

## **ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ И ПРОБЛЕМА ВЫЯВЛЕНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА**

**А.Е. Лукин**

*Институт геологических наук НАН Украины, Киев, Украина, E-mail: ukrnigri@mail.ru  
Доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик НАН Украины,  
главный научный сотрудник.*

Успешное освоение нетрадиционных источников природного газа на Северо-Американском континенте, знаменующее начало нового этапа развития глобального топливно-энергетического комплекса, ставит перед нефтегазовой геофизикой новые задачи. Наиболее важной из них при поисках и разведке месторождений сланцевого и центральнобассейнового газа (а также метана угленосных отложений) является успешный прогноз «сладких мест» («sweet spots») – дилатансионных «подушек» с повышенной хаотичной трещиноватостью, обусловленной всасыванием газоподобных, а также жидких углеводородов в наиболее гидрофобизованные сегменты соответствующих формаций. Тут открываются большие перспективы использования методов пассивной сейсморазведки (эмиссионная томография, АНЧАР), анализа спонтанной электромагнитной эмиссии, а также гамма-спектрометрии и различных эманационных съемок.

*Ключевые слова:* природный газ, нетрадиционные источники, сланцевый газ, центральнобассейновый газ, каротажные методы, разведочная геофизика, пассивная сейсморазведка.

## **GEOPHYSICAL METHODS AND THE PROBLEM OF UNCONVENTIONAL NATURAL GAS SOURCES DETECTION**

**A.Ye. Lukin**

*Institute of geological sciences of NAS Ukraine, Kiev, Ukraine, E-mail: ukrnigri@mail.ru  
Doctor of geological-mineralogical sciences, professor, academician of NAS Ukraine,  
main research worker.*

Advantageous developing of non-traditional sources of natural gas in North-American continent marks the beginning of new stage of global fuel-energetic complex. It poses new problems before the petroleum geophysics. Among them the most important problem is prediction and detection of «sweet spots» – dilatancy «pillows» with increased random fracturing caused by suction into the most hydrophobized segments of appropriate formations. This stage offers great prospects of the application of passive seismic prospecting (emission tomography, Acoustic Low-Frequency Prospecting – ALFP), analysis of spontaneous electromagnetic emission, also  $\gamma$ -spectrometry and different kinds of emanation surveys.

*Key words:* natural gas, non-traditional sources, shale gas, central-basin gas, logging methods, prospecting geophysics, passive seismic prospecting.

## **ГЕОФІЗИЧНІ МЕТОДИ ТА ПРОБЛЕМА ВИЯВЛЕННЯ НЕТРАДИЦІЙНИХ ДЖЕРЕЛ ПРИРОДНОГО ГАЗУ**

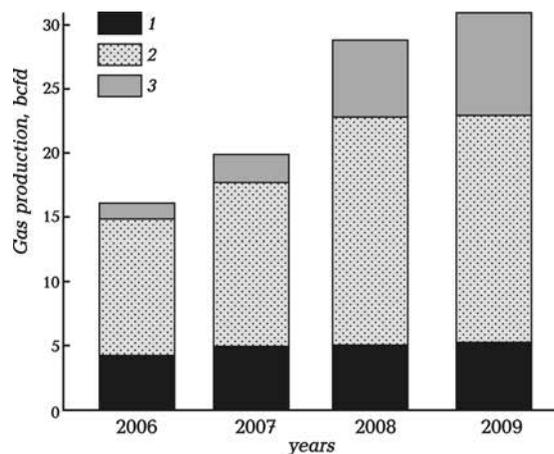
**О.Ю. Лукин**

*Институт геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: ukrnigri@mail.ru  
Доктор геолого-мінералогічних наук, професор, академік НАН України,  
головний науковий співробітник.*

Успішне освоєння нетрадиційних джерел природного газу на Північно-Американському континенті, що знаменує початок нового етапу розвитку глобального паливно-енергетичного комплексу, ставить перед нафтогазовою геофізикою нові завдання. Найбільш важливим з них при пошуках та розвідці родовищ сланцевого і центральнобасейнового газу (а також метану вугленосних відкладів) є успішний прогноз «солодких місць» («sweet spots») – ділатансійних «подушок» із підвищеною хаотичною тріщинуватістю, що обумовлена всмоктуванням газоподібних, а також рідких вуглеводнів в найбільш гідрофобізовані сегменти відповідних формацій. Тут відкриваються великі перспективи застосування методів пасивної сейсморозвідки (емісійна томографія, АНЧАР), аналізу спонтанної електромагнітної емісії, а також гамма-спектрометрії і різних еманацийних зйомок.

*Ключові слова:* природний газ, нетрадиційні джерела, сланцевий газ, центральнобасейновий газ, каротажні методи, розвідувальна геофізика, пасивна сейсморозвідка.

Успешное освоение нетрадиционных источников природного газа на Северо-Американском континенте (рис. 1) не только определило «новый вектор развития мирового рынка углеводородного сырья» [Дмитриевский, Высоцкий, 2010, с. 44] и глобального нефтегазодобывающего комплекса, но и знаменует новый этап развития нефтегазовой геологии и геофизики. Среди 20 наиболее крупных газовых месторождений США, наряду с такими традиционными газовыми гигантами, как Prudhoe Bay (седьмое место) и Hugoton Gas Area (девятое место), фигурирует девять месторождений сланцевого, восемь – центральнобассейнового и одно – угольного газа (примечательно, что все они также входят в список 100 наиболее крупных газовых месторождений Мира). И хотя на других континентах гигантские промышленные месторождения сланцевого газа (СГ) и центральнобассейнового газа (ЦБГ) пока не открыты, нет сомнения в том, что североамериканский тренд изменения структуры газодобывающего комплекса уже приобретает глобальное значение. Однако, если технология добычи нетрадиционного газа разработана на достаточно высоком уровне, то это нельзя сказать о критериях прогнози-



**Рис. 1.** Добыча природного газа из нетрадиционных источников в США в 2006-2009 гг. (по S. Stevens, V. Kauskraa, Oil and Gas Journal, 2009, vol. 107, issue 36)

1 – метан угольных пластов; 2 – ЦБГ; 3 – СГ

**Fig. 1.** Gas production from unconventional sources in USA in 2006-2009 (after S. Stevens and V. Kauskraa, Oil and Gas Journal, 2009, vol. 107, issue 36)

1 – coalbed methane; 2 – tight sandstone (central basin) gas; 3 – shale gas

вания его месторождений, методах их поисков и разведки. Особого внимания заслуживают геофизические аспекты поисков и разведки месторождений нетрадиционного газа, включая как разведочную геофизику, так и геофизические исследования в скважинах. В данной статье сделана попытка охарактеризовать специфику геофизических методов при освоении неконвенциональных скоплений природного газа (прежде всего СГ и ЦБГ) и наметить пути их развития.

Следует подчеркнуть существенные различия в понимании термина «месторождение» применительно к традиционным и нетрадиционным источникам природного газа. Месторождения свободного газа, представленные отдельными скоплениями (залежами) или их ассоциациями (кластерами), сформировались в результате заполнения природных резервуаров. За более крупными пространственными группировками месторождений с однотипными по строению, закономерностям локализации и генезису ловушками (элементарными резервуарами), поиски и разведка которых составляют определенное направление геологоразведочных работ, на протяжении последних 20 лет сначала в англоязычной, а затем и отечественной литературе закрепился термин «play» (плей). Это многозначный термин, который отражает вероятностную суть поисков месторождений нефти и газа с точки зрения теории игр. Особое значение понятие «плей» приобрело применительно к центральнобассейновому и сланцевому газу. Месторождения ЦБГ и СГ, в отличие от обычных, не контролируются локальными ловушками с разнообразными факторами улавливания углеводородов (УВ) и сохранения их залежей в коллекторе. Поэтому, в отличие от большинства обычных месторождений, это обширные газоносные зоны (ареалы, поля), границы которых определяются прежде всего литологическими (седиментационно-фациальными, катагенетическими) факторами.

Месторождения ЦБГ, как уже отмечалось, представляют собой депрессионные сегменты различных осадочных бассейнов с ухудшенными, по сравнению с окаймляющими их зонами, коллекторскими (в основном фильтрационными) свойствами. При этом, в зависимости от рентабельности извлечения газа из плотных коллекторов,

в качестве месторождения ЦБГ может рассматриваться как вся депрессионная область соответствующих бассейнов (San Juan, Deer-Basin и др.), так и ее отдельные участки с повышенной газонасыщенностью и газоотдачей за счет седиментационно-фациальных или вторичных (трещиноватость и т.п.) факторов. Это, в частности, характерно для палеозойских нефтегазоносных бассейнов (Анадарко, Мидленд, Вал-Верде и др.), в которых месторождениями ЦБГ являются именно такие «sweet spots» («сладкие места»). В этом случае в качестве плея может рассматриваться их совокупность в пределах депрессионной зоны или каких-либо других сегментов бассейна (моноклинальные склоны, центриклинали и т.п.).

В формировании месторождений СГ ведущую роль играет формационный контроль. В качестве месторождения может рассматриваться как вся черносланцевая (black shale) формация (свита), так и ее часть. В качестве примера можно привести месторождение Barnett, с разработкой которого в значительной мере связано резкое увеличение объемов добычи природного газа в 2008-2010 гг. в США. В ряде публикаций Barnett (как и Marcellus, Haynesville и др.) фигурирует как месторождение СГ. Однако в уже упоминавшемся списке 20 наиболее крупных газовых месторождений США на первом месте (по оценке доказанных запасов на 2011 г.) находится месторождение Newark-East, которое представляет сегмент формации (свиты) Barnett. Учитывая неравномерность газонасыщения и газоотдачи значительных по площади и толщине черносланцевых формаций, последние целесообразно рассматривать именно как плеи. В то же время, по мере совершенствования технологии извлечения СГ (и ЦБГ) и повышения стоимости природного газа на мировом рынке, ареал рентабельной разработки будет расширяться и, в конечном счете, плеи перейдут в категорию (мега)месторождений. В этом, кстати, принципиальное отличие нетрадиционных источников газа от обычных месторождений. Распространение последних в пределах зоны нефтегазоаккумуляции всегда является дискретным, хотя, в принципе, возможно их частичное слияние за счет вовлечения в разработку газа низкопроницаемых коллекторов.

### **Феномен низкопроницаемых коллекторов природного газа и рациональный комплекс их промыслово-геофизического изучения**

Учитывая сложившуюся терминологическую путаницу и наличие некорректных, вплоть до сленга («tight gas» – «плотный газ» и т.п.) терминов, следует прежде всего охарактеризовать положение нетрадиционных источников газа в системе основных видов (генетических типов) природного газа. Все их многообразие определяется, во-первых, фазовыми взаимоотношениями с породами, подземными водами, нефтями и, во-вторых, характером дегазации или сепарации. Нетрадиционные источники природного газа (ЦБГ, СГ, угольный метан), как и обычные его скопления (месторождения, залежи), связаны с породами-коллекторами. Однако, в отличие от традиционных газовых залежей, они характеризуются гораздо более сложным фазовым состоянием. Во-первых, свободная газовая фаза нетрадиционных источников имеет дискретный характер (скопления в изолированных пустотах различного размера – от нано- и микропор до кавернозно-трещинных литом, с которыми связаны «sweet spots» разного масштаба). Во-вторых, резко возрастает роль газа, окклюдированного и сорбированного различными компонентами породы (кероген, полиминеральное вещество). В-третьих, газ не контактирует непосредственно с водой, причем масштабы этой изоляции различны – от «мозаичного» разделяющего внутрипластового распределения воды и газа в различных системах пустотности до безводных газонасыщенных пачек, толщ и целых формаций (свит), что контролируется различной интенсивностью катагенетической или наложенной гидрофобизации. Это обуславливает существенные различия соотношений самопроизвольной (спонтанной) и принудительной дегазации природных систем «порода – газ – вода» с сепарацией газа в виде свободной фазы, что, в свою очередь, определяет основные принципы технологии добычи природного газа из земных недр.

Таким образом, главное отличие нетрадиционных источников газа от его обычных скоплений заключается в природе коллектора. Свободный газ в пластовых условиях

приурочен к породам с открытой и эффективной пористостью, достаточной для формирования сплошной газовой фазы (в зависимости от особенностей вещественного состава, морфологии порового пространства и характера флюидонасыщенности предельные минимальные значения открытой пористости для традиционного эффективно-порового коллектора могут колебаться от 3 до 6%), и проницаемостью, достаточной для ее движения в виде сплошного потока, как при естественной (самопроизвольной, спонтанной), так и принудительной дегазации.

Указанные генетические типы нетрадиционных источников газа связаны с так называемыми низкопроницаемыми коллекторами, которые не вполне корректно именуется «*tight reservoirs*» («плотными», «низкопористыми» или «тугими» коллекторами). Здесь следует подчеркнуть различия в трактовке понятия «низкопроницаемый коллектор» с физической и промышленной точек зрения.

С точки зрения физики пласта, различия между обычными коллекторами свободного газа и низкопроницаемыми коллекторами (ЦБГ, СГ) связаны с различной ролью капиллярных сил, что обусловлено размерами поровых каналов и другими параметрами матричной пористости и проницаемости.

Обычным (кондиционным) коллектором углеводородных флюидов являются породы, характеристики пустотного пространства которых обеспечивают фильтрацию (движение флюида в пористых породных телах), которая подчиняется линейному закону (закону Дарси):

$$v = -k \nabla p / \mu,$$

где  $v$  – вектор скорости фильтрации;  $k$  – тензор проницаемости;  $\mu$  – вязкость флюида;  $\nabla$  – вектор градиента давления  $p$ . К таким коллекторам относятся породы с открытой пористостью (система взаимосвязанных пустот различного размера, морфологии и генезиса), та или иная часть которой (полезная емкость коллектора или эффективная пористость) заполнена образующим непрерывную фазу углеводородным флюидом. Минимальная проницаемость эффективного (кондиционного) коллектора принимается, как правило, равной  $(0,5-1) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (0,5-1 мД) [Словарь..., 1988], хотя в зависи-

мости от конкретных особенностей вещественного состава, особенностей строения и параметров пустотности породы может колебаться в определенных пределах.

Низкопроницаемый коллектор изначально не отвечает указанным особенностям строения пустотного пространства (капиллярные и субкапиллярные фильтрационные каналы, наличие изолированных пор и т.п.). Для превращения его в эффективный коллектор (т.е. для обеспечения движения углеводородного флюида непрерывным потоком) необходим гораздо более высокий градиент пластовых давлений. О его величине можно судить по давлению прорыва сквозь породу, насыщенную керосином, которая для классов покрышек D, E, F (коллекторов классов VI и VII классов по классификации А.А. Ханина и И.А. Мухаринской) с размерами поровых каналов 1,0-10,0 мкм варьирует от 0,3 до 3,0 МПа [Лукин, 2011].

Таким образом, с физической точки зрения низкопроницаемым является такой коллектор, который обеспечивает движение пластовых флюидов непрерывным потоком при давлении, превышающем капиллярное. Конкретные значения перепадов давления зависят от ряда свойств и характеристик как самой породы (пласта, породного массива), так и насыщающих ее флюидов. Так, фильтрация газа может происходить при размерах поровых каналов  $\geq 1$  мкм, тогда как для воды эта величина составляет  $\geq 1,5$  мкм, а для нефти она варьирует (в зависимости от плотности и вязкости) от 1,5 до 3,0 мкм. В случае многофазного потока минимальный диаметр поровых каналов должен составлять свыше 2-3 мкм [Мархасин, 1977]. Однако указанные предельные размеры поровых каналов-капилляров не могут обеспечить промышленно рентабельные притоки. Поэтому физическую трактовку понятия «низкопроницаемый коллектор» необходимо дополнить его промышленной трактовкой. Промысловым является такой низкопроницаемый коллектор, который позволяет получить приток пластовых углеводородных флюидов с дебитом, рентабельным при существующих технологиях и ценах.

Опыт изучения фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород-коллекторов нижнего карбона Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) и других регионов

(А.Е. Лукин, Н.В. Щукин и др.) свидетельствует о том, что линейный закон фильтрации газа остается неизменным до значений пористости 3-5%. С уменьшением пористости ниже указанных предельных значений, что сопровождается уменьшением диаметра поровых каналов и повышением степени хаотичности «лабиринтной» поровой системы, меняется закон фильтрации газа. Экспериментально установлено, что существующая тесная логнормальная зависимость проницаемости (по газу) от пористости ниже 4-5% нарушается благодаря отмеченному усложнению лабиринтной системы капиллярных и субкапиллярных каналов, а также увеличению роли изолированных пор. Экспериментальные и промышленные данные свидетельствуют о том, что притоки газа можно получать из пластов пород с матричной пористостью терригенных пород зоны мезо- и апокатагенеза (МК<sub>3</sub>-АК<sub>2</sub>) 3-5%.

Отличительной особенностью низкопроницаемых коллекторов является резкое увеличение глинистости терригенных пород, что часто элиминирует существенные в традиционных природных резервуарах нефти и газа литофизические различия между фанероморфными и пелитоморфными породами (соответственно, между коллектором и крышкой). Это отражается в появлении терминов «*полуколлектор*», «*полупокрышка*», «*ложная покрышка*» [Словарь..., 1988]. Указанная терминология характеризует литологический и промыслово-геологический диапазоны низкопроницаемых коллекторов ЦБГ и СГ.

Особого внимания заслуживает их физико-химическая специфика. Ниже указанных значений пористости ( $\leq 3-5\%$ ) кардинально меняется характер насыщения породы углеводородными флюидами, возрастает роль гидрофобных явлений. Нагнетание газа в гидрофобизованные поры способствует возникновению зон аномально высоких пластовых давлений (АВПД), сопровождающих большинство месторождений газоконденсатных, газовых, нефтегазовых месторождений в центральной и юго-восточной частях ДДВ.

К важнейшим особенностям нефтегазонасыщенности осадочных тел (пластов, пачек, толщ, формаций), наряду с дискретным рас-

пределением углеводородных флюидов («*sweet spots*» на фоне криппоровой, сорбированной и окклюзированной газонасыщенности малопроницаемых пород), относятся отсутствие контурной и подошвенной воды, повышенное внутриворонное давление, признаки неравномерной дилатансии. Последняя проявляется в виде участков с хаотической микротрещиноватостью [Лукин, 2011<sub>б</sub>]. Интенсивность последней, а также матричная пористость и проницаемость находятся в обратной зависимости от общей влажности пород, что наиболее ярко проявляется в пелитоморфных черносланцевых литомах. Так, в темноцветных аргиллитах карбона центральной и юго-восточной частей ДДВ повышенная интенсивность микротрещиноватости, максимальные значения матричной проницаемости, пористости и газонасыщенности характерны для пород с влажностью менее 5%. При ее возрастании до 12-15% эти показатели резко уменьшаются и указанные параметры пород соответствуют покрышкам классов С и В. Это сопровождается появлением признаков вторичной смектитизации хлорит-гидрослюдистого глинистого вещества, что выражается в появлении разбухающих смешаннослойных фаз.

Газонасыщенность пелитоморфных, в частности, глинистых покрышек в зонах АВПД известна давно. Однако как самостоятельный нефтегазопромысловый объект они до недавнего времени [Лукин, 2011<sub>а</sub>] не рассматривались, поскольку связанные с ними газопроявления имеют обычно кратковременный характер. Однако устойчивое АВПД в экранирующих толщах, вскрытых скважинами в пределах крупных валоподобных структур (Рудовско-Краснозаводская, Солоховская, Мечебиловская и др.), свидетельствует о стабильном газонасыщении. При этом следует учитывать существенные литофизические различия низкопроницаемых фанероморфных и пелитоморфных пород.

Матрица низкопроницаемых песчаников и алевролитов, в отличие от обычных эффективно-поровых гранулярных коллекторов, как уже отмечалось, характеризуется неупорядоченным (хаотичным) распределением четкообразно-тупиковых капиллярно-поровых каналов с неровными стенками и переменным сечением. Геометрия поровых каналов представляет собой полигон разно-

размерных каналов и пор, сечение которых варьирует в диапазоне 0,05-15 мкм (средние значения 5-8 мкм, модальные 1,0-12 мкм). Поверхность пустот (каналов – пор – каверн) представлена различными минералами с разнообразной адсорбционной и электрокинетической активностью, широким диапазоном гидрофильности – гидрофобности. При этом гидрофильные поверхности покрыты адсорбционно-водяной пленкой (0,1-0,8 мкм и больше). На гидрофобных поверхностях водяные пленки отсутствуют. Их дискретный характер возрастает по мере гидрофобизации и усиления катагенетической мобилизации масел и смолисто-асфальтеновых соединений из керогена. Таким образом, низкопроницаемые фанероморфные коллекторы ЦБГ характеризуются пестротой физико-химических свойств и дискретным характером адсорбированной воды и углеводородного флюида, причем по мере увеличения катагенеза ( $МК_1 \rightarrow АК_1$ ) степень гидрофобизации и, соответственно, газонасыщенности должна возрастать. Что касается низкопроницаемых пелитоморфных (черносланцевых) коллекторов, то при прочих близких условиях степень их гидрофобизации гораздо выше.

Петрофизическая и физико-химическая специфика низкопроницаемых коллекторов СГ и ЦБГ определяет наиболее рациональные комплексы каротажных исследований (здесь необходимо учитывать литологическое и петрофизическое разнообразие субстратов нетрадиционной газоносности).

Прежде всего следует подчеркнуть, что общим свойством газоносных сланцев, плотных терригенных пород и, в известной мере, угленосных отложений является полная или частичная (матричная) гидрофобность и газонасыщенность. Поэтому за основу каротажного комплекса для всех типов нетрадиционно-газоносных формаций взят каротаж сопротивлений (каротаж обычными зондами, БКЗ, БК). По этой же причине информативны и данные каротажа по методу ПС, учитывая совершенно различные электрохимические свойства гидрофильных и гидрофобных пород.

К обязательным для всех формационных типов резервуаров «плотного» (*tight reservoirs*) газа относятся газовый, механический, акустический, радиоактивный методы.

Газовый каротаж в процессе бурения (хроматография газа, поступающего в циркулирующую промывочную жидкость из разбуриваемых пород) является главным методом предварительной оценки нетрадиционной газоносности. В зависимости от конкретных условий и режима проводки скважин его следует дополнить газовым каротажом после бурения, когда при длительных перерывах в циркуляции анализируется газ, поступающий в промывочную жидкость в результате диффузии из черных сланцев, плотных терригенных, терригенно-карбонатно-глинистых пород. Весьма полезным дополнением показаний газового каротажа являются люминесцентный анализ проб промывочной жидкости, шлама и керна, а также хроматография газа, извлеченного из закрытых пор последнего. При этом следует иметь в виду, что далеко не всегда газовый каротаж является надежным показателем реальной газонасыщенности плотных пород. Для его максимальной информативности при бурении должны соблюдаться следующие условия: скорость проходки – 3-4 м/ч, близость гидростатического давления в скважине пластовому, отсутствие поглощений промывочной жидкости [Спутник..., 1989]. Поэтому при интерпретации данных газового каротажа необходима информация о технологии и режиме бурения, в связи с чем одновременно с газовым проводятся механический (регистрация скорости бурения), а также фильтрационный (определение дифференциального расхода жидкости в скважине) каротаж.

Показания механического и акустического (с определением коэффициентов Пуассона, анизотропии и других параметров газоносных пород) каротажных методов, наряду с данными петрофизических исследований, необходимы для проектирования разработки месторождений СГ и ЦБГ на основе фрекинга.

При изучении черных сланцев (включая и толщи переслаивания их с терригенными и карбонатными породами), которые часто содержат повышенные концентрации урана (связанные прямой зависимостью с содержанием керогена и микробиогенного пирита), а также тория и калия (гидролюдистые сланцы), важным показателем

является естественная  $\gamma$ -активность (гамма-каротаж) и  $\gamma$ -спектрометрия (спектрометрический каротаж, спектрометрическое исследование керна), основанная на измерении интенсивности уровней энергий, соответствующих U–Ra (1,76 МэВ), Th (2,62 МэВ) и  $^{40}\text{K}$  (1,46 МэВ) [Гамма-спектрометрия..., 1968].

Поскольку часто черные сланцы характеризуются повышенным содержанием бора, для их диагностики и типизации информативен гамма-гамма-каротаж (ГГК) [Лукин, 1978]. Этот метод входит в комплекс каротажных исследований при разведке угольных месторождений, а при бурении на нефть и газ в большинстве регионов давно не применяется. В данном случае полезны обе модификации ГГК: первая (плотностной ГГК – облучение пород источником жестких гамма-квантов), информативная при выделении микротрещиноватых черных сланцев и углей, и вторая (селективный ГГК – облучение пород источником мягких гамма-квантов с энергией менее 0,3–0,4 МэВ), которая используется для выделения в разрезе углей и сланцев с повышенными концентрациями тяжелых металлов, а также бора.

Для тонкослоистых флишеидных толщ (ритмиты, тонкое переслаивание песчано-алевроитовых и пелитоморфных пород), газоносность которых сочетает ЦБГ и СГ, а в ряде бассейнов и свободный газ, информативен радиоактивный каротаж (ГК, НГК) с оптимальной для конкретного разреза скоростью опускания детектора, а также ядерно-мантийный метод. Здесь полезен опыт промыслово-геофизической диагностики тонкослоистых коллекторов флишевых и флишеидных терригенно-глинистых и терригенно-черносланцевых формаций Карпатской нефтегазоносной провинции [Федоришин, 1999].

### **Разведочная геофизика при освоении нетрадиционных источников природного газа**

Роль и значение различных полевых методов разведочной геофизики при поисках месторождений нефти и газа общеизвестны. Их использование базируется на разнообразных эффектах отображения в физических полях пространственной изменчивости физических свойств в различ-

ной мере флюидонасыщенных горных пород. Эти эффекты позволяют с той или иной степенью достоверности картировать ловушки (резервуары) и приуроченные к ним залежи традиционных месторождений в эффективно-поровых коллекторах. Здесь следует отметить, что, вопреки утверждениям в некоторых работах [Березкин и др., 1978; Ведерников, 2012; Физико-химические..., 1986], проблему прямых поисков методами полевой геофизики (и геохимии) нет оснований считать решенной [Лукин, 2004<sup>6</sup>]. Эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ в Мире не возросла (коэффициент успешности поискового бурения, как и в 1980-е годы, составляет около 0,3). Впрочем, рассмотрение эффективности методов разведочной геофизики традиционных месторождений нефти и газа не входит в число задач данной работы. Отметим лишь, что разработанные на протяжении 80-х годов прошлого века различные высокоэффективные методы высокоразрешающей и многоволновой сейсморазведки, по образному выражению одного из ведущих российских нефтегазосейсморазведчиков Г.В. Ведерникова, «оказались за бортом, и в практике подготовки к бурению перспективных объектов прочно утвердился монометодный подход – 2D-3D-сейсморазведка МОГТ» [Ведерников, 2012, с. 10]. Если такой «монометодный подход» негативно влияет на эффективность поисков и разведки традиционных месторождений нефти и газа (повышение стоимости геологоразведочных работ и по-прежнему невысокая – на уровне 30–35% – их успешность), то при решении проблемы эффективного освоения нетрадиционных источников природного газа это вообще недопустимо. Ведь «за бортом» оказались именно те передовые методы, которые дают информацию о напряженном состоянии породных массивов, их трещиноватости и флюидодинамическом режиме, необходимую при поиске и разведке «плотного газа». Ни в коей мере не умаляя значение 2D-3D-сейсморазведки МОГТ для изучения нефтегазоносных локальных структур, следует отметить, что эти дорогостоящие работы малоэффективны в прямопоисковом отношении. А ведь именно прямопоисковый аспект приобретает особое

значение при выделении «*sweet spots*» в газонасных черносланцевых и уплотненных терригенных породах.

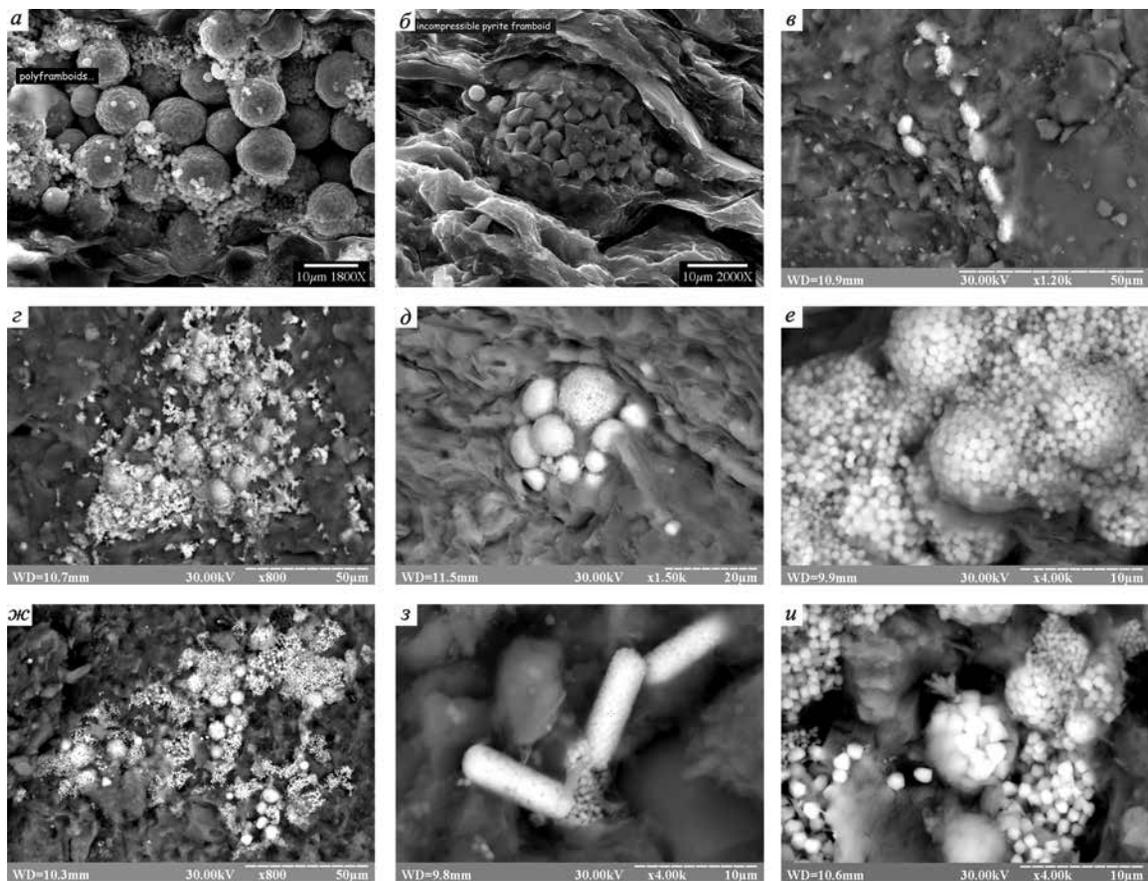
Как уже отмечалось [Лукин, 2004<sup>6</sup>], прямые показатели нефтегазонасности отличаются от косвенных не по степени надежности, а по характеру связи с месторождением (залежью). Под прямыми следует понимать поиски месторождений, которые ведутся на основе фиксируемых на земной поверхности (а также в приповерхностных отложениях, почвах и неглубокозалегающих водоносных горизонтах), в атмосфере и гидросфере геофизических и геохимических аномалий, обусловленных залежью, а не ловушкой (резервуаром). Однако газонасность малопроницаемых коллекторов в форме центрально-бассейнового, а тем более – сланцевого газа существенно отличается от традиционной нефтегазонасности. Отсутствие сплошной газовой фазы и газоводяного контакта не позволяет в данном случае ставить задачу выявления полевых «*аномалий типа залежь*» в виде прямых отражений как самого углеводородного скопления, так и его контактов с подземными водами, которые играют роль разнообразных геохимических барьеров (пиритизация, битуминизация, кальцитизация и т.п.). Исключение в какой-то мере составляют скопления газа в зонах (ареалах) повышенной трещиноватости (*sweet spots*). Однако и в их пределах газонасыщенность весьма неравномерна, а газоводяные контакты отсутствуют. Существенно иной характер имеет и литологический контроль нетрадиционной газонасности. Если обычные залежи нефти и газа в основном приурочены к разнообразным песчаным и карбонатным литомам различной (прежде всего пластовой) формы, то месторождения ЦБГ зачастую вообще не имеют четких седиментационных границ, а СГ приурочен к черносланцевым формациям (свитам) или их крупным сегментам. Что касается угольного метана, то его месторождения обнаруживают более четкую связь с пластовыми резервуарами (сам угольный пласт или параллельная ассоциация его с другими осадочными телами фациально-циклической угленосной формации), однако и они характеризуются неравномерной газонасыщенностью, а также сложными ее соотношениями с породой и водой [Булат и др., 2008].

Таким образом, газонасность черных сланцев, плотных терригенных и глинисто-карбонатных пород кардинально отличается от традиционных залежей свободного газа по геологическим условиям газонакопления, литологическим и петрофизическим параметрам коллектора, факторам экранирования и характеру газонасыщения. Если природные резервуары свободного газа представляют собой, как правило, морфологически и литологически достаточно четко обособленные тела (за исключением сугубо вторичных коллекторов в неравномерно разуплотненных породных массивах) и характеризуются преимущественно двух- или трехслойной моделью резервуара (коллектор – покрышка, коллектор – полупокрышка – покрышка), то ЦБГ и СГ связаны с крупными литомами более высокого литостратиграфического (формационного) ранга. Эти (мега)резервуары совмещают функции коллектора и покрышки. Если сопоставлять их с трехслойной или многослойной моделями резервуаров, то они по петрофизическим параметрам и характеру газонасыщенности соответствуют ложным покрышкам, отличаясь гораздо более крупными размерами. Поэтому стадийность геологоразведочных работ и, в частности, геофизических исследований при освоении ресурсов СГ и ЦБГ существенно иная. Если рассматривать свиту (формацию) как плей, а тем более (мега)месторождение нетрадиционного газа, то оно выделяется и картируется уже на стадии региональных исследований, а на стадиях зонального и локального прогноза выявляются отдельные (мега)залежи (*sweet spots*).

Целью региональных геофизических исследований на начальном этапе поисково-разведочных работ в данном случае является выделение и картирование перспективно газонасных формаций, которые в зависимости от конкретных условий их залегания, литологических, геохимических и литофизических факторов формационной зональности газонасыщенности, а главное – технологического уровня извлечения «*плотного газа*», могут рассматриваться либо как группировки месторождений, либо как единые (мега)месторождения. Однако на начальном этапе речь идет о выявлении и картировании уже упоминавшихся плеев (*plays*).

Основные ресурсы СГ и ЦБГ связаны с черносланцевыми (гидрокарбонепелитовыми) и терригенно-черносланцевыми формациями эвксинского типа [Лукин, 2013]. Они представляют собой отложения относительно глубоководных котловинных задуговых бассейнов эвксинского типа с признаками интенсивных сопряженных процессов газоотдачи морского дна, газогидратообразования и сероводородного заражения. Это определяет форму (неправильно-округлые или овальные в плане мегалинзы) газоносных формаций (палеобассейнов). При этом в тылу островных дуг может выделяться несколько таких генераций задуговых бассей-

нов «скобообразно» эшелонированных разновозрастных черносланцевых формаций [Лукин, 2013]. **Благодаря обилию микробиогенного фрамбоидального пирита (рис. 2), повышенной фоновой радиоактивности и гидрофобности им сопутствуют системы аномалий в геохимических (газообразные углеводороды, гелий, радон) и физических (геоэлектрические, геомагнитные, радиоактивные) полях, которые позволяют достаточно четко оконтуривать и картировать эти мегаловушки на основании соответствующих геохимических и геофизических методов.**



**Рис. 2.** Микробиогенный пирит в разновозрастных черных сланцах-эвксинитах

а, б – свита Marcellus (средний девон, Преаппалачский прогиб); в-е – нижний палеозой Львовского прогиба: скв. 30-Велико-Мостовская, 4048-4053 м (силур) (в, г), скв. 4-Дублянская, 3944-3946 м (кембрий) (д), скв. 30-Велико-Мостовская, 4017-4025 м (силур) (е); ж-и – нижний карбон, визейский ярус (XIIa микрофаунистический горизонт), ДДВ, скв. 1-Островецкая, 4988-5003 м

**Fig. 2.** Microbiogenic pyrite within different-aged black shales of euxinic type

а, b – Marcellus formation (Middle Devonian, Pre-Appalachian foredeep); c, d, e, f – Lower Paleozoic of Lvov deep: Well 30-Veliko-Mostovska, 4048-4053 m (Silurian) (c, d), Well 4-Dooblyanska, 3944-3946 m (Cambrian) (e), Well 30-Veliko-Mostovska, 4017-4025 m (Silurian) (f); g, h, i – Lower Carboniferous, Viséan (XIIa microfaunistic horizon) Dnieper-Donets Depression, Well 1-Ostrovetska, 4988-5003 m

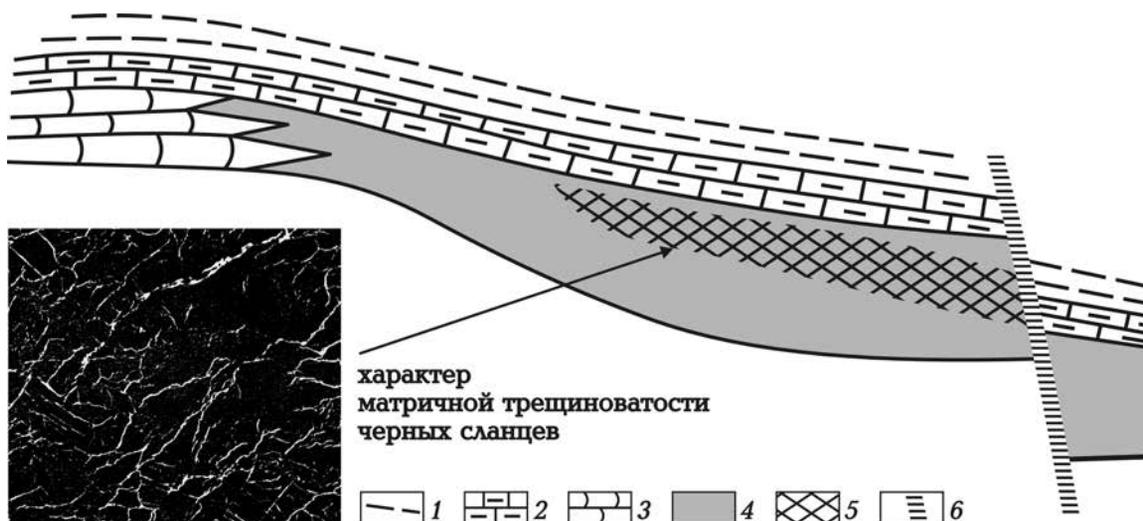
Наиболее важной задачей при поисках, разведке и разработке (мега)месторождений СГ и ЦБГ (а также метана угольных пластов и их полифациальных угленосных парагенезов) является оценка газонасыщенности осадочных тел и эффективный прогноз «sweet spots». Последние, как показано ранее [Лукин, 2013<sub>6</sub>], при разнообразии их литологического состава, характеризуются повышенной хаотической микротрещиноватостью (эффект повышения внутривязности давления в результате накачки газообразных УВ в более интенсивно гидрофобизованные породы), представляя собой дилатантные «подушки» (рис. 3). Их выделение, в зависимости от площади и конфигурации, соответствует стадиям зонального или локального прогноза нефтегазоносности при проведении геологоразведочных работ на традиционные залежи. К сожалению, возможность традиционных методов сейсморазведки при этом невелика из-за сложного строения, хаотичности и неравномерности микротрещиноватости (основного фактора

разуплотнения неравномерно гидрофобизованных черных сланцев, флишоидов и ритмитов, углепородных массивов), отсутствия четких границ и различных размеров «sweet spots». **Успешное решение этой проблемы требует существенно иной идеологии разведочной геофизики.**

При поисках обычных месторождений основными аномалиеобразующими факторами являются: сама непрерывно-фазовая залежь УВ, ее покрывка (при наличии повышенных внутривязности давлений), газоводяной и водонефтяной контакты, зоны разнообразной минерализации на геохимических барьерах, приуроченных к палеоконтактам воды и нефти (газа).

К основным аномалиеобразующим факторам у месторождений (плеев) ЦБГ и СГ относятся:

– в различной степени выраженная гидрофобность безводных дискретно-газоносных низкопроницаемых пород и переход их в преимущественно гидрофильные водонасыщенные породы смежных формаций;



**Рис. 3.** Дилатансионная "подушка" – источник спонтанной сейсмической и электромагнитной активности – как объект пассивной сейсморазведки (АНЧАР – акустическая низкочастотная разведка, эмиссионная томография и метод анализа сигналов спонтанной электромагнитной эмиссии)

1 – терригенно-глинистые отложения; 2 – глинисто-карбонатные отложения; 3 – рифогенные известняки; 4 – депрессионные карбопелитовые отложения (черные сланцы); 5 – дилатантная "подушка" (sweet spot) – источник спонтанной сейсмоактивности и электромагнитной эмиссии; 6 – зона разлома (канал миграции флюидов)

**Fig. 3.** Dilatancy "pillow" – the source of spontaneous seismic and electromagnetic activity – as a target for "passive" seismic and electromagnetic prospecting (ALFP – Acoustic Low-Frequency Prospecting, emission tomography)

1 – terrigenous-clay deposits; 2 – clay-carbonate deposits; 3 – reef limestones; 4 – depression carbopelites deposits (black shales); 5 – dilatancy "pillow" (sweet spot) – the source of spontaneous seismic and electromagnetic emission; 6 – fault zone (the channel of fluid migration)

– дисперсный характер газонасыщенности, на фоне которой присутствуют непрерывно-фазовые макроскопления газа, приуроченные к участкам с повышенной трещиноватостью, а также с линзами и клиноформами эффективно-поровых алевропесчаных пород;

– минералого-геохимические особенности черных сланцев, которые являются основными коллекторами СГ, а также играют значительную роль в депрессионных зонах нефтегазоносных бассейнов (пачки и толщи тонкого переслаивания), где ЦБГ тесно связан с СГ.

Физико-химическая специфика низкопроницаемых газоносных пород, наиболее важным проявлением которой являются отсутствие водяного континуума и гидрофобность (при ее прямой связи со степенью газонасыщенности и газообильностью), открывает значительные перспективы применения геоэлектрических методов для выявления разнообразных аномальных эффектов, сопровождающих нетрадиционные источники природного газа. Как известно, основой применения различных методов электроразведки является дифференциация геологического разреза по электрическим сопротивлениям, диэлектрической проницаемости и другим электрическим свойствам. В данном случае такая дифференциация приобретает особое значение, поскольку при этом прежде всего выделяются относительно высокоомные литомы, с которыми связана нетрадиционная газоносность.

При выделении плеев СГ большое значение в качестве факторов формирования аномальных эффектов приобретают такие особенности минерального состава и геохимии, как свойственные черносланцевым толщам эвксинитового типа (с ними связаны все плеи и месторождения СГ Северной Америки) интенсивная пиритизация, повышенная уран-радиевая радиоактивность, а также «зараженность» их дисперсными частицами самородных металлов, в частности железа.

Как известно, присутствие над обычными нефтяными и газовыми залежами ореолов эпигенетической дисперсно-вкрапленной сульфидной минерализации в среде с ионной проводимостью позволяет исполь-

зовать метод вызванной поляризации (ВП) при прямых поисках [Березкин и др., 1978]. В данном случае это не вполне прямопоисковый метод, поскольку аномальный эффект обусловлен не самой залежью, которая может быть и разрушенной [Лукин, 2004<sub>б</sub>]. Гораздо больше оснований рассматривать метод ВП как прямой при картировании черносланцевых формаций, учитывая их высокую насыщенность дисперсным фрамбоидальным пиритом.

Повышение сопротивления, гидрофобность и отсутствие водяного континуума в поровом пространстве пород являются физико-геологическими предпосылками использования различных методов изучения геоэлектрического разреза, прежде всего по кажущимся сопротивлениям  $r_k$  (ВЭЗ, ДЭЗ) [Березкин и др., 1978]. В последние годы интенсивно развиваются «мульти-транзиентные» (от англ. «transient» – быстропротекающий, скоротечный) электромагнитные технологии, позволяющие осуществлять как бы «каротаж с земной поверхности», обеспечивая пространственное моделирование породных тел с различным кажущимся сопротивлением [Anderson et al., 2008, p. 94]. В указанной работе показаны большие возможности этой технологии при поисках традиционных месторождений нефти и газа. Однако ее эффективность при выявлении месторождений СГ, ЦБГ и угольного метана, учитывая их морфологию и связь с безводными гидрофобизованными пористыми средами стратисферы, может быть гораздо выше. Более того, приведенные в [Anderson et al., 2008] данные свидетельствуют о возможности выделять по результатам применения «multi-transient EM technology» породные тела разного формационного ранга с различной газонасыщенностью.

Таким образом, данные электроразведки при выделении в разрезе, прослеживании по площади и пространственном картировании литом (формаций, свит, пачек) с повышенными кажущимися сопротивлениями приобретают прямопоисковое значение.

Если на стадии оконтуривания нетрадиционно-газоносных формаций, а также картирования их литологической и физико-химической (степень гидрофобизации, интенсивность микробиогенной пиритизации и т.д.) зональности ведущую роль

должны играть гаммаметрия (включая спектрометрию естественного  $\gamma$ -излучения), электроразведка, магнито- и электроразведка, а также газовая съемка, то при выявлении *sweet spots* возрастает значение сейсморазведки. В формировании этих наиболее продуктивных сегментов газоносных формаций (ЦБГ, СГ, а также метан угленосных отложений) участвуют различные седиментационные (неравномерная алевропесчанность, карбонатность, кремнеземность), литолого-эпигенетические (степень катагенеза или гипогенного аллогенеза керогена как фактора гидрофобизации, микротрещиноватость более интенсивно гидрофобизованных породных сегментов) и геодинамические (тектоническая трещиноватость) факторы. Поэтому, как отмечалось, размеры, морфология, газообильность и продуктивность «*sweet spots*» весьма разнообразны. Наибольший интерес представляют те из них, которые связаны с дилатансионными «*подушками*» [Лукин, 2011<sup>6</sup>] – участками повышенной хаотичной микротрещиноватости, обусловленной селективным нагнетанием газа в наиболее гидрофобизованные породы (по мнению автора, именно это – универсальный фактор сланцевой, центральнобассейновой и углепородной газоносности). Выявление «*sweet spots*» – это по сути прямопоисковая задача.

По отношению к сейсморазведке, как справедливо отмечает Г.В. Ведерников, термин «*прямые поиски*» не совсем корректен, строго говоря речь идет о прогнозировании геологического разреза (ПГР) [Ведерников, 2012]. Однако, подобно электроразведке, ПГР сейсмическими методами применительно к данной проблеме также приобретает прямопоисковое значение. Связано это с тем, что дисперсный характер фоновой газонасыщенности, частичное или полное исчезновение водяного континуума существенно меняют плотностные, прочностные, акустические свойства осадочно-породных сред, открывают большие перспективы применения **методов пассивной сейсморазведки, базирующихся на целенаправленном изучении естественной (спонтанной) сейсмической активности.**

Здесь уместно напомнить, что смена парадигм в теории сейсморазведки и существенные изменения в ее идеологии от-

мечались еще в 1980-е годы. Так, Н.Н. Пузырев свыше 25 лет назад наметил в качестве «*главной задачи применяющихся в настоящее время сейсмических методов*» – «*изучение пространственного распределения физических параметров и показателей спонтанной сейсмической активности*» [Пузырев, 1997, с. 72]. Ранее эти параметры и показатели использовались при изучении землетрясений (очаговая сейсмология), а в последние десятилетия они все больше применяются в разведочных (в частности, прямопоисковых) целях. Именно это направление получило наименование «*пассивной сейсморазведки*» [Садовский, Николаев, 1982; Ведерников, 2012]. Его основоположники предложили использовать в качестве нового сейсморазведочного метода естественную сейсмическую активность геологических сред, установленную еще на заре развития сейсмологии. Она выражается в феномене сейсмического шума и микросейсм – постоянно присутствующих на сейсмограммах чутких датчиков. Первоначально в качестве причины микросейсмических колебаний рассматривались (А. Вихерт и др.) механические взаимодействия гидросферы и земной коры (удары морских волн, возбуждение колебаний стоячими волнами в морях и океанах при прохождении циклонов, землетрясений и разнообразных тектонических колебаниях). Однако еще Б.Б. Голицын на основании детальных исследований микросейсмических колебаний, проведенных в 1913 г. на сейсмостанциях России (Пулково, Иркутск, Ташкент, Баку и Тифлис), высказал предположение о том, что причиной этого феномена является взаимодействие различных иницирующих колебания факторов с особенностями строения земных недр. Сейчас, располагая несравненно большей информацией о земных недрах, есть все основания рассматривать сейсмический шум и микросейсм как результат взаимодействия разнообразных эндогенных и экзогенных (включая техногенез) факторов со столь же разнообразными флюидо-породными системами литосферы. С этой точки зрения спонтанная сейсмическая активность может рассматриваться, наряду с геохимическими показателями глубинной дегазации Земли, как проявление «*дыхания*» земных недр [Лукин и др.,

1994]. В контексте этой проблемы особый интерес представляет взаимодействие его геофизических (и геохимических) проявлений с нефтегазоносными бассейнами (и их сегментами разного иерархического уровня – вплоть до отдельных месторождений) как диссипативными системами [Лукин, 2004<sub>a</sub>]. Это в полной мере относится к газоносным низкопроницаемым терригенным, черносланцевым, терригенно-сланцевым, а также угленосным формационно-циклическим формациям.

Плодотворность идеи М.А. Садовского и А.В. Николаева о применении естественной (спонтанной) сейсмоактивности в поисково-разведочных целях впоследствии получила натурно-экспериментальное подтверждение. Было установлено, что поле микросейсм над нефтяными и газовыми залежами характеризуется локальными повышениями энергии с определенными частотными резонансами, что можно использовать для прямопоисковых признаков [Ведерников, 2012]. Явление генерации инфразвуковых волн макроскоплениями жидких и газообразных УВ было зарегистрировано в качестве научного открытия [Арутюнов и др., 1999]. Интенсивная разработка методов пассивной (спонтанной) сейсморазведки привела к появлению ряда ее самостоятельных направлений, включая: 1) шахтный, скважинный и наземный мониторинг среды; 2) поисково-разведочные методы и 3) сейсмическую томографию [Ведерников, 2012]. Среди прямопоисковых методов, базирующихся на регистрации естественных и индуцированных микросейсмосигналов, генерируемых залежью, наибольшую известность приобрела «*акустическая низкочастотная (инфразвуковая) разведка на нефть и газ*» (АНЧАР), которая основана на явлении генерации углеводородной залежью инфразвуковых волн при ее возбуждении полем упругих колебаний [Арутюнов и др., 1995]. Она базируется на существовании как спонтанного, так и индуцированного (сейсмическое воздействие на пласт) эффектов, причем последний резко усиливает четкость уровня собственного микросейсмического шума залежи. За последние 30 лет появились различные методы, основанные на использовании рассеянных волн (микросейсм), позволяющих более эффективно (по сравнению с

другими методами сейсморазведки – методикой «*яркого*» пятна, псевдоакустическими преобразованиями временных разрезов, AVO-анализом и др.) выявлять и изучать именно хаотично-трещиноватые среды.

Здесь следует подчеркнуть, что по сравнению с традиционной нефтяной и газовой залежью (сплошная фаза в эффективно-поровом коллекторе с проницаемостью более 0,1 мд) нетрадиционные скопления диспергированного в трещинно-поровых породных массивах в состоянии **перманентного подтока УВ в гидрофобизованную среду являются еще более термодинамически неравновесными системами**. И их спонтанная сейсмическая (а также электромагнитная) активность должна быть выше (по сравнению с традиционными залежами). Если, согласно [Ведерников, 2012], обычные нефтяные залежи отображаются аномалиями интенсивности шумов с максимумами спектров в диапазоне 5-20 Гц, а спектры эмиссии от газовых залежей доходят до 100-120 Гц, то «*sweet spots*» газоносных сланцевых, центрально-бассейновых, а также угленосных формаций должны быть еще более широкополосными, а интенсивность шумов (поисковая аномалия) – более высокой.

Существование эффекта АНЧАР подтверждено на ряде месторождений Волго-Уральской провинции (Татарстан, Удмуртия, Оренбургская, Астраханская, Саратовская, Самарская и другие области), Краснодарского края, Восточной Сибири. Результаты применения запатентованного на его основе одноименного прямопоискового метода проверены глубоким бурением на 40 поисковых объектах (коэффициент достоверности прогноза составил 0,85). Тем не менее, общепринятая теория данного эффекта отсутствует.

Одни исследователи (Г.М. Голошубин и др.) связывают генерацию низкочастотных колебаний углеводородной залежью с так называемой «*медленной волной*», которая распространяется по пласту как по волноводу. В качестве более обоснованной рассматривается гипотеза, объясняющая природу этого эффекта существованием предполагаемых сегментов залежи в метастабильном состоянии, которые при воздействии естественных или техногенных

флуктуаций геосреды переходят в энергетически более устойчивое состояние, суммируя при этом акустические колебания в инфразвуковом диапазоне [Графов и др., 1996]. С этой точки зрения наиболее интенсивным проявлением эффекта АНЧАР должны характеризоваться такие метастабильные углеводородные системы, как нефтегаз (раствор нефти в газе), нефте- и газоводяные эмульсии и диспергированный газ, существующий в виде пузырьков в пластовых нефтях или подземных водах, что, в частности, характерно для зоны глубоководной гидрогеологической инверсии [Лукин, 2005]. Все эти системы характеризуют недавно сформированные или находящиеся в состоянии (пере)формирования скопления УВ. Для большинства же известных месторождений, приуроченных к зоне высокоминерализованных вод (рассолов) весьма затрудненного водообмена, полное или частичное метастабильное термодинамическое состояние не характерно.

Наиболее популярной стала так называемая капельно-пузырьковая теория феномена АНЧАР, которая связывает этот эффект «с процессами испарения и конденсации флюида в присутствии электрических зарядов, стабилизирующих новую фазу» [Кузнецов и др., 2003]. Сами авторы соответствующей модели отмечают, что она лучше всего описывает эффект АНЧАР для месторождений газоконденсата и легкой нефти. Повышение интенсивности сейсмической эмиссии у таких залежей при этом связано или «с возникновением и исчезновением газовых пузырьков на внутренней поверхности пор в двухфазной или однофазной жидкостной системе», или «формированием (конденсацией) жидких капель в газовой фазе» [Кузнецов и др., 2003]. К этому следует добавить, что образование газовых пузырьков и конденсатных капель на гидрофобизованных стенках микропор и микротрещин неизбежно и подтверждается данными электронномикроскопических исследований различных по составу пород-коллекторов нефти и газа [Лукин, 2013]. Это, в частности, сопровождается явлениями кавитации (схлопывание газовых пу-

зырьков), что должно инициировать не только сейсмическую, но и электромагнитную эмиссию. Таким образом, наряду с сейсмическим, динамический процесс формирования (восполнения) газоносности низкопроницаемых пород должен сопровождаться «*геоэлектромагнитным шумом*» [Богданов и др., 2009, с. 31].

**В свете развиваемой автором [Лукин, 2011<sup>6</sup>] концепции газонакопления в низкопроницаемых породах осадочной оболочки Земли (ЦБГ, СГ, угольный метан) именно процессы перманентного нагнетания газообразных УВ в наиболее гидрофобизованный субстрат (в сопровождении указанных капельно-пузырьковых явлений) могут быть главным фактором естественной (спонтанной) сейсмической (включая и явление генерации инфразвуковых волн) и электромагнитной активности в черносланцевых, терригенно-черносланцевых и угленосных отложениях.**

В заключение отметим, что природа «*sweet spots*» в газоносных черносланцевых, центральнобассейновых и угленосных формациях, литологическая неоднородность последних (в частности, литологически наиболее однородные из них черносланцевые формации сложены породами – гетерогенными минеральными агрегатами с широкими вариациями соотношений глинистых, кремнеземных, карбонатных, а также железодисульфидных и фосфатных компонентов) способствуют формированию гетерогенных термодинамически неравновесных флюидо-породных сред с очагами спонтанной сейсмической и электромагнитной эмиссии в сочетании с разнообразными природными рассеивателями и резонаторами<sup>7</sup>. Это открывает широкие перспективы применения методов пассивной сейсморазведки (в частности, АНЧАР, эмиссионная томография и др.) в комплексе с электро-разведкой (картирование высокоомных гидрофобных зон, метод ВП и др.), анализом спонтанной электромагнитной эмиссии, гамма-спектрометрией, а также различными эманационными съемками (гелий, радон, ртуть и др.).

\* Здесь уместно отметить большие перспективы применения не только при исследовании угленосных [Гликман, 2009], но также черносланцевых, терригенных и карбонатных нетрадиционно-газоносных формаций комплекса методов резонансного и спектрально-сейсморазведочного профилирования.

## Список литературы / References

1. Арутюнов С.Л., Давыдов В.Ф., Кузнецов О.Л., Сунцов А.Е. Явление генерации инфразвуковых волн нефтегазовой залежью. *Научное открытие*. 1999. № 109. С. 3-5.  
Arutyunov S.L., Davydov V.F., Kuznetsov O.L., Suntsov A.E., 1999. The phenomenon of infrasound waves generation by hydrocarbon pool. *Nauchnoe otkrytie*, № 109, P. 3-5 (in Russian).
2. Арутюнов С.Л., Ложкарев Г.Л., Графов Б.М., Кузнецов О.Л., 1995. Способ виброразведки при поиске нефтегазовых месторождений. РФ. Патент 2045079.  
Arutyunov S.L., Lozhkarev G.L., Grafov B.M., Kuznetsov O.L., 1995 The mode of vibroseismic prospecting of oil-gas fields. RF. Patent 2045079 (in Russian).
3. Березкин В.М., Киричек М.А., Кунарев А.А. Применение геофизических методов разведки для прямых поисков нефти и газа. Москва: Недра, 1978. 224 с.  
Berezkin V.M., Kirichek M.A., Kunarev A.A. Geophysical methods application for direct searching of oil and gas. Moscow: Nedra, 1978. 224 p. (in Russian).
4. Богданов Ю.А., Павлович В.Н., Шуман В.Н., Спонтанная электромагнитная эмиссия литосферы: состояние проблемы и математические модели. *Геофиз. журн.* 2009. № 4. С. 20-33.  
Bogdanov Yu.A., Pavlovich V.N., Shuman V.N., 2009. Spontaneous electromagnetic emission of lithosphere: the state of problem and computer simulation. *Geofiz. Zhurn.*, № 4, P. 20-33 (in Russian).
5. Булат А.Ф., Звягильский Е.Л., Лукинов В.В., Перепелица В.А., Пимоненко Л.И., Шевелев Г.А. Углепородный массив Донбасса как гетерогенная среда. Киев: Наук. думка, 2008. 411 с.  
Bulat A.F., Zvyagil'skii E.L., Lukinov V.V., Perepelitsa V.G., Pimonenko L.I., Shevelev G.A. Coal-rock massif as heterogenous medium. Kiev: Naukova Dumka, 2008. 411 p. (in Russian).
6. Ведерников Г.В. Прогноз залежей углеводородов по характеристикам микросейсм. Новосибирск: Изд-во «Свиньян и сыновья», 2012. 201 с.  
Vedernikov G.V. Hydrocarbons pools forecasting by characteristics of microseisms. Novosibirsk: Publ. «Svin'in i synov'ya», 2012. 201 p. (in Russian).
7. Гамма-спектрометрия при поисках и разведке нефти и твердых полезных ископаемых / ВНИИГеоинформсистема. Москва: Недра, 1968.  
*Gamma-spectrometry in the search and prospecting of oil and solid minerals / VNIIGeoformsistema*. Moscow: Nedra, 1968 (in Russian).
8. Гликман А.Г. Физика и практика спектральной сейсморазведки. С.-Петербург, 2009. <http://newgeophys.spb.ru/ru/book>.  
Glikman A.G., 2009 Physics and actual practice of spectral seismic prospecting. S.-Peterburg. Available at: <http://newgeophys.spb.ru/ru/book> (in Russian).
9. Графов Б.М., Арутюнов С.Л., Казаринов В.Е., Кузнецов О.Л., Сунцов А.Е. Анализ геоакустического излучения нефтегазовой залежи при использовании технологии АНЧАР. *Геофизика*. 1996. Вып. 5. С. 24-28.  
Grafov B.M., Arutyunov S.L., Kazarinov V.E., Kuznetsov O.L., Suntsov A.E., 1996. The analysis of geoacoustic radiation by oil-gas pool while application of ANCHAR (ALFP) technology. *Geofizika*, № 5, P. 24-28 (in Russian).
10. Дмитриевский А.Н., Высоцкий В.И. Сланцевый газ – новый вектор развития мирового рынка углеводородного сырья. *Газовая промышленность*. 2010. № 8. С. 44-47.  
Dmitrievskii A.N., Vysockii V.I., 2010. Shale gas – the new vector of world market of hydrocarbon raw materials. *Gazovaya promyshlennost*, № 8, P. 44-47 (in Russian).
11. Кузнецов О.Л., Графов Б.М., Сунцов А.Е., Арутюнов С.Л. Технология АНЧАР: о теории метода. *Геофизика. Спец. выпуск «Технологии сейсморазведки-11»*. 2003. С. 103-107.  
Kuznetsov O.L., Grafov B.M., Suntsov A.E., Arutyunov S.L., 2003 Technology ANCHAR (ALFP): the theory of the method. *Geofizika. Spec. Publ. «Tehnologii seismorazvedki-11»*, P. 103-107 (in Russian).
12. Лукин А.Е. Глубинная гидрогеологическая инверсия как глобальное синергетическое явление: теоретические и прикладные аспекты. Ст. 3. Глубинная гидрогеологическая инверсия и нефтегазоносность. *Геол. журн.* 2005. № 2 (312). С. 44-61.  
Lukin A.E., 2005. The deep hydrogeologic inversion as the global synergetic phenomenon. Paper 3. Deep hydrogeologic inversion and petroleum potential. *Geol. zhurnal*, № 2 (312), P. 44-61 (in Russian).
13. Лукин А.Е. Ложные покрышки нефтяных и газовых залежей – потенциальный источник природного газа. *Геол. журн.* 2011<sub>а</sub>. № 4 (337). С. 7-16.  
Lukin A.E., 2011<sub>а</sub>. False seals as potential source of natural gas. *Geol. zhurnal*, № 4 (337), P. 7-16 (in Russian).
14. Лукин А.Е. Минеральные сферулы – индикаторы специфического флюидного режима рудообразования и нефтидогенеза. *Геофиз. журн.* 2013. Т. 35, № 6. С. 10-53.

Lukin A.E., 2013. Mineral spherules as indicators of specific fluid regime of ore and petroleum genesis. *Geofiz. zhurnal*, T. 35, № 6, P. 10-53 (in Russian).

15. Лукин А.Е. О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли. *Докл. НАН Украины*. 2011<sub>б</sub>. № 3. С. 114-123.

Lukin A.E., 2011<sub>б</sub>. On nature and prospects of gasiferous low-permeable rocks of sedimentary cover of the Earth. *Dokl. NAN Ukraine*, № 3, P. 114-123 (in Russian).

16. Лукин А.Е. Опыт фациального анализа по промыслово-геофизическим данным. Москва: ВИНТИ, 1978. 32 с.

Lukin A.E. Experience of facial analysis by logging data. Moscow: VINITI, 1978. 32 p. (in Russian).

17. Лукин А.Е. Проблемы нафтидосинергетики – нелинейной геологии нефти и газа *Геол. журн.* 2004<sub>а</sub>. № 1 (307). С. 21-39.

Lukin A.E., 2004<sub>а</sub>. The problems of naphtidosynergetics – non-linear petroleum geology. *Geol. zhurnal*, № 1 (307), P. 21-39 (in Russian).

18. Лукин А.Е. Прямые поиски нефти и газа: причины неудач и пути повышения эффективности. *Геолог України*. 2004<sub>б</sub>. № 3. С. 19-43.

Lukin A.E., 2004<sub>б</sub>. The direct oil and gas searching: the reasons of failures and trends of efficiency increasing. *Geolog Ukraine*, № 3, P. 19-43 (in Russian).

19. Лукин А.Е. Черносланцевые формации эвксинского типа – мегаловушки природного газа. *Геология и полез. ископаемые Мирового океана*. 2013. № 3. С. 5-28.

Lukin A.E., 2013. Black shale formation of euxinic type – megatraps of natural gas. *Geologiya i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana*, № 3, P. 5-28 (in Russian).

20. Лукин А.Е., Шумлянский В.А., Дьяченко Г.И., Ивантишина О.М. Проблемы холодной дегазации Земли. Киев: ИГН НАН Украины, 1994. 71 с.

Lukin A.E., Shumlyunskii V.A., Dyuchenko G.I., Ivantishina O.M. The problems of cold outgasing of the Earth. Kiev: IGN NAN Ukraine, 1994. 71 p. (in Russian).

21. Мархасин И.Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта. Москва: Недра, 1977. 212 с.

Marhasin I.L. Physic-chemical mechanics of petroleum reservoir. Moscow : Nedra, 1977. 212 p. (in Russian).

22. Пузырев Н.Н. Методы и объекты сейсмических исследований. Введение в общую сейсмологию. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1997. 301 с.

Puzyrev N.N. Methods and objects of seismic investigations. Introduction to general seismology. Novosibirsk: Publ. SO RAN, 1997. 301 p. (in Russian).

23. Садовский М.А., Николаев А.В. Новые методы сейсмической разведки. Перспективы развития. *Вестн. АН СССР*. 1982. № 1. С. 82-84.

Sadovskii M.A., Nikolaev A.V., 1982. New methods of seismic prospecting. Prospects of development. *Vestn. AN SSSR*, № 1, P. 82-84 (in Russian).

24. *Словарь по геологии нефти и газа* / под ред. К.А. Черникова. Ленинград: Недра, 1988. 679 с.

*Dictionary of petroleum geology* / Ed. K.A. Chernikov. Leningrad: Nedra, 1988. 679 p. (in Russian).

25. *Спутник нефтегазопромыслового геолога* / под ред. И.П. Чоловского. Москва: Недра, 1989. 386 с.

*Satellite of petroleum geologist* / Ed. I.P. Cholovskiy. Moscow: Nedra, 1989. 386 p. (in Russian).

26. Федоришин Д.Д. Теоретико-экспериментальні основи петрофізичної та геофізичної діагностики тонкопрошаркових порід-колекторів нафти і газу (на прикладі Карпатської нафтогазоносної провінції): автореф. дис. ... д-ра геол. наук. Львів, 1999.

Fedorishin D.D., 1999. Theoretic-experimental principals of petrophysic and geophysic diagnostics of thin-layer rock-reservoirs (by the example of Carpathian petroleum province): Dr. geol. sci. diss. L'vov (in Ukrainian).

27. *Физико-химические основы прямых поисков залежей нефти и газа* / под ред. Е.В. Каруса. Москва: Недра, 1986. 336 с.

*Physic-chemical foundations of direct searching for oil and gas* / Red. E.V. Karus. Moscow: Nedra, 1986. 336 p. (in Russian).

28. Anderson C., Long F., Ziolkowski A., Hobbs B., Wright D., 2008. Multi-transient EM technology in practice. *EAGE*, P. 93–102, Available at: [www.fir-stbreak.org](http://www.fir-stbreak.org) (in English).

Anderson C., Long F., Ziolkowski A., Hobbs B., Wright D., 2008. Multi-transient EM technology in practice. *EAGE*, P. 93-102, Available at: [www.fir-stbreak.org](http://www.fir-stbreak.org) (in English).

Статья поступила  
05.02.2014