскими соленосными отложениями находится сложнопостроенный "межсолевой" комплекс [18, 22]. Он характеризуется пространственно-временными соотношениями шельфовых биокарбонатных, депрессионных гидрокарбонатных (доманикоидных) и флишоидных песчано-алевро-(седикахито)глинистых отложений, толщина которых варьирует от 0 до 2500 м. На основании имеющихся палеонтологических данных (брахиоподы, остракоды, пеллециподы, споры) установлен их раннефаменский возраст и выделены аналоги задонского и елецкого горизонтов центральных районов Восточно-Европейской платформы [18].

В отличие от белорусских разрезов, межсолевой комплекс ДДВ по строению и литологическому составу четко подразделяется на две формации [7].

Нижняя, карбонатно-глинистая рифогенно-черносланцевая формация (задонский – низы елецкого горизонта) несогласно залегает на верхнефранских соленосных отложениях и докембрийском фундаменте.

Ее верхняя граница имеет стратиграфически скользящий характер. Толщина варьирует от 10 до 600 м. Накопление задонско-нижнеелецких отложений контролировалось системой палеодепрессий, приуроченных к прибортовым зонам. К обрамлению и, частично, склонам этих палеодепрессий приурочены рифогенно-карбонатные тела (онколитовые аккумуляции, водорослево-зоогенные рифы, брахиоподовые банки), в то время как в их приосевых зонах вскрыты черносланцевые отложения, представленные тонкоритмичным чередованием черных аргиллитов, глинисто-силицит-карбонатных пород со специфической "доманиковой" биотой (радиолярии, тентакулиты, бухиолы и др.).

Верхняя, песчано-алевро-черносланцевая формация (верхнеелецкий горизонт) сверху ограничена поверхностью регионального предверхнефаменского несогласия. По сравнению с нижней формацией она характеризуется сокращением общей площади распространения и резким увеличением градиентов мощностей. Она приурочена к двум глубоким трогообразным палеопрогибам в северной и южной прибортовых зонах [8]. Максимальная их толщина в северной прибортовой зоне достигает 1600 м (Красно-Колядинская скв. 1), а в южной – 2200 м (Колайдинцевская скв. 413). В приосевых зонах этих трогообразных палеопрогибов, судя по сейсмическим данным, она достигает 2500–3000 м.

При общем черносланцевом флишоидном облике формации она характеризуется широкими вариациями соотношений пелитоморфных (глинистых) и фанероморфных (гравелиты, песчаники, алевролиты) пород. Содержание последних резко возрастает

в краевых зонах трогообразных палеопрогибов, особенно вблизи краевых нарушений, где отмечен признак присутствия олистолистов (глыбы кристаллических докембрийских пород). По комплексу критериев в составе формации предполагается широкое развитие олистостром – признак интенсивного кон- и постседиментационного сжатия этих прогибов с деформацией межсолевых отложений (зоны потери корреляции сейсмических отражений, текстуры оползания разного масштаба, резкие изменения углов залегания слоев) [8, 10].

Таким образом, в нижнефаменском (межсолевом) комплексе ДДВ в парагенезе с шельфовой рифогенно-карбонатной формацией залегает мощная сложнопостроенная черносланцевая флишоидная формация. Содержание $C_{орг}$ в ЧС доходит до 5%. Состав ОВ варьирует от существенно сапропелевого (задонские ЧС) до гумусово-сапропелевого (верхнеелецкие ЧС). Степень катагенеза нижнефаменских ЧС на северо-западе ДДВ соответствует градициям $МК_2$ – $МК_3$. Состав глинистого вещества – каолинит-хлорит-гидролюдистый. Совокупность указанных показателей благоприятна для накопления СГ в нижнефаменской черносланцевой формации. Обломочные породы, прослои которых сосредоточены в верхнеелецкой части формации в пределах ДДВ, характеризуются граувакко-аркозовым, граувакко-кварц-полевошпатовым мезо- и полимиктовым составом, низкой степенью сортировки, повышенным содержанием глинистого матрикса. Повышенная степень структурных преобразований, помимо катагенеза, обусловлена интенсивным тангенциальным сжатием межсолевого комплекса в краевых трогах на рубеже раннего и позднего фамена. Указанные седиментационные и эпигенетические факторы обусловили низкую проницаемость (менее $0,1 \div 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$) при значительных колебаниях пористости (3–12%, иногда до 15% и выше). Низкие фильтрационные свойства верхнеелецких обломочных пород (V–VII классы коллекторов по классификации А. А. Ханина – И. А. Мухаринской) сочетаются с признаками весьма значительного углеводородного потенциала данного межсолевого комплекса ДДВ в целом. Как уже отмечалось, именно с ним связано свыше 90%

разведанных запасов нефти Припятской впадины. В ДДВ промышленный приток из задонских рифогенных коллекторов получен на Голиковской площади (вблизи Рыбальцевского месторождения). Из плотных (с низкой матричной проницаемостью) интенсивно трещиноватых верхнеелецких флишоидных (песчаники – алевролиты – ЧС) отложений промышленный приток газа получен в скв. 12 на Руденковском месторождении (см. ниже). В данном же районе, где нижнефаменский комплекс залегает на глубинах 1,5–4,5 км, при его вскрытии бурением на разных площадях как в северной, так и южной прибортовых зонах (раннефаменских палеопрогихах) более чем в 40 скважинах установлены разнообразные нефтегазопроявления из задонских рифогенно-карбонатных пород (Борковка, Ивашки, Максаки, Седнев, Видельцы и др.) и терригенно-черносланцевых (верхне)елецких отложений [8]. Именно с последними связаны наиболее значительные притоки нефти из девона крайнего северо-запада ДДВ, которые приурочены к северной прибортовой зоне, – на Ядутовской (скв. 1, 2872–2971 м, 8,5 м³/сут; 2956–2971 м, 3,0 м³/сут и др.) и Кинашевской (скв. 3, 2021–2205 м, 7 м³/сут; 2060–2065 м, 7 м³/сут; скв. 5, 2138–2149 м, 1,86 м³/сут и др.) площадях. Практически каждая скважина при проходке нижнего фамена как в северной, так и южной прибортовых зонах (палеопрогихах) газопроявляла тем или иным образом (слабые притоки, повышенные газопоказатели при бурении, разгазирование бурового раствора, высокие показания отдельных интервалов по газокаротажу, газовыделения в керне, нефть с пузырьками газа по трещинам). Особый интерес вызывают скважины с газонасыщенностью всего разреза по газовому каротажу, с непромышленными притоками в отдельных интервалах повышенной трещиноватости (Петровская скв. 1, Олишевская скв. 6 и др.). Повышенная газонасыщенность этой формации в целом и ее сегмента на крайнем северо-западе ДДВ в частности не вызывает сомнения. При этом здесь сочетаются условия, благоприятные для накопления как СГ (тонко- и микрослоистые, скрыто и явно трещиноватые ЧС), так и центральнобассейнового газа в низкопроницаемых алевропесчаных породах со зна-

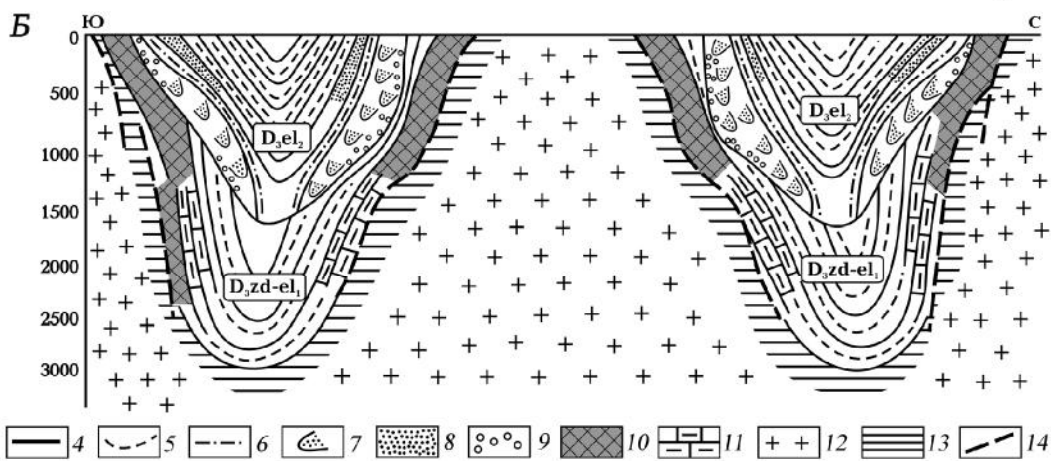
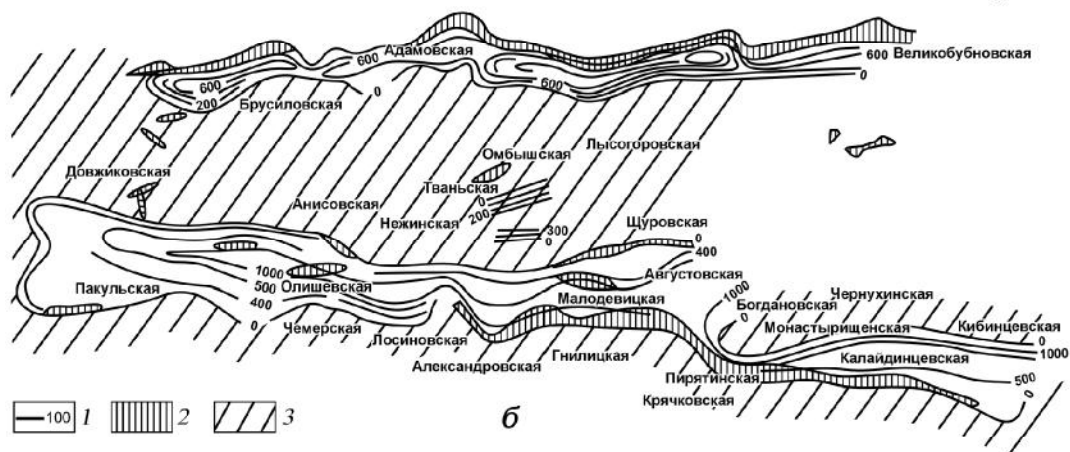
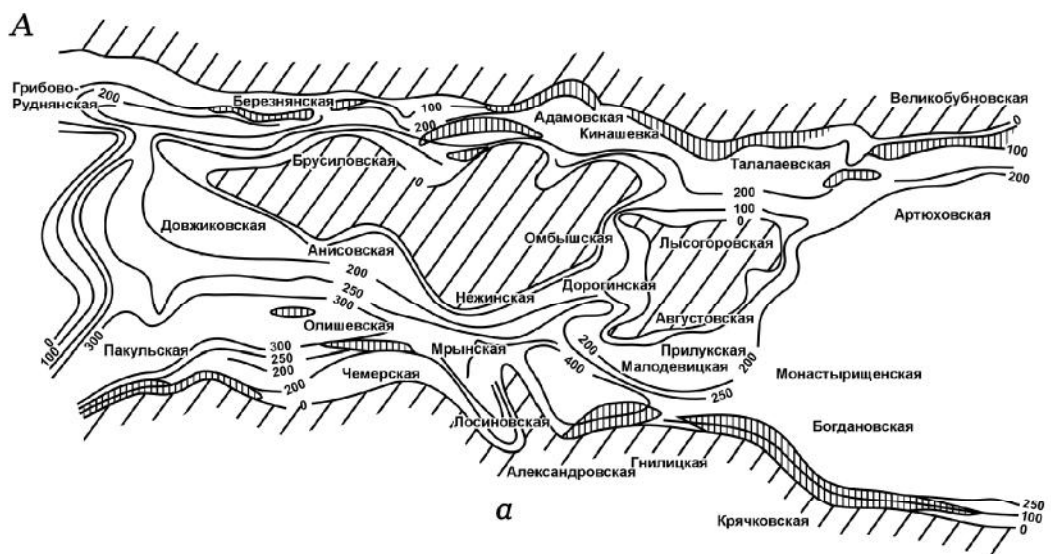


Рис. 3. Нижнефаменские (межсолевые) отложения северо-запада ДДВ. А – Карты толщин формаций нижнего фамена в пределах крайнего северо-запада Днепровско-Донецкой впадины: а – задонско-елецкая черносланцево-карбонатная (депрессивно-рифогенная) формация; б – верхнеелецкая терригенно-черносланцевая флишиодная формация. Б – Принципиальная схема строения межсолевых задонско-елецких отложений северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины (поперечный региональный палеогеологический профиль)

1 – изопахиты; 2 – зоны (участки) потери корреляции поверхности фундамента по сейсмическим данным; 3 – отсутствие нижнего фамена; 4 – стратиграфическая граница задонско-елецких (D_{3zd-el_1}) и верхнеелецких (D_{3el_2}) отложений; 5 – терригенные отложения с преобладанием ЧС; 6 – тонкое переслаивание ЧС и терригенных пород; 7 – оползневые блоки; 8 – алевропесчаные отложения; 9 – грубообломочные отложения; 10 – рифогенно-карбонатные тела; 11 – депрессионные темноцветные карбонатно-глинистые отложения; 12 – породы докембрийского фундамента; 13 – подстилающие девонские отложения; 14 – разрывные нарушения

чительной газонасыщенной пористостью. Сочетание этих двух типов газоносного низкопроницаемого коллектора, образующих единую систему, которая может осваиваться на основе единой технологии, безусловно повышает перспективность нижнего фамена крайнего северо-запада ДДВ как нетрадиционного источника газа. Значительные для разработки СГ глубины залегания в какой-то мере компенсируются дислоцированностью межсолевого комплекса, нередко крутым (до 45° и более) залеганием слоев, что позволяет дренировать газоносный субстрат обычными и наклонными скважинами. Объектами для поисков, разведки и оценки запасов СГ и центральнобассейнового газа являются многочисленные (палео)депрессии северной и южной приобтовых зон (рис. 3). К первоочередным относятся те из них, где по данным бурения уже получены данные о повышенной газонасыщенности нижнефаменских отложений. В этом отношении заслуживают особого внимания результаты бурения скважин Адамовская-1, Северо-Загоровская-1, Олишевская-6, Лосиновская-215, Петровская-1, в которых установлена повышенная газонасыщенность разреза нижнего фамена и, в частности, его терригенно-черносланцевой формации. Целесообразно бурение скважин-дублеров (со сплошным отбором керна из нижнефаменского разреза, определением углов падения слоев, проведением газового каротажа и т. п.) для определения газового потенциала ЧС и алевропесчаных пород с низкой проницаемостью. Независимо от этого необходимо проведение сейсморазведки 3D в пределах локальных раннефаменских депрессий, на обрамлении которых в свое время выделялись прогнозные ловушки традиционных за-

лежей (задонские рифогенно-карбонатные тела, олистостромы, соляные структуры). Особое внимание следует уделить картированию инверсионных структур и связанных с ними зон трещиноватости в центральных частях этих впадин.

Одним из таких объектов является Колпаковская депрессия, которая весьма перспективна на сланцевый – центральнобассейновый газ, и в то же время на ее обрамлении так и остались невыясненными перспективы установленных на ее бортах рифов [8]. Кроме того, месторождения СГ могут быть связаны с Пакульской и другими депрессиями.

Особый интерес представляют межсолевые терригенно-сланцевые отложения Ядутовско-Кинашевской антиклинальной зоны и смежные с нею депрессии: Борзнянская и Прачевская. На Ядутовской и Кинашевской площадях, как отмечалось, установлена нефтеносность елецких терригенно-черносланцевых отложений. Из терригенных коллекторов (разнозернистые песчаники с широким диапазоном пористости 5,7–28,5% и низкой проницаемостью), сосредоточенных в основном в верхней части межсолевого разреза, в ряде скважин получены притоки нормальной нефти (плотность $0,85 \div 0,88$ г/см³) дебитом $1,5 \div 8,5$ м³/сут. Наряду с этим отмечен ряд признаков повышенной газонасыщенности нижнефаменского разреза этих скважин. Это позволяет поставить вопрос о комплексном освоении в данном районе нефтяных и газовых (сланцевый и центральнобассейновый газ) ресурсов данного района [9]. После проведения здесь сейсморазведки 3D бурение скважин (суб)параллельно напластованию с гидроразрывом и расклиниванием трещин позволит повысить устойчи-

вые дебиты притоков как нефти, так и газа. Более того, часть добываемого газа можно использовать для дополнительной интенсификации притоков нефти и освоения широко распространенных на крайнем северо-западе ДДВ битумов и высоковязких тяжелых нефтей [9].

Визейская (XIIa м.-ф. горизонт) черносланцевая формация в пределах Сребненской депрессии ДДВ

Наряду с перспективными на СГ объектами, залегающими на глубинах, приемлемых для существующих методов освоения, в ДДВ и Донбассе есть и более глубокопогруженные черносланцевые и гетерогенные породные парагенезы, которые характеризуются признаками интенсивной современной генерации УВ. С ними связаны перспективы открытия таких месторождений, как североамериканские Haynesville, Montney, Horn-River, которые осваиваются сравнительно небольшим (до 100) количеством скважин с большими устойчивыми дебитами [14]. Как уже отмечалось, именно этот тип месторождений СГ является наиболее перспективным для Украины, поскольку интенсивное освоение СГ здесь является более предпочтительным, чем экстенсивное (с бурением тысяч скважин на больших площадях) как из-за особенностей геологии и нефтегазонасности, так и по экологическим причинам. Фактически месторождения СГ этого типа смыкаются с месторождениями традиционного типа в порово-трещинных ЧС (баженитах, доманикитах, монтереитах). Таких месторождений в мире много. В ряде нефтегазоносных бассейнов Северной Америки они присутствуют наряду с месторождениями СГ. Так, в приосевой зоне Предаппалачского прогиба (Marcellus, Lower-Huron и другие месторождения СГ находятся в его внешней зоне) свыше 60 лет разрабатывается газовое месторождение Big-Sandy (штат Кентукки) традиционного типа. Основная газоносная площадь расположена в восточной части штата Кентукки, а также смежных территорий Западной Виргинии и Огайо – на восточном склоне свода Цинцинати. Продуктивная толща "битуминозных сланцев Огайо" погружается (с глубин 1500–2000 до 4600–5000 м) на восток, к оси

Предаппалачского прогиба, что сопровождается увеличением ее толщины с 110 до 230 м. Здесь на площади свыше 10000 км² начиная с 1965 г. пробурено свыше 4700 обычных (с вертикальным или наклонным стволом) скважин. Коллекторами являются ЧС верхнедевонской свиты Огайо, представленной черными, коричневыми, зеленовато-серыми листоватыми глинистыми породами – oil shales (явно бывшие горючие сланцы, трансформированные в гидрофобные газонасыщенные ЧС), матричная газопроницаемость которых менее 1 мД. Здесь сосредоточены колоссальные ресурсы газа, которые оцениваются в 14 трлн м³ [24]. Лишь в 5% скважин были сразу получены промышленные притоки газа и конденсата благодаря наличию зон трещиноватости. В 55% скважин устойчивые промышленные притоки связаны с применением специальных методов (взрывные работы в стволе скважины, искусственный гидроразрыв, гидropескоструйная перфорация, применение ПАВ). В 40% скважин устойчивых промышленных притоков вообще не удалось получить. По-видимому, данное месторождение является своего рода переходным между сланцево-газовым и традиционным. Более того, можно предполагать, что месторождение Big-Sandy, залегающее, в отличие от Marcellus и других месторождений Внешней зоны, в условиях повышенных температур и давлений, является своего рода "гибридом", сочетающим типичный СГ (газ в порах, сорбированный органическим и минеральным веществом, окклюдированный в ОВ) со свободным газом (газконденсатом, нефтью) в пористо-каверно-трещиноватых ЧС и пористых алевропесчаных телах (прослой, пачки, линзы). Таким образом, существуют переходные месторождения с широко варьирующими соотношениями газа в низкопроницаемых и обычных коллекторах. С этой точки зрения месторождения СГ II типа [13] также можно рассматривать как одно из переходных звеньев в ряду: месторождения СГ I типа – месторождения СГ II типа – "гибридные" месторождения СГ и свободного газа, которые можно выделить в качестве III типа.

По мере освоения депрессионных зон глубоких прогибов роль таких месторождений переходного типа должна неуклонно воз-

растать. По мнению автора, именно они наиболее перспективны и важны для Украины.

В нефтегазоносных бассейнах Украины в этом отношении перспективны разновозрастные черносланцевые формации, содержащие огромные ресурсы свободных и дисперсных УВ (без учета потенциальных УВ, химически связанных в керогене, которые мобилизуются при более жестких термодинамических условиях с применением различных методов). Из них первоочередной интерес представляет средневизейская (XIIа м.-ф. горизонт) формация ДДВ [12]. Еще в 1988 г. автором была обоснована целесообразность освоения этих ЧС (докладные записки и рекомендации были направлены в соответствующие министерства, комитеты и ведомства). Целесообразность возвращения к этим "безответным" рекомендациям в свете современных успехов и грандиозных перспектив освоения СГ не вызывает сомнений.

В пределах центральной и юго-восточной частей ДДВ эти отложения залегают на больших (свыше 5 км) глубинах и в основном не вскрыты бурением. Речь идет о XIIа м.-ф. горизонте и особенно его нижней части (рудовские слои) в пределах Сребненской депрессии, где в алевропесчаных коллекторах различного генезиса (выносы рек, мутьевые потоки, контурные течения) отк-

рыт ряд промышленных газоконденсатных и нефтяных залежей. Они приурочены к депрессионной черносланцевой толще (до 600 м). Это черные (буровато-черные, темно-серые) пелитоморфные гидрофобные породы, весьма сходные с "битуминозными сланцами" Огайо (месторождение Big-Sandy). Они характеризуются широкими вариациями соотношений ОВ с глинистым, а также кремнеземным, карбонатным, фосфатным и дисульфидно-железистым (обилие фрамбоидального пирита) материалом, микрослоистыми текстурами (с широким развитием листоватых разностей). Содержание ОВ варьирует от 2,5–5 до 14–16% ($C_{орг}$ – от 1,5–3 до 6–8% и более). Кероген смешанного гумусово-сапропелевого типа. Значения $\delta^{13}C$ составляют $-27 \div 28\%$, что близко к баженитам Западной Сибири. Содержание хлороформенного битума в породе варьирует от 0,015 до 0,35% (при содержании масел 37–55%), достигая максимальных значений в наиболее обогащенных ОВ пачках (радиоактивных реперах) нижней части разреза (рис. 4). Последние, с учетом значительных постседиментационных потерь органики, первоначально были близки к сапропелитам.

В центральной части ДДВ эта формация залегает над апикальной частью суперплюма. Степень ее катагенеза соответствует ди-

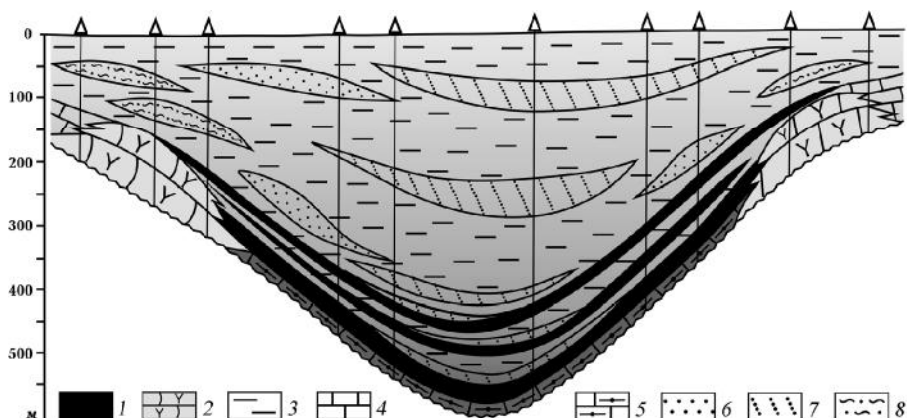


Рис. 4. Строение XIIа м.-ф. горизонта Сребненской депрессии (по А. Е. Лукину, 1990)
 1 – ЧС – бывшие сапропелиты на стадии мезокатагенеза (снижение содержания $C_{орг}$ с 60–80% до 5–12%); 2 – биоморфные (криноидно-водорослевые, брахиоподовые и др.) известняки; 3 – ЧС – бывшие горючие сланцы (снижение содержания $C_{орг}$ с 30–40% до 1,5–4%); 4 – шельфовые детритусовые известняки; 5 – кремнезёмные микрозернистые битуминозные черные известняки с конкрециями фосфоритов, спонголиты, радиоляриты; 6 – контуриты; 7 – турбидиты; 8 – речные выносы и устьевые бары

апазону МК₁–МК₄. О современных процессах генерации УВ свидетельствует ряд признаков, включая их химико-битуминологические и минералогические (наличие "живых" органо-сметитовых комплексов) особенности, присутствие среди залежей аномальных "парогазовых" систем – залежей критического состояния, проявления АВПД и т. п. Это обеспечивает постоянный подток УВ в залежи, как приуроченные к песчаным коллекторам самого ХIIа м.-ф. горизонту, так и парагенетически связанные с ними нижневизейскими карбонатными резервуарами (Кампанское, Липоводолинское, Беличевское и другие месторождения). С вышесказанным согласуются аномально высокие содержания газовых и легких нефтяных УВ в самих темноцветных глинистых породах. Так, суммарная концентрация сорбированных *n*-пентана, *n*-гексана, *n*-гептана, *n*-октана доходит до 80–100 мг/кг, а содержание газообразных УВ в закрытых породах – до 100 см³/кг и более. Это в сочетании с большими мощностями и значительной площадью развития данной формации позволяет связывать с нею огромные ресурсы жидких и газообразных УВ. Об их масштабах дают представление сугубо ориентировочные подсчеты по внутренней части Сребненской депрессии площадью 1105 км². Принимая среднюю мощность ЧС в ее пределах 100 м, средние содержания жидких и газообразных УВ соответственно 50 мг/кг и 50 см³/кг, среднюю объемную плотность ЧС 2 г/см³, получим на основании элементарных расчетов около 500 млн т жидких УВ и около 1,5 трлн м³ газообразных УВ.

В силу особенностей строения и природы Сребненской депрессии (вулканогенная центрально-кольцевая структура в позднем девоне, мегаатолл – в раннем визе, черносланцевая палеодепрессия – в среднем визе), приуроченные к ней (и ее обрамлению) средневизейские ЧС можно рассматривать как прогнозные месторождения СГ. По палеотектоническим и литогеодинамическим закономерностям формирования и локализации округлый в плане Сребненский ареал развития этих ЧС (площадью около 3000 км²) близок к расположенному в пределах свода Сэбин на северо-западе Голф Коста месторождению СГ Haynesville [14]. Впрочем, речь идет и о более глубокой аналогии, поскольку, несмотря на возрастные и про-

чие различия, обе черносланцевые толщи характеризуются повышенной пористостью и аномально высокой газонасыщенностью, а также целым рядом признаков современной генерации УВ. Напомним, что, несмотря на значительные (до 4500 м) глубины и сравнительно небольшое (до 100) количество "рабочих" скважин, на месторождении Haynesville за 2008 г. добыто 5 млрд м³ газа, и оно считается, наряду с гигантским по площади (раз в 10 больше, чем Haynesville) Marcellus, самым крупным месторождением СГ в Северной Америке. Таким образом, несмотря на значительные глубины, есть все основания рассматривать Сребненский ареал развития средневизейских ЧС как возможное гигантское месторождение СГ, включающее также ряд традиционных газоконденсатных, а также нефтяных залежей.

Верхневизейские и серпуховские черносланцевые, ритмитовые и фациально-циклические угленосные формации ДДВ как объекты комплексного освоения нетрадиционного газа на Суходоловско-Нехворощанском выступе

Следует подчеркнуть, что для ритмитовых формаций, сложенных тонким переслаиванием фанероморфных и обогащенных ОВ пелитоморфных компонентов, "углеводородно-потенциалзадающим" формационным признаком является именно присутствие ЧС. Иными словами, их следует рассматривать как разновидность черносланцевых формаций (субформаций, градаций). В латеральных формационных рядах глубоких прогибов они характерны для зон перехода от фациально-циклических угленосных, шельфовых карбонатных к депрессионным гидрокарбонатным отложениям. Ярким примером в этом отношении является карбон Днепровско-Донецкого авлакогена, который по данным глубокого бурения и региональных профилей МОГТ [16] характеризуется закономерной литолого-фациальной зональностью, обусловленной замещением полифациальных угленосных и шельфовых карбонатных отложений темноцветными флишоидными песчано-алевроглинистыми и существенно глинистыми ("сланцевыми") толщами, которые

получают преобладающее развитие в нижнем карбоне наиболее погруженных сегментов приосевой зоны. Данные изучения строения и литолого-фациальных особенностей тех разрезов, где глубоким бурением вскрыты фрагменты этого межформационного перехода (Бобриково, Щетово, Надеждино, Шандровка, Руденки, Солоха, Бельск и др.), свидетельствуют о существовании особой переходной зоны, мощность и стратиграфический объем которой меняются в широких пределах. В этой зоне исчезают угольные пласты и карбонатные тела, а основную роль в ее составе играют ритмитовые пачки и толщи, обусловленные тонким и микропереслаиванием обломочных и глинистых пород. Она характеризуется развитием турбидитов, контуритов и подводных оползней. С последними связаны крупные блоки и линзы, которые выделяются по данным сейсморазведки МОГТ в районе Руденковской, Шандровской, Бельской и других площадей ДДВ, приуроченных к окаймлению приосевой депрессионной области ДДВ.

Провести четкую границу между флишoidalными песчано-алевроглинистыми и депрессионными отложениями сложно, поскольку последние также характеризуются флишoidalностью за счет присутствия частых тонких и микропрослоев, в различной степени обогащенных обломочным песчано-алевритовым и карбонатным материалом, ОВ и пиритом.

Указанная формационная зональность определяет характер нефтегазоносности. Черносланцевые депрессионные отложения – генератор и вмещающее колоссальных объемов СГ. Переходные флишoidalные толщи перспективны как в отношении поисков традиционных залежей УВ в нетрадиционных типах ловушек (контуритовые песчаники, турбидные фены, подводно-оползневые блоки), так и как резервуары СГ. Полифациально-циклические угленосные и шельфовые (рифогенно-)карбонатные формации характеризуются разнообразными типами преимущественно традиционной нефтегазоносности (антиклинальные и разнообразные седиментационно-палеогеоморфологические, стратиграфические и комбинированные ловушки) и огромными потенциальными ресурсами сланцевого и центральнобассейнового газа.

Благодаря инверсионному тектогенезу, сложной разломно-блоковой тектонике и другим тектоно-геодинамическим факторам черносланцевые и черносланцево-ритмитовые литомы залегают в широком диапазоне глубин, пластовых температур и давлений, что позволяет выделить ряд доступных уже на данном этапе геологоразведочных работ объектов освоения газа нетрадиционных источников. В этом отношении значительный интерес представляет Руденковское месторождение [11]. Оно приурочено к крупному погребенному под мезозойскими и кайнозойскими отложениями Суходоловско-Нехворощанскому выступу моноклинально залегающих каменноугольных отложений (пермотриасовая пересажская толща залегают на размытой поверхности среднего карбона) (рис. 5). Здесь на вполне приемлемых для освоения СГ глубинах (до 3 км) залегают отложения верхнего визе и серпухова, которые четко дифференцированы на (снизу вверх): глинистую (черносланцевую), песчано-алевроглинистую (ритмитово-черносланцевую), полифациально-циклическую угленосную (C_1v_2), конкреционно-алевроглинистую угленосную (C_1s_1) и полифациально-циклическую угленосную (C_1s_2) толщи. Обычные коллекторы сосредоточены преимущественно в верхневизейских и верхнесерпуховских фациально-циклических отложениях, в которых присутствуют также газоносные "плотные" коллекторы СГ и угольного метана. Остальные толщи перспективны главным образом на сланцевый – центрально-бассейновый газ, а также на угольный метан (нижней серпухов).

Верхневизейская ($C_1ve_2 - C_1vf_1$) глинистая толща в пределах Суходоловско-Нехворощанского выступа залегают на разных горизонтах турнейско(C_1tb-c)-нижневизейской (C_1va-e_1) рифогенно-карбонатной формации верхнего девона в диапазоне глубин 1400–3000 м и более. Это однородная монотонная флишoidalная глинистая толща (100–700 м) с тонкими (0,1–0,5 м) карбонатными (глинистые известняки, Мг-сидеритовые конкреции), а также песчано-алевритовыми прослоями (0,1–3 м, иногда до 10 м). Последние распределены в разрезе неравномерно, что позволило расчленить этот литостратон на 4 пачки. Пачки

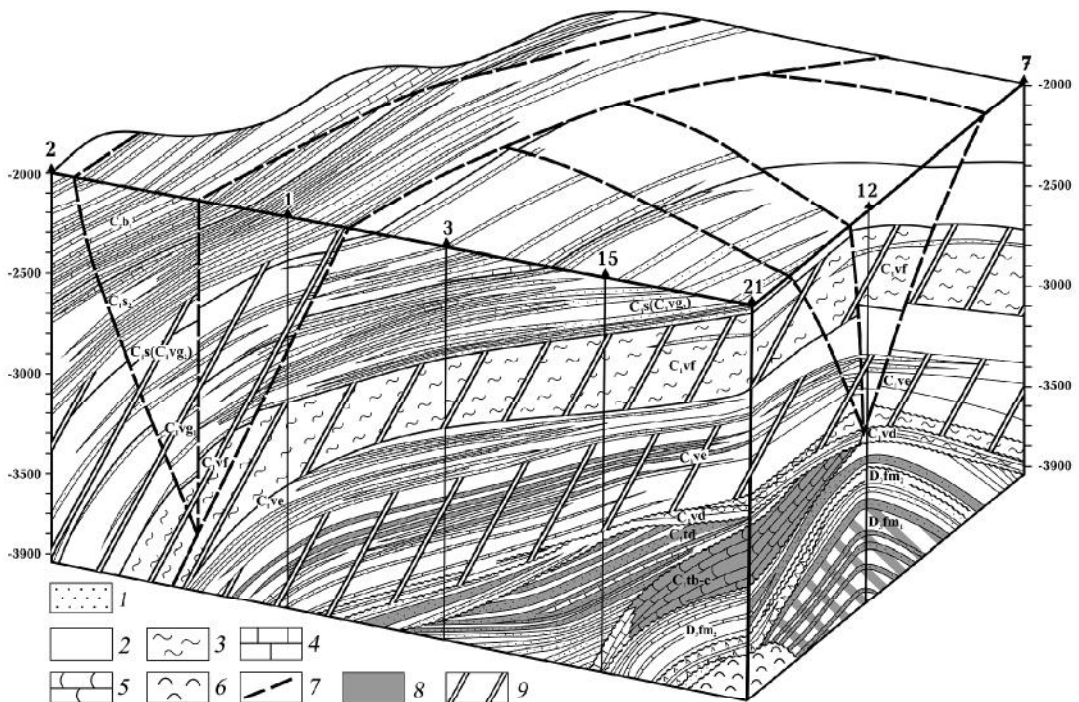


Рис. 5. Руденковское газоконденсатное месторождение – прогнозируемое гигантское месторождение СГ (по А. Е. Лукину, 1978, с изменениями)

1 – алевропесчаные породы; 2 – глинистые породы; 3 – ритмиты; 4 – известняки; 5 – карбонатные коллекторы (доломитизированные известняки); 6 – соль; 7 – разрывные нарушения; 8 – газовые и газоконденсатные залежи; 9 – интервалы, перспективные на СГ

1 и 3 (нумерация снизу вверх) относительно обогащены (до 20%) песчано-алевритовыми породами, пачки 2 и 4 – существенно глинистые.

Глинистые породы представлены темно-серыми и черными аргиллитами с повышенным содержанием ОВ ($C_{орг} = 1,5-3,5\%$), сульфидной серы и бедной в видовом отношении, весьма скудной своеобразной биотой (планктонные фораминиферы, спикулы губок, обильные пиритизированные колонии сульфатредуцирующих метанотрофных бактерий и т. п.). По комплексу признаков это типичные ЧС эвксинитового типа. Для нижележащих нефтегазоносных комплексов нижнего карбона и верхнего девона они являются флюидоупорами. Перспективы же нефтегазоносности самой толщи оцениваются низко из-за отсутствия хороших коллекторов (фильтрационно-емкостные свойства песчано-алевритовых прослоев пачек 1 и 3 соответствуют V-VII классам коллекторов классификации А. А. Ханина – И. А. Мухари-

нской). В песчано-алевритовых прослоях глинистой толщи здесь наблюдались многочисленные газопроявления, а в Руденковской скв. 3 (3554–3576 м) был получен промышленный приток газа (20,8 тыс. м³/сут), несмотря на неблагоприятную промыслово-геофизическую характеристику горизонта. Кроме того, по каротажным данным автором более 30 лет назад предполагалась его газоносность в Руденковских скв. 11 и 13. В остальных скважинах коллекторы в данном горизонте отсутствуют вследствие замещения песчаников глинистыми алевролитами и катагенетического уплотнения.

Горизонт В-22, приуроченный к песчано-алевроглинистой пачке 3 (существенно глинистая пачка 4 является его крышкой), характеризуется многочисленными нефти и газопроявлениями. Притоки нефти были получены в скв. 15 (3058–3077 м, ПНК-89, диафрагма 5 мм, дебит 5,8 м³/сут), а также в скв. 7 (3685–3675 м, ПКС-105 – сначала слабое выделение газа, после интенсифи-

кации с применением ПАВ получен приток нефти 30 м³/сут, затем – приток газа в течение 4 суток с прекращением фонтанирования). В скв. 3 (3463–3451 м), пробуренной ниже по падению горизонта В-22 (относительно скв. 15), получен непромышленный приток газа (30 тыс. м³/сут на диафрагме 8,02 мм). Кроме того, слабые притоки газа получены также в скв. 10, 16, 13, 11 и 19.

Данные опробования песчано-алевритовых прослоев (горизонты В-22 и В-23) этой толщи свидетельствуют, с одной стороны, об их низких коллекторских свойствах в связи с глинизацией и катагенетическим уплотнением, а с другой – о большом УВ-потенциале этой толщи. Выделенные в ней четыре пачки могут рассматриваться как самостоятельные объекты, несомненно перспективные на СГ.

Верхневизейская (С₁vf₂) ритмиковая толща. Между кровлей глинистой (черносланцевой) толщи и подошвой верхневизейских полифациально-циклических отложений на юго-востоке южной прибортовой зоны и моноклинальных склонах в приосевой грабене присутствует мощная (до 1 км) толща весьма своеобразного облика. Для нее характерно преобладание ритмитов – пород, представленных чередованием тонких (0,1–2 см) черных глинистых и светло-серых песчано-алевритовых слоев с обильным углистым шламом и слюдой по наслоению. Это обуславливает весьма специфическую промыслово-геофизическую характеристику толщи, что позволяет легко выделять ее в разрезе, коррелировать и картировать (рис. 6). Как и нижележащая глинистая, залегающая на ней несогласно ритмиковая толща пользуется повсеместным распределением в пределах восточного сегмента южной прибортовой зоны (Зачепилровка – Левенцовка) и моноклинального склона в приосевой грабен (Горобцы – Шандровка). Толщина ритмитовых отложений варьирует от 30–80 м в краевых "приразломных" разрезах (Михайловка, Юрьевка, Кременовка и др.) до 700 м (скв. Руденки-18), достигая по данным сейсморазведки МОГТ 800–1000 м на южном моноклинальном склоне в приосевой грабен. В данном районе она залегаєт на глубинах 1250–3500 м.

Соотношение между глинистыми и песчано-алевритовыми компонентами в разре-

зе меняется. В основании толщи выделяется базальная ритмиковая алевропесчано-глинистая пачка (0–340 м), которая характеризуется присутствием (на ритмиковом фоне) песчаных пластов (3–15 м). Основная по толщине ее верхняя часть сложена алевроглинистыми ритмитами. В целом ритмиты характеризуются черносланцевым характером пелитоморфных компонентов (с ОВ смешанного сапропелево-гумусового состава), большой ролью углефицированного растительного шлама и детрита, каолинит-гидрослюдистым составом глинистого вещества. Степень региональных изменений соответствует грациям МК₂–МК₃, что в сочетании с обилием и разнообразием ОВ и благоприятными для термостатирования катагенетических процессов условиями залегания способствует современным процессам УВ-образования.

Как уже отмечалось, ритмиты (в диапазоне от варвитов до тонкоритмичного флиша) характеризуются низкими емкостно-фильтрационными свойствами матрицы. Это обусловлено тем, что при близких условиях залегания степень катагенетического уплотнения как глинистых (черносланцевых), так и песчано-алевритовых компонентов при тонком переслаивании гораздо выше, чем в обычных литомах (слои, пачки, толщи) [15]. Другой особенностью ритмитов является резко выраженная анизотропия петрофизических свойств. Поэтому вне зон тектонических напряжений и интенсивной трещиноватости ритмиты при переходе от протокатагенеза к мезокатагенезу теряют коллекторские свойства и в то же время приобретают свойства "ложных покрышек", способствующих рассеиванию скоплений свободного газа. Для них характерны многочисленные нефтегазопроявления и в то же время отсутствие стабильных промысленных притоков. Это свидетельствует о большом УВ-потенциале и, в частности, о высокой газонасыщенности.

Все это в полной мере характерно для верхневизейской ритмиковой толщи на Руденковском месторождении. К базальной песчано-ритмиковой пачке здесь приурочены продуктивные горизонты В-21 и В-20. В отличие от фациально-циклических разрезов верхнего визе в центральной и северо-западной частях ДДВ они представлены

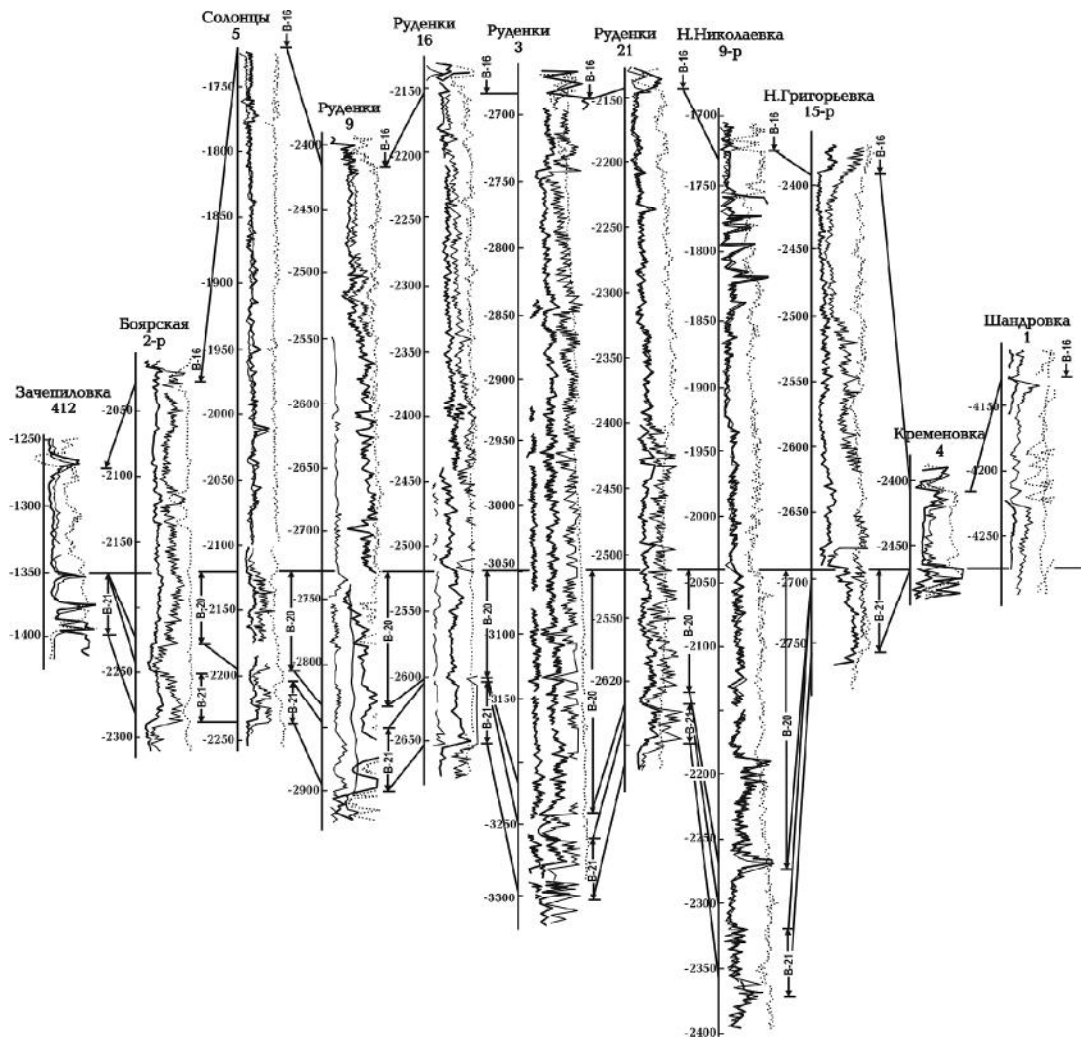


Рис. 6. Сопоставление электрокаротажа верхневизейской (C_{1vf}) ритмической толщи восточного сегмента южной приобтовой зоны Днепровско-Донецкой впадины (Зацепиловка – Шандровка), перспективной на газ "плотных" коллекторов (по А. Е. Лукину, 1978, с изменениями)

алевропесчаными пластами, которые при сохранении ритмической текстуры характеризуются преобладанием песчаных компонентов (мелкозернистые песчаники). Однако благодаря интенсивному окварцеванию коллекторские свойства их низкие (V–VII классы). При испытании горизонта В-21 были получены непромышленные притоки газа в скв. 3 (3267–3304 м, 3,3 тыс. м³) и 12 (2865–2912 м, 2,87 тыс. м³). Горизонт В-20 нигде не испытывался по причине отрицательных промыслово-геофизических заключений. В ряде скважин на Руденковском

месторождении и на других площадях Суходоловско-Нехворощанского выступа отмечены многочисленные газопроявления.

Верхневизейская (C_{1vg_1}) полифациально-циклическая угленосная толща. Верхняя часть визейского яруса в данном районе резко отличается от подстилающих и перекрывающих ее монотонных мелкоритмичных песчано-алевроглинистых толщ. Для нее характерна четко выраженная фациальная цикличность, обусловленная закономерным сочетанием разнофациальных глинистых (до 80 м) и песчаных (1–30 м) пластов и па-

чек с хорошо выдержанными известняками (0,1–5 м), а также углями (0,05–1,5 м). Область распространения этой толщи несколько больше, чем у подстилающих ее на основной части данного района ритмических отложений. Мощность ее колеблется от 80–100 м (приразломные разрезы на Михайловской, Юрьевской и других площадях южной прибортовой зоны) до 491 м (Руденки-19). Глинистые пласты (пачки) представлены темно-серыми и черными листоватыми аргиллитами, которые по комплексу литологических показателей соответствуют потенциально газоносным ЧС. Вместе с тем следует подчеркнуть их фациальное и геохимическое разнообразие, свойственное глинистым породам полифациально-циклической паравишневской угленосной формации [10, 15].

Нижнесерпуховская (C₁vg₂–C₁па₁) алевроглинистая конкреции-угленосная толща. От подстилающих и перекрывающих ее полифациально-циклических отложений эта толща (200–800 м и более) отличается отсутствием морских фаций, преобладанием алевроглинистых пород, повышенной угленосностью и карбонатной (Mg-сидеритовой) конкрециеносностью, мелкоритмичным строением, специфическими монотонными каротажными характеристиками. Преобладающие в разрезе глинистые породы представлены в различной степени алевритистыми (5–40%) темно-серыми аргиллитами с частыми карбонатными конкрециями и конкреционными прослоями. Глинистое вещество – хлорит-каолинит-гидрослюдистого состава. Характерно повышенное содержание углистого детрита, шлама и тонкодисперсного арконового вещества, что выражается в довольно высоком содержании C_{орг} (до 5% и более). Установлена высокая угленосность (до 10 пропластков на 100 м, включая присутствие пластов толщиной 1–1,2 м). Степень катагенеза нижнесерпуховских отложений данного района соответствует градациям МК₁–МК₂. Присутствуют песчаные тела (до 15 м) руслового генезиса, количество которых в разрезах варьирует от 1 до 8. По своим фильтрационно-емкостным свойствам они соответствуют классам IV–V. С ними связаны газопроявления, непромышленные и промышленные (Руденковские скв. 18, 24) притоки газа. Все это свидетельствует о вы-

сокой газонасыщенности этой толщи, которая сочетает в себе СГ и угольный метан с перспективами поисков и разведки традиционных газовых залежей.

Верхнесерпуховская полифациально-циклическая угленосная паравишневская толща (50–200 м), залегающая несогласно на нижнесерпуховских отложениях, близка по строению и литолого-фациальным особенностям к верхневизейским полифациально-циклическим паравишневским угленосным отложениям. Глинистые породы представлены здесь темноцветными аргиллитами морского, заливно-морского и лагунного генезиса с содержанием C_{орг} до 4,5% и смешанным составом ОВ. Их пачки толщиной 10–80 м и более также могут рассматриваться как объекты освоения СГ.

Таким образом, есть основания рассматривать Руденковское месторождение (рис. 5) как один из первоочередных объектов освоения СГ. Здесь в период с 1969 по 1972 г. были получены промышленные притоки газа из моноклинально залегающих нижневизейских (горизонт В-26) авандельтовых песчаников (скв. 1, 3), а также открыты (скв. 12) газовые залежи в нижнефаменных терригенных отложениях погребенного предкарбонного палеоподнятия. Кроме того, из пробуренных здесь с 1972 по 1980 г. 16 глубоких скважин получены непромышленные притоки газа и газопроявления из терригенных и карбонатных коллекторов верхнего девона и нижнего карбона. Из-за низкой эффективности поисковых работ дальнейшее бурение на Руденковском месторождении было прекращено, хотя результаты подсчета запасов (выполненных И. Н. Головацким в 1983 г. на геологической основе, ранее подготовленной А. Е. Лукиным и др.) свидетельствовали о том, что это крупное месторождение.

Вопрос об оценке больших газовых залежей в нижневизейском песчанике В-26, нижнефаменных терригенных отложениях, а также в турнейских рифогенно-карбонатных коллекторах по-прежнему актуален. Однако в свете изложенных данных перспективы Руденковского месторождения и в целом Суходоловско-Нехворощанского выступа существенно возрастают за счет предполагаемых больших прогнозных ресурсов СГ в верхневизейских и серпуховских отложениях.

На первом этапе геологоразведочных работ здесь необходимо изучить газоносность перспективных на СГ (и центрально-бассейновый газ) литостратонов, исследовать газонасыщенность и петрофизические свойства ЧС и песчано-алеврочносланцевых ритмитов (C_1v_2), а также угленосно-алевроглинистой толщи (C_1s_1), уделяя также внимание оценке традиционной и нетрадиционной газоносности полифациально-циклических отложений нижнего и среднего карбона. Учитывая обширность территории и значительные толщины потенциально газоносных литостратонов, можно предполагать, что здесь сосредоточены весьма значительные ресурсы природного газа.

Нижний серпухов северных окраин Донбасса и восточного сегмента северного борта ДДВ

Формационные ряды карбона северных окраин Донбасса (Старобельско-Миллеровская моноклираль – зона Краснорецких сбросов – Северная зона мелкой складчатости) вследствие несовпадения в плане межформационных границ (переход в зоне сочленения Воронежской антеклизы и Донецкого складчатого сооружения шельфовых карбонатных и полифациальных паралических отложений в депрессионные) включают в себя, наряду с фациально-циклическими угленосными и рифогенно-карбонатными, черносланцевые толщи. Последние при их залегании на умеренных (менее 3 км) глубинах и достаточно больших объемах могут рассматриваться как перспективные на СГ объекты. Среди них наибольший интерес представляет черносланцевая нижнесерпуховская толща, которая прослеживается в виде широкой полосы вдоль погруженной части склона Воронежского массива от скв. 315 профиля Шевченко-Близнецы до границы с Россией. На профиле скважин Северо-Луганская опорная-2 – Городищенская-1 зафиксирована северная граница распространения этой толщи, которая замещается шельфовыми карбонатными породами (рис. 7). Толщина ее варьирует от 110 м в скв. Шевченко-315 до 300 м и более в зоне Краснорецких сбросов и Северной зоне мелкой складчатости. В Северо-Луганской опорной скв. 2 она вскрыта в интервале

2380–2650 м (270 м) и представлена черными сланцеватыми аргиллитами (редкие прослои алевролитов толщиной 1–2 м составляют менее 10% ее общей толщины и сосредоточены преимущественно в верхней части разреза) с редкими пропластками (8–10 см) темноцветных глинистых известняков с криноидеями и Mg-сидеритовыми конкрециями. Биота, помимо спор (комплексы донецкой подзоны C_1vg_2 , ныне относимой к нижнему серпухову), представлена фауной пелеципод-посидоний. Палеонтологические данные и литолого-фациальные особенности позволяют сопоставить эту толщу с нижней частью верхней угленосной подформации Львовско-Волынского бассейна [5]. Она является также литостратиграфическим аналогом самарской или угленосной свиты C_1^3 Донбасса, которая характеризуется очень мелкой циклическостью при широком развитии озерно-болотных осадков и содержит почти все пласты углей (до 26) рабочей мощности в нижнем карбоне юго-западного Донбасса. Аргиллиты характеризуются каолинит-гидрослюдистым составом (с той или иной примесью тонкодисперсных смешаннослойных фаз). Содержание $C_{орг}$ варьирует в пределах 1,5–3,5%. Органическое вещество сапропелево-гумусового типа. Степень катагенеза соответствует газовым углям ($МК_2$). Здесь уместно отметить многочисленные нефтегазопроявления при бурении на Гречишкинской и других площадях данной зоны и наличие ряда месторождений с газовыми залежами в песчаниках карбона на участке Краснопоповка – Кружиловка. Все это, учитывая значительные мощности и обширную территорию распространения, позволяет рассматривать данную черносланцевую толщу как возможно газоносную.

Есть основания прогнозировать и другие месторождения СГ, связанные с черносланцевой фацией (градацией) нижнего серпухова на северном борту ДДВ. Толщу (200 м) нижнесерпуховских темноцветных аргиллитов, близких по литолого-фациальным особенностям, вещественному составу, содержанию и геохимии ОВ, вскрыла Харьковская опорная скважина (3000–3200 м), что позволяет прогнозировать связанный с ними ареал развития газоносных нижнесерпуховских ЧС в пределах Харьковской

депрессии. Несомненный интерес представляют эти отложения на Шевченковском выступе, где глубины их залегания меньше 2000 м, а мощность 100–150 м.

Самарская свита Западного Донбасса и смежных участков ДДВ

Полифациальные угленосные отложения свиты S_3^1 с характерной для нее мелкой циклическостью образуют весьма протяженную фациальную зону в Западном Донбассе – южной прибортовой зоне (сегмент Зачепиловка – Левенцовка) – южном моноклинальном склоне в приосевой грабен (сегмент Горобцы – Шандровка). ДДВ является огромным потенциальным нетрадиционным источником природного газа (СГ и угольный метан), а также должна содержать большое количество мелких залежей свободного газа в литологических (седиментационно-палеогеоморфологических) и комбинированных ловушках.

Нижнепермская соленосная формация ДДВ

Темноцветные аргиллиты, мергели и глинистые известняки присутствуют в разрезе нижнепермских фациально-циклических соленосных отложений (ассельский ярус, никитовская и славянская свиты), приуроченных к системе соленосных палеодепрессий (Котелевская, Сребненская, Зеньковская, Ждановская, Орчиковская, Бахмутская). Наряду с прослоями и пластами (0,1–1,5 м) они слагают и пачки (до 25 м). Как субстрат СГ они совершенно не изучены, хотя их разбуривание нередко сопровождалось газопроявлениями. Целесообразно проведение комплексных исследований газоносности нижнепермских фациально-циклических соленосных отложений, которые, как и верхнедевонская (воронежско-евлано-ливенская) соленосная формация крайнего северо-запада ДДВ, может рассматриваться как газоносный породно-гетерогенный массив.

Мезозойские черные глины ДДВ

Глины, обогащенные ОВ (содержание $C_{орг}$ – 1,2–6,5%, преобладающие значения – 2–3%), отмечены в юре (верхнебайосско-нижнебабская, нижнекелловейская толщи мощностью

соответственно 60–120 и 15–40 м) и нижнем мелу (аптские черные глины толщиной до 60 м). Они залегают на глубинах 700–1100 м в зоне протокатагенеза. Их газонасыщенность не изучалась. Однако даже при ее высоких значениях, что маловероятно, освоение СГ мезозойских черных глин ДДВ было бы нецелесообразным по экологическим соображениям и прежде всего из-за недопустимости загрязнения питьевых (мел) и лечебных минеральных (юра) вод артезианского бассейна Днепровско-Донецкой синеклизы.

О газоносно-сланцевом "ядре" Донецкого бассейна

В осадочно-породных бассейнах, на основе которых формируются нефтегазоносные бассейны, пелитомофные, в частности, глинистые породы (точнее, образованные ими литологические тела – литомы) являются наименее изученным звеном. А без детального изучения закономерностей газонасыщенности глинистых прослоев, пачек и толщ невозможно решить ряд теоретических и практических вопросов, связанных с газоносностью угленосных отложений (включая проблему прогноза взрывчатых явлений в шахтах), оценкой газовых ресурсов угленосного и вообще любого осадочно-породного бассейна. Более того, данные по СГ позволяют предположить, что мощные депрессионные черносланцевые отложения в центральных частях глубоких осадочных бассейнов [10] оказывают не только тектоногеодинамическое, но и существенное флюидодинамическое влияние на вышележащие полифациальные комплексы и, в частности, во многом определяют газовый режим угленосных формаций. Это в полной мере относится к юго-востоку ДДВ и Донбассу.

Результаты формационного и литогеодинамического анализ по данным глубокого бурения и геофизических исследований позволили более 30 лет назад [16] установить существование в карбоне Днепровско-Донецкого авлакогена закономерной формационной зональности, обусловленной замещением по простиранию с северо-запада на юго-восток от бортов к приосевой зоне паралических угленосных и шельфовых, и карбонатных, и терригенных отложений темноцветными флишодными песчано-алевроглинистыми и су-

щественно глинистыми ("сланцевыми") толщами (рис. 8). Последние играют основную роль в нижнем карбоне юго-востока ДДВ и в Донбассе, которые характеризуются единым латерально-вертикальным формационным рядом, но разной интенсивностью тектонических дислокаций, обусловленных различной степенью

бокового сжатия [10]. Аналогичное формационное замещение угленосных отложений среднего – верхнего карбона наблюдается и в Восточном Донбассе. Оно имеет стратиграфически скользящий (снизу вверх) характер, а в пределах вала Карпинского весь карбон представлен депрессионной темноцветной флишо-

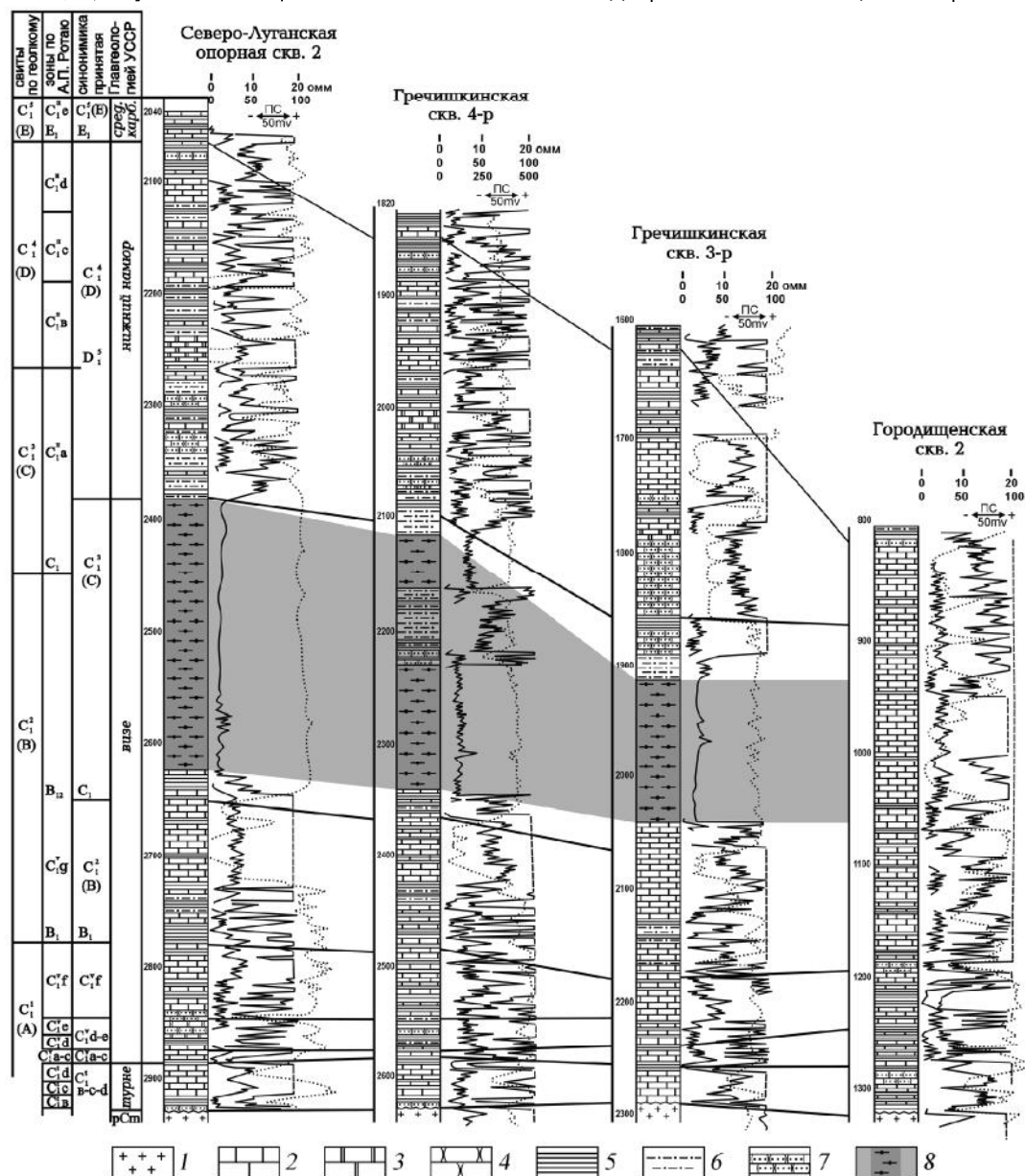


Рис. 7. Сопоставление нижнекаменноугольных отложений Гречишkinsкой и Городищенской площадей (по В. А. Витенко, Р. Я. Поляк, 1962, с изменениями)

1 – граниты; 2 – известняки; 3 – доломиты; 4 – силициты и спонголиты; 5 – аргиллиты; 6 – алевролиты; 7 – песчаники; 8 – интервал, перспективный на СГ

идно-сланцеватой формацией. Не касаясь в данной статье структурно-тектонических и литогеохимических аспектов этой зональности в различных сегментах Днепровско-Донецкого авлакогена, отметим, что благодаря ей угленосная формация среднего – верхнего карбона подстилается отложениями, в составе которых ведущую роль играют ЧС. Широкий (мезокатагенез – апокатагенез – начальный метагенез) диапазон автогенетической зональности черносланцевого "ядра" и влияние на него гипо-

генных плюм-тектонических факторов позволяют предполагать высокую газонасыщенность в различной мере гидрофобизованных ЧС. "Стравливание" периодически возникающего аномально высокого внутриворонного давления вследствие миграции газа по образующимся при неравномерной "накачке" СГ зонам трещиноватости (рис. 2) непосредственно влияет на газовый режим вышележащих угленосных отложений. Здесь уместно коснуться давней дискуссионной проблемы о природе

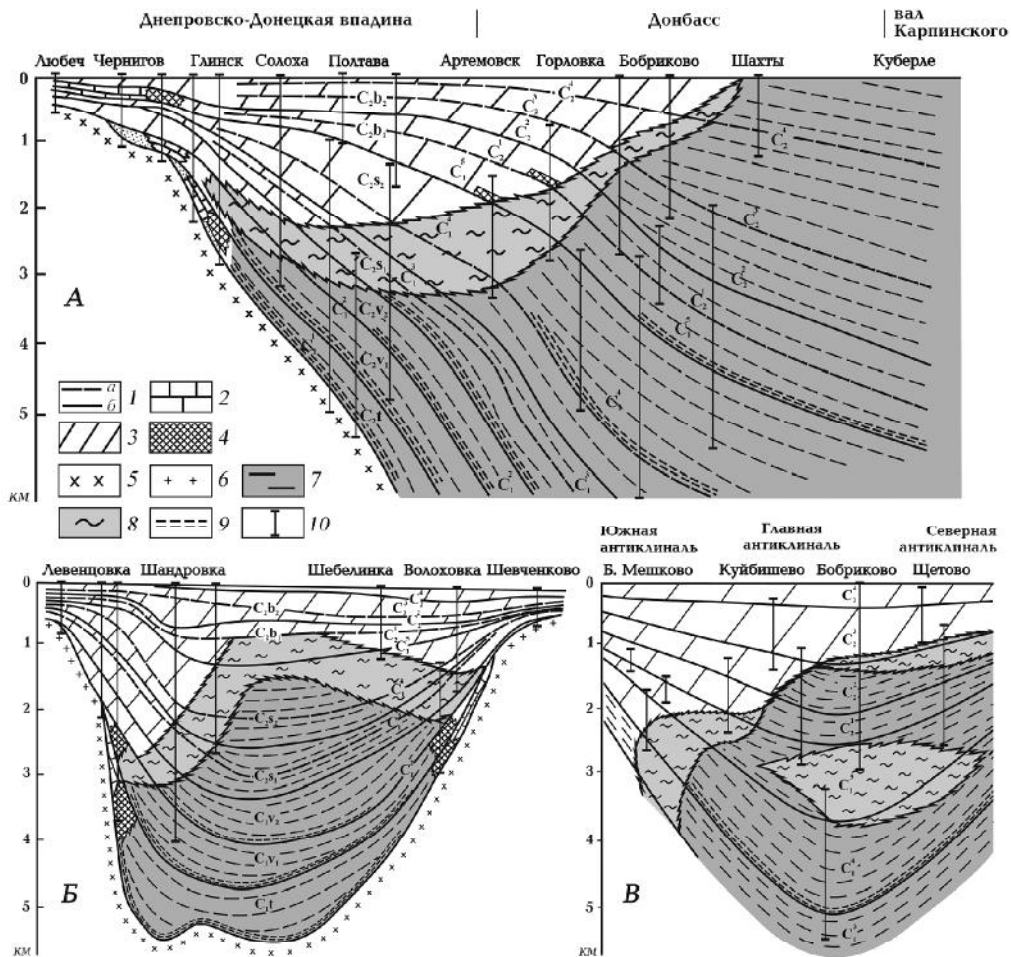


Рис. 8. Основные формационные соотношения в нижнем карбоне Днепровско-Донецкого авлакогена. А – Формационный разрез по продольному палеогеологическому профилю (по А. Е. Лукину, А. И. Резникову). Б – Формационный разрез юго-восточной части ДДВ по поперечному палеогеологическому профилю (по А. Е. Лукину). В – Формационный разрез центрального Донбасса по поперечному палеогеологическому профилю (по А. И. Резникову, с изменениями)

1 – граница между ярусами (а) и свитами (б); 2 – шельфовые известняки; 3 – полифациальные угленосные отложения; 4 – рифогенные карбонатные толщи; 5 – девонские породы; 6 – докембрийские породы; 7 – черносланцевые толщи; 8 – песчано-алевроглинистые отложения с широким развитием ритмитов, подводных оползней; 9 – бывшие сапропелиты; 10 – прослеженные (по разрезам различных глубоких скважин) интервалы разреза

метана угольных пластов и активно обсуждаемой в последнее время гипотезы о существовании гигантского газового месторождения в низах угленосной толщи Донбасса [1, 4, 6]. Еще в 60–70-е годы прошлого века одни исследователи (Ф. А. Алексеев, В. П. Козлов, Б. М. Косенко, М. Л. Левенштейн и др.) связывали генезис метана угленосных отложений с катагенезом угольного вещества и катагенезом рассеянного органического вещества вмещающих отложений, а другие (Г. И. Войтов, А. И. Кравцов, Н. И. Белоконов и др.) полагали, что газовые выбросы в шахтах обусловлены пульсирующей струйной восходящей миграцией глубинного метана по разломам. Тогда же появились представления (Х. Ф. Джамалова, Ю. Г. Лапчинский, А. Е. Лукин, В. С. Попов и др.) о том, что суфляры и другие газопроявления, включая взрывы природного газа в шахтах, связаны с поступлением газа из газовых (газоконденсатных, нефтегазовых) месторождений.

Указанные версии актуальны и сейчас. В новейших публикациях: 1) в низах донецкой угленосной толщи предполагается присутствие гигантского газового месторождения, образовавшегося из глубинно-абиогенного (мантийного) метана [6]; 2) эти представления критикуются с точки зрения генетической связи метана с катагенезом угольного вещества [4]; 3) обосновывается предположение о том, что возможным источником природного газа могут быть неоткрытые промышленные скопления (залежи) нефти и газа, залегающие под угленосными отложениями в зоне сочленения складчатого сооружения с Бахмутской и Кальмиус-Торецкой котловинами [1].

По мнению автора, предположение о наличии огромного традиционного газового месторождения в низах угленосной толщи Донбасса, сформированного за счет мантийного метана, не выдерживает критики прежде всего из-за отсутствия предпосылок формирования здесь соответствующего по объему массивного резервуара с надежной крышкой.

Присутствие в угленосной толще многочисленных мелких залежей УВ, связанных с разнообразными литологически- и тектонически-экранированными ловушками, не вызывает сомнений и подтверждено многочисленными притоками газа, нефти и конденсата на ряде площадей и шахтных полей из скважин и суфля-

ров. Заслуживает внимания предположение о поступлении УВ в шахтные поля из более глубоких залежей с повышенными пластовыми давлениями [1]. Однако придавать этой связи универсальный характер нет оснований. Данные по Донбассу и другим угольным бассейнам скорее свидетельствуют о том, что разнообразные нефтегазопроявления (включая взрывы шахтного метана) и скопления свободного газа образуют единую взаимосвязанную систему, обусловленную общим фактором. Бесспорно привлекательным является предположение о связи взрывных явлений в шахтах с внедрением глубинных высоконапорных и высокоэнтропийных флюидов. Это позволяет объяснить высокую энергетику процесса дегазации и единство его разнообразных проявлений, а также согласуется с некоторыми геохимическими данными (ртутоносность углей и газов, наличие дисперсных самородно-металлических частиц в углях и вмещающих породах). В то же время ряд геофизических и петрофизических, а также изотопно-геохимических данных* свидетельствует о полигенной природе газоносности Донбасса. При несомненно ведущем участии в процессах дегазации Земли глубинных факторов конкретные флюидодинамические механизмы ее не изучены. Неясно, каким образом трансформируется восходящий поток безводных поликомпонентных (C – H – S – Cl – металлы) флюидов в сверхсжатом состоянии в струйную миграцию газов и гидротерм по разломам и зонам разуплотнения пород литосферы и сквозьформационным флюидопроводящим системам осадочной оболочки [10]. Выше уже отмечалась привлекательность гипотезы о присутствии под угленосной толщей огромного резервуара, в котором накапливался бы газ из различных источников (фактор смешения наблюдается по изотопным характеристикам углерода метана) и который бы служил промежуточным звеном для передачи глубинных

* Следует отметить совершенно недостаточную изученность изотопной геохимии природных газов Днепровско-Донецкого авлакогена в целом и Донбасса в частности. Относительно полно изучен лишь изотопный состав углерода метана. Отсутствуют данные по различным фракциям сорбированного, окклюдированного, твердорастворенного метана угольных пластов. Практически не изучен изотопный состав свободного водорода и водорода различных форм метана, изотопия гелия. Без этих данных невозможно выяснение роли различных источников газа в формировании СГ, центральнобассейнового газа, угольного метана, аккумуляций и струйных выделений свободного газа.

энергетических импульсов в газифлюидодинамическую систему "углепородного массива Донбасса" [3]. По мнению автора, его роль должна играть мощная газоносная нижнекаменноугольная черносланцевая толща (и парагенетически связанные с нею подводно-оползневые и турбидитовые фации), обладающая неисчерпаемыми газовыми ресурсами.

1. Богданов Ю. А., Черняков А. М. Вероятная причина газовых выбросов в шахтах Донбасса и возможные пути их изучения // Доп. НАН України. – 2009. – № 12. – С. 104–111.
2. Большаков Ю. Я. Капиллярно-экранированные залежи нефти и газа. – Новосибирск: Наука, 1989. – 127 с.
3. Булат А. Ф., Звягильский Е. Л., Лукинов В. В. и др. Углепородный массив Донбасса как гетерогенная среда. – Киев: Наук. думка, 2008. – 411 с.
4. Жакаляк М. В. Чи може бути в розрізі вугленосної товщі Донбасу гігантське газове родовище? // Мінер. ресурси України. – 2008. – № 4. – С. 16–18.
5. Корреляция угленосных формаций Львовско-Волынского и Люблинского бассейнов / Шульга В. Ф., Здановский А., Зайцева Л. Б. и др. – Киев, 2007. – 250 с.
6. Лепігов Г. Д., Орлів С. І., Гулій В. М. Гігантське газове родовище в Донбасі // Мінер. ресурси. – 2008. – № 3. – С. 32–33.
7. Лукин А. Е. Девон Днепровско-Донецкой впадины (тектонно-седиментационные комплексы, формации, генетические типы отложений и литогеодинамика) // Геол. журн. – 2006. – № 2–3. – С. 26–47.
8. Лукин А. Е. Девонские рифогенно-карбонатные комплексы Днепровско-Донецкого авлакогена и перспективы их нефтегазоносности // Там же. – 2008. – № 3. – С. 7–26.
9. Лукин А. Е. Искусственные углеводородные месторождения и геологические предпосылки их создания в нефтегазоносных регионах Украины // Там же. – 2010. – № 1. – С. 42–57.
10. Лукин А. Е. Литогеодинимические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. – Киев: Наук. думка, 1997. – 224 с.
11. Лукин А. Е. Модели литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек углеводородов // Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. – Киев: ЦТЭ Мингео УССР, 1984. – С. 151–154.
12. Лукин А. Е. О Днепровско-Донецком средневизейском палеобассейне эвксинского типа // Докл. РАН. – 1995. – Т. 344, № 5. – С. 660–664.
13. Лукин А. Е. Природа сланцевого газа в контексте проблем нефтегазовой литологии // Геология и полез. ископаемые Мирового океана. – 2011. – № 1. – С. 32–54.
14. Лукин А. Е. Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Ст. 1. Современное состояние проблемы сланцевого газа (в свете опыта освоения его ресурсов в США) // Геол. журн. – 2010. – № 3. – С. 17–33.
15. Лукин А. Е. Формации и вторичные изменения каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины. – М.: Недра, 1977. – 102 с.
16. Лукин А. Е., Резников А. И. О строении карбона Днепровско-Донецкого авлакогена // Докл. АН СССР. – 1980. – Т. 251, № 1. – С. 176–179.
17. Лукин А. Е., Шпак П. Ф. Рифтогенные формации и нефтегазоносность Днепровско-Донецкого авлакогена // Формации осадочных бассейнов: Тез. докл. V Всесоюз. семинара. – М.: Изд-во МГУ, 1985. – С. 219–220.
18. Материалы по стратиграфии Белоруссии / Под ред. В.К. Голубцова. – Минск: Наука и техника, 1981. – 168 с.
19. Сланцевый газ: революционный энергоисточник или мыльный пузырь? – UA Energy – <http://uaenergy.com.ua/c225758200614cc9/0/225d674f5d0b645dc225767800430796>.
20. Сланцевый газ. Революция, которая изменит газовую геополитику. – Rambler финансы. – <http://finance.rambler.ru/news/economics/53641250.html>.
21. Соболев П. Сланцевый газ, экономика и геополитика. – http://petersobolev.blogspot.com/2009/10/blog-post_2146.html.
22. Стратиграфія УРСР. Девон / Відп. ред. П. Л. Шульга. – К.: Наук. думка. – 1974. – Т. 4, ч. 2. – 350 с.
23. 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>.
24. Big sandy river basin. – http://www.kywater.org/bsr/Bsr_report.htm.

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

Статья поступила
16.12.10