

УДК 550.832.5

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ  
ТЕХНОГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕТАНА В РАЗРЕЗЕ  
УГЛЕПОРОДНЫХ МАССИВОВ С ПОМОЩЬЮ  
КОМПЛЕКСА РАДИОАКТИВНОГО КАРОТАЖА**

**Кулик В. В., Бондаренко М. С.**

*(Институт геофизики им. С. И. Субботина НАНУ, г. Киев,  
Украина)*

*Рассмотрены способы количественной оценки ряда параметров нетрадиционных коллекторов газа на основе комплекса радиоактивного каротажа (ГК, ГГК, ННК).*

*Methods of quantity estimation of the number of parameters of unconventional gas reservoirs on the basis of complex of radioactive logging (GR, DL, NL) are considered.*

**Нетрадиционные ресурсы газа** играют важную роль в перспективном увеличении общей добычи углеводородов в мире и обеспечении энергетической независимости отдельных стран [1, 2]. На территории Украины к нетрадиционным ресурсам, перспективным для добычи, относятся газ глинистых сланцев (сланцевый газ), газ плотных песчаников, метан угольных пластов. К ним следует добавить метан углепородных массивов [3, 4], в которых газ находится как в ненарушенных горных породах, так и в породах, подвергшихся техногенным воздействиям. В частности, над закрытыми шахтами Донецкого бассейна в результате сдвижения горных пород над шахтными выработками образуются так называемые техногенные коллекторы метана.

Характерной особенностью нетрадиционных коллекторов газа (глинистые сланцы, плотные песчаники и известняки, ненарушенные толщи углепородных массивов) является низкая пори-

стость ( $< \sim 10\%$ ) и слабая проницаемость ( $< \sim 0,01$  мД). Для сравнения, традиционные коллекторы газа (терригенные породы) имеют открытую пористость  $\sim (10 - 25)\%$  и высокую проницаемость –  $\sim 100$  мД. К последним показателям в ряде случаев приближаются параметры техногенных коллекторов метана, а также пластов-коллекторов, в которых аккумулировались миграционные потоки свободного метана из угленосных отложений.

Добыча газа из глинистых сланцев и плотных песчаников предусматривает применение специальных технологий (горизонтальное бурение, гидроразрыв пласта и др.), тогда как в метаноугольных массивах над старыми шахтными выработками трещиноватая пористость образуется под действием техногенных и природных факторов и не требует дополнительных затрат.

Для каждого типа геологических объектов, вмещающих нетрадиционный газ, с учетом их особенностей разработаны и совершенствуются соответствующие комплексы геофизических исследований, в частности, каротажных [2, 5, 6]. В данной работе мы рассмотрим возможность повышения информативности комплекса радиоактивного каротажа (РК), включающего интегральный гамма-картаж (ГК), плотностной гамма-гамма картаж (ГГК) и нейтрон-нейтронный картаж (ННК). Совместное использование результатов измерений таким комплексом, вместе с априорными данными, дает возможность определить расширенную совокупности петрофизических параметров непорученных и техногенных коллекторов в разрезе метаноугольной формации (при условии отсутствия или относительно малого содержания в исследуемом пласте рассеянного органического вещества).

**Петрофизические параметры коллекторов газа.** К основным петрофизическим параметрам коллекторов газа относятся пористость, характер насыщения, коэффициент газонасыщенности, коэффициент проницаемости, объемное газосодержание породы. К дополнительным параметрам нетрадиционных коллекторов можно отнести закрытую газонасыщенную пористость, водородный индекс газа, содержание сорбированного метана, а также остаточную газонасыщенность при добыче или вытеснении газа. К вспомогательным параметрам (без которых, однако, невозможно определить основные и дополнительные) относятся общая плот-

ность породы, плотность твердой фазы, параметры глинистости (коэффициенты массовой и объемной глинистости, массовое и объемное содержание глинистых минералов, их плотность, водородный индекс глин, содержание химически связанной воды), массовое и объемное содержание органического вещества, содержание органического углерода и др. параметры, связанные с органикой.

В данной работе под породами-коллекторами газа мы будем подразумевать терригенные породы, поры которых содержат воду и газ, как в открытых, так и в закрытых порах.

Принята следующая простейшая петрофизическая модель породы-коллектора. Порода состоит из твердой фазы и пор, заполненных водой и газом в различных пропорциях. Относительный объем газа в порах характеризуется коэффициентом газонасыщенности, который изменяется от 0 до 1. Общая пористость может быть открытой, закрытой, смешанной. Твердая фаза состоит из скелетных зерен (кварц) и глинистого материала.

**Глинистость** является важным литологическим свойством коллекторов газа. Глинистость также существенно влияет на показания практически всех методов каротажа, поэтому учет глинистости необходим при определении петрофизических параметров газоносных коллекторов с использованием каротажных данных. Типы глинистых минералов и их количественное содержание в глинистом материале должны приниматься во внимание также при технологических разработках добычи газа (в частности, сланцевого [2]).

Относительно глинистости будем придерживаться следующей терминологии [7]. Глинистый материал (shale) – смесь частиц, меньших определенного размера – обычно на 50 – 70 % вес. состоит из совокупности частиц глинистых минералов (clay), 20 – 45 % вес. частиц кварца и 5 % вес. других минералов, включая полевые шпаты и карбонаты.

**Общая массовая глинистость**  $C_{sh}$  определяется как отношение массы глинистого материала к массе твердой фазы [8]:

$$C_{sh} = \frac{m_{sh}}{m_s}, \quad (1)$$

где  $m_{sh}$  – масса глинистого материала (shale);

$m_s$  – масса твердой фазы (solid).

Общая объемная глинистость  $K_{sh}$  – доля объема породы, занимаемая глинистым материалом [8]:

$$K_{sh} = \frac{\delta_s}{\delta_{sh}} C_{sh} (1 - k_{п}). \quad (2)$$

Здесь  $k_{п}$  – общая пористость породы;

$\delta_s$  – плотность твердой фазы;

$\delta_{sh}$  – плотность глинистого материала.

Множитель  $(1 - k_{п})$  в (2) характеризует относительный объем твердой фазы.

Наряду с параметрами общей глинистости существует необходимость получения массового и объемного содержания непосредственно глинистых минералов.

**Массовое содержания глинистых минералов**  $C_{cl}$  – отношение массы глинистых минералов  $m_{cl}$  к массе твердой фазы  $m_s$ :

$$C_{cl} = \frac{m_{cl}}{m_s}. \quad (3)$$

Объемное содержание глинистых минералов  $K_{cl}$  – доля объема породы, занимаемая глинистыми минералами

$$K_{cl} = \frac{\delta_s}{\delta_{cl}} C_{cl} (1 - k_{п}), \quad (4)$$

где  $\delta_{cl}$  – плотность глинистых минералов.

Общая массовая глинистость  $C_{sh}$  определяется лабораторными методами. Массовое содержание глинистых минералов  $C_{cl}$  при определении традиционными лабораторными методами наталкивается на значительные трудности; поэтому в настоящее время для оценки  $C_{cl}$  в образцах керна используют современные физические методы, например рентгеновский дифракционный анализ [7]. Количественная оценка параметров  $C_{sh}$  и  $C_{cl}$  в скважинных условиях возможна с помощью ГК (см. ниже).

Для определения параметров  $K_{sh}$  и  $K_{cl}$ , связанных с объемным содержанием глинистого материала и глинистых минералов

в породе, кроме массовых параметров  $C_{sh}$  и  $C_{cl}$  необходимо знать параметры плотности  $\delta_s$ ,  $\delta_{sh}$  и  $\delta_{cl}$ , а также общую пористость  $k_{п}$ .

Первые можно определить с помощью комплекса РК с привлечением априорных данных [9], а пористость  $k_{п}$  – на основе акустического каротажа (АК) [10] или ННК (см. ниже).

Во многих случаях плотность смеси глинистых минералов  $\delta_{cl}$  близка к плотности матрицы  $\delta_s$  песчаников и известняков [11], поэтому на практике можно пользоваться упрощенными вариантами формул (2) и (4):

$$K_{sh} = C_{sh}(1 - k_{п}), K_{cl} = C_{cl}(1 - k_{п}). \quad (5)$$

**Параметры глинистости на основе РК.** Для *определения общей массовой глинистости*  $C_{sh}$  используют интерпретационный параметр ГК [11, 12]

$$\Delta I_{\gamma} = (I_{\gamma} - I_{\gamma min}) / (I_{\gamma max} - I_{\gamma min}), \quad (6)$$

где  $\Delta I_{\gamma}$  – относительный разностный параметр;

$I_{\gamma}$  – показания ГК (скорость счета импульсов или мощность экспозиционной дозы) вдоль скважинного разреза;

$I_{\gamma min}$  и  $I_{\gamma max}$  – показания ГК напротив опорных пластов с минимальной и максимальной глинистостью.

Сопоставляя параметр  $C_{sh}$ , определенный по керну лабораторным гранулометрическим методом, с соответствующим интерпретационным параметром ГК  $\Delta I_{\gamma}$  получают градуировочную зависимость  $\Delta I_{\gamma} = f(C_{sh})$  [11, 12], которую в определенном смысле можно считать универсальной в связи с приближенной инвариантностью параметра  $\Delta I_{\gamma}$  [13]. Используя обратную зависимость  $C_{sh} = \varphi_1(\Delta I_{\gamma})$ , представленную на рисунке 1 (кривая 1), по результатам ГК получают общую массовую глинистость  $C_{sh}$  вдоль исследуемого скважинного разреза.

**Массовое содержание глинистых минералов.** Выполненные лабораторные исследования миоценового керна (штаты Техас и Луизиана) с использованием рентгеновского дифракционного анализа [7] показали, что относительная масса глинистых минералов  $C_{cl}$  составляет 50–70 % вес. от общей массы глинистого материала. На ограниченном интервале значений  $C_{cl}$  была установлена зависимость между параметрами  $C_{cl}$  и  $\Delta I_{\gamma}$ .

С учетом результатов [7] нами построена обобщенная интерпретационная зависимость  $C_{cl} = \varphi_2(\Delta I_\gamma)$  для определения массового содержания глинистых минералов вдоль скважинного разреза по данным ГК [14]. Указанная зависимость представлена на рисунке 1 (кривая 2).

В советской и постсоветской литературе (напр. [8, 11, 12]) на качественном уровне принималось, что глинистый материал состоит преимущественно из глинистых минералов, в связи с чем полагали  $C_{cl} \approx C_{sh}$ . На нынешнем уровне при решении практических задач, когда априори содержание глинистых минералов неизвестно, «преимущественное» содержание  $C_{cl}$  можно выразить приблизительным соотношением  $C_{cl} \approx 0,6 C_{sh}$  (т. е. содержание глинистых минералов в общей массе глинистого материала составляет ~60 % вес.).

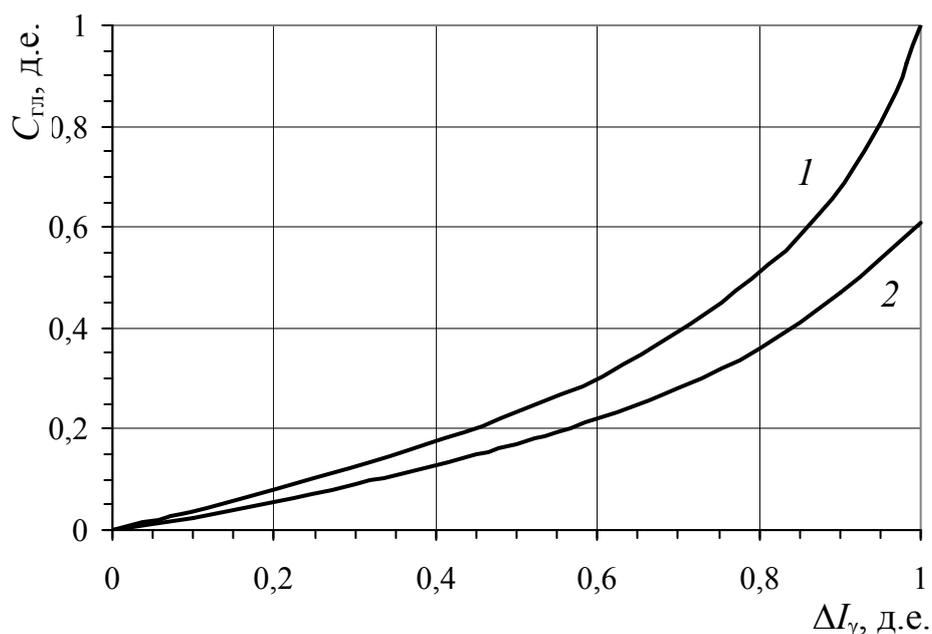


Рис. 1. Интерпретационные зависимости ГК для определения общей массовой глинистости (1) и массового содержания глинистых минералов (2)

#### ***Определение других параметров глинистых минералов.***

Смесь глинистых минералов в большинстве случаев состоит из каолинита, монтмориллонита, гидрослюды и др. в различных

пропорциях. Характерными особенностями отдельных глинистых минералов и их смесей являются плотность, содержание химически связанной воды и водородный индекс.

*Плотность* глинистых минералов в интервале полного водонасыщения терригенной (песчано-глинистой) породы можно оценить с помощью комплекса РК:

$$\delta_{cl} = \frac{1}{K_{cl}} (\delta_r - \delta_{qu} (1 - k_{п} - K_{cl}) - \delta_w k_{п}), \quad (7)$$

где  $\delta_r$  – общая плотность породы за ГГК;

$\delta_{qu}$  – плотность кварца, принятая равной  $2,65 \text{ г/см}^3$ ;

$\delta_w$  – плотность пластовой воды, которую можно считать равной  $1,00 \text{ г/см}^3$ .

*Содержание химически связанной воды* определяется как

$$C_{x.c.b} = \omega_{cl} K_{cl}, \quad (8)$$

где  $\omega_{cl}$  – водородный индекс глинистых минералов [11].

Параметр  $C_{x.c.b}$  имеет смысл кажущейся пористости за счет химически связанной воды в глинистых минералах. При полном водонасыщении параметр  $C_{x.c.b}$  есть разность между «нейтронной» пористостью (водородосодержанием) за ННК с учетом водорода в глинах, и водонасыщенной («истинной») пористостью за ГГК:

$$C_{x.c.b} = \Delta k_{п} = k_{п}^{(n)} - k_{п}^{(\gamma)}, \quad (9)$$

где  $k_{п}^{(n)}$  – «нейтронная» пористость за ННК;

$k_{п}^{(\gamma)}$  – «истинная» пористость за ГГК.

На рисунке 2 по материалам модельных скважинных измерений в песчано-глинистых породах построена зависимость параметров  $\Delta k_{п}$  и  $\Delta I_{\gamma}$ , которая показывает достаточно тесную связь между содержанием глинистых минералов (посредством содержания химически связанной воды) и относительным разностным параметром ГГК.

*Водородный индекс глинистых минералов*, в свою очередь, можно получить из формул (8) и (9), зная параметры  $\Delta k_{п}$  и  $K_{cl}$ :

$$\omega_{cl} = \Delta k_{п} / K_{cl}. \quad (10)$$

Для решения ряда задач важно получить информацию о типах глинистых минералов, содержащихся в породе. Например, монтмориллонит характеризуется сильным набуханием и пластичностью глин при гидроразрыве пласта (ГРП), а гидрослюда указывает на хрупкость пород, что благоприятствует ГРП [2].

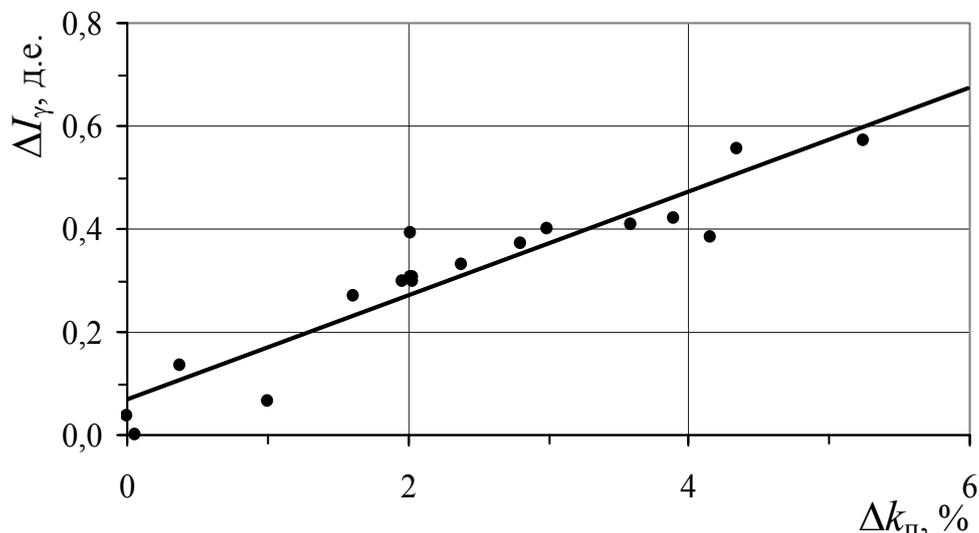
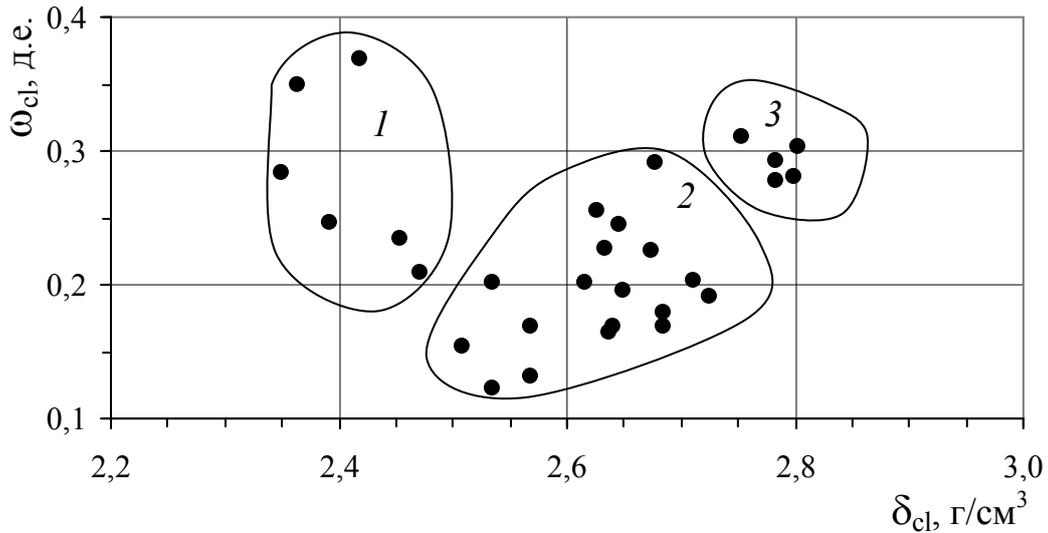


Рис. 2. Связь содержания химически связанной воды глинистых минералов с интерпретационным параметром ГК

Поскольку плотность  $\delta_{cl}$  (7) и водородный индекс  $\omega_{cl}$  (10) глинистых минералов характеризуют их тип, то путем сопоставления параметров  $\delta_{cl}$  и  $\omega_{cl}$  можно оценить тип глинистого минерала в породе или его преимущественное содержание в смеси. На рисунке 3 по материалам модельных скважинных измерений в песчано-глинистых породах построен кроссплот  $\delta_{cl} \Leftrightarrow \omega_{cl}$ , который демонстрирует работоспособность такого подхода.

На рисунке 4 приведены значения ряда петрофизических параметров песчано-глинистой породы, пересеченной обсаженной скважиной. Данная система скважина – пласт выступает здесь в качестве натурной модели. Независимые лабораторные определения параметров в целом подтверждают разработанную методику и возможности комплекса РК вместе с априорными данными определять расширенную совокупность параметров в разрезе углепородного массива.



1 – монтмориллониты, 2 – смесь минералов, 3 – хлориты

Рис. 3. Кроссплот плотности и водородного индекса для определения типа глинистых минералов

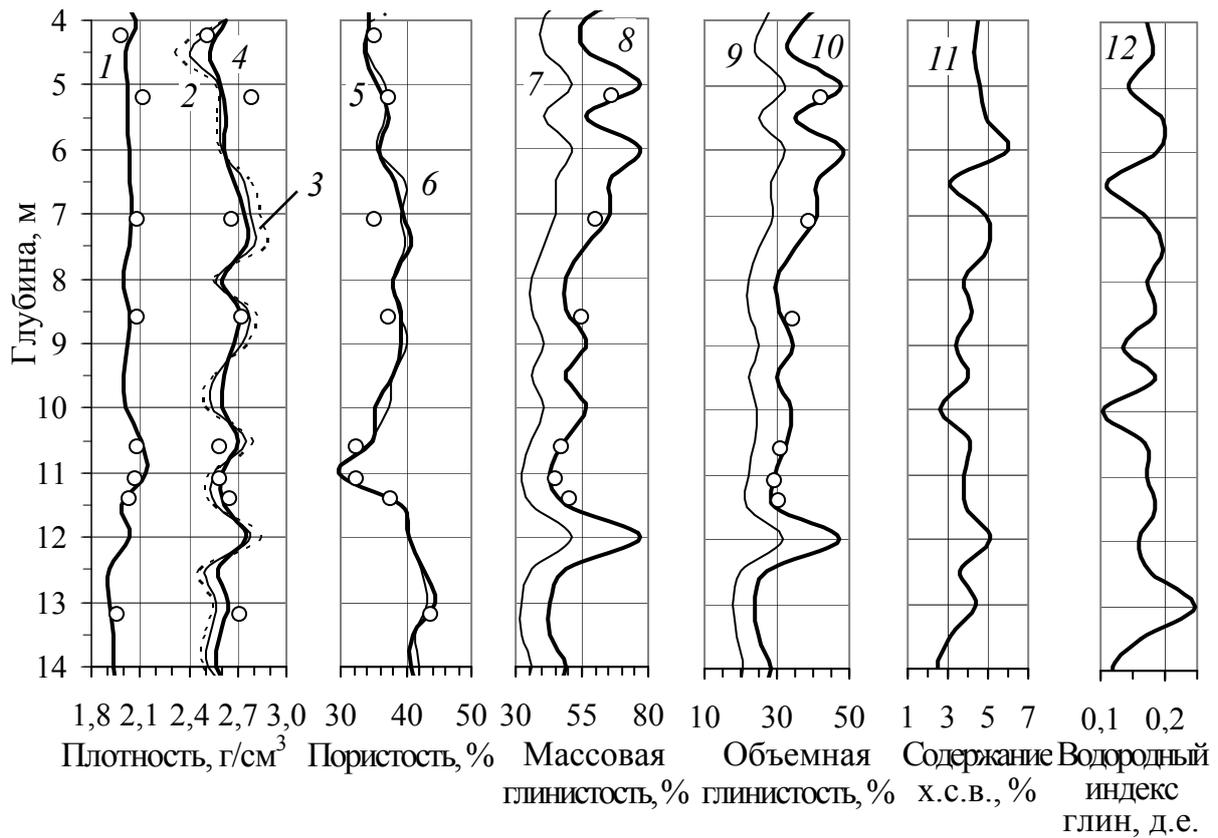


Рис. 4. Параметры песчано-глинистых горных пород по результатам комплекса радиоактивного каротажа

Плотность: 1 – породы, 2 – clay-компонента твердой фазы, 3 – shale-компонента твердой фазы, 4 – твердой фазы породы; пористость: 5 – за ННК+ГК, 6 – за ГК; массовая глинистость: 7 – clay, 8 – shale; объемная глинистость: 9 – clay, 10 – shale; 11 – содержание химически связанной воды за ННК+ГК; 12 – водородный индекс глинистых минералов за РК; ○ – лабораторные значения.

**Параметры пористости.** Основными методами определения общей пористости вдоль скважинного разреза являются [11 – 13]: ННК вместе с ГК для внесения поправки за химически связанную воду в глинистых минералах, ГК при известной плотности твердой фазы, а также акустический каротаж (АК) вместе с методами учета глинистости (ГК, ПС).

**Водонасыщенная пористость за РК.** Общая пористость водо-насыщенных горных пород на основе ГК определяется как

$$k_{\Pi}^{(\gamma\gamma)} = \frac{(\delta_s - \delta_r)}{(\delta_s - \delta_w)}. \quad (11)$$

Общую плотность породы  $\delta_r$  получают по градуировочной зависимости ГК для конкретного типа прибора при заданных скважинных условиях. Плотность минерализованной воды  $\delta_w$  можно оценить по априорным данным, а общую плотность твердой фазы  $\delta_s$  – также априорно по выбранной петрофизической модели породы.

Определение пористости за ГК имеет то преимущество, что она не зависит от содержания химически связанной воды в глинистых минералах и слабо зависит от разницы в плотности между глинистыми минералами и скелетной частью твердой фазы.

Пористость по комплексу ННК+ГК с учетом химически связанной воды (8) можно количественно оценить на основе формулы:

$$k_{\Pi}^{(n+\gamma)} = k_{\Pi}^{(n)} - \omega_{cl} K_{cl}, \quad (12)$$

где  $k_{\Pi}^{(n+\gamma)}$  – общая пористость за ННК+ГК;

$k_{\Pi}^{(n)}$  – нейтронная пористость;

$\omega_{cl} K_{cl}$  – кажущаяся пористость за счет химически связанной воды глинистых минералов.

Нейтронная пористость определяется как пористость «чистой» (неглинистой) породы, насыщенной пресной водой, при определенных технических условиях измерений. Получают  $k_{п}^{(n)}$  по градуировочной зависимости для прибора ННК.

Поскольку объемная глинистость  $K_{cl}$  также зависит от общей пористости (см. формулы (4) и (5)), то для приближенного решения уравнения (12) можно использовать метод последовательных приближений. Для этого в правой части уравнения (12) в первом приближении полагают  $k_{п} \approx k_{п}^{(n)}$ . Для сходимости достаточно взять 2–3 итерации. Точное решение получают из системы уравнений (12) и (4) (или (5)) в предположении  $k_{п} = k_{п}^{(n+\gamma)}$ . Тогда общая пористость глинистой породы по комплексу ННК+ГК определяется как

$$k_{п} = \frac{k_{п}^{(n)} - \omega_{cl} \frac{\delta_s}{\delta_{cl}} C_{cl}}{1 - \omega_{cl} \frac{\delta_s}{\delta_{cl}} C_{cl}} \approx \frac{k_{п}^{(n)} - \omega_{cl} C_{cl}}{1 - \omega_{cl} C_{cl}}. \quad (13)$$

Пористости за ГК (11) и за ННК+ГК (12) в интервале полной водонасыщенности практически совпадают. Реальные расхождения между обоими определениями по абсолютной величине не превышают суммы погрешностей в пористости по каждому методу.

**Пористость газоносных пород.** Для газоносных пород общая пористость за ГК (11) становится завышенной за счет уменьшения общей плотности, а нейтронная (и общая) пористость (12) за ННК+ГК – заниженной. В связи с этим определение общей пористости по каждому из указанных методов в отдельности невозможно.

Вместе с тем комплексирование обоих подходов дает возможность на качественном и количественном уровнях решить задачу выделения газоносных пород и определения их параметров.

*Использование пористости для определения характера насыщения.* Качественным критерием газоносности пород является расхождение между значениями пористости  $k_{\Pi}^{(\gamma\gamma)}$  за ГГК и пористости  $k_{\Pi}^{(n+\gamma)}$  за ННК+ГК вдоль скважинного разреза. Это расхождение определяется разностью

$$\Delta k_{\Pi}^{\text{PK}} = k_{\Pi}^{(\gamma\gamma)} - k_{\Pi}^{(n+\gamma)}. \quad (14)$$

В интервалах газоносности, где пористости  $k_{\Pi}^{(\gamma\gamma)}$  и  $k_{\Pi}^{(n+\gamma)}$  являются кажущимися, разность (14) положительна и тем больше, чем выше пористость и чем больший объем занимает газ в порах. На совмещенных диаграммах пористости в газоносных интервалах значения  $k_{\Pi}^{(\gamma\gamma)}$  и  $k_{\Pi}^{(n+\gamma)}$  расходятся, а в интервалах полного водонасыщения практически совпадают.

*Определение пористости коллекторов газа.* Усреднение пористостей  $k_{\Pi}^{(\gamma\gamma)}$  и  $k_{\Pi}^{(n+\gamma)}$ , выполненное по определенному правилу, дает возможность получить количественную оценку общей пористости газоносных коллекторов. На основе эмпирических данных нами установлено, что средневзвешенное значение кажущихся пористостей за ГГК и за ННК+ГК с соответствующими весовыми множителями, сумма которых равна единице, близко к «истинной» пористости.

Таким образом, для получения пористости газоносных коллекторов используется следующее усреднение:

$$k_{\text{пг}} = \alpha_1 k_{\Pi}^{(\gamma\gamma)} + \alpha_2 k_{\Pi}^{(n+\gamma)}, \quad \alpha_1 + \alpha_2 = 1. \quad (15)$$

Выполненный анализ с использованием результатов [11] показал, что весовые множители  $\alpha_i$  слабо зависят от термобарических условий залегания газоносного пласта. Для небольших глубин (при условиях, близких к нормальным)  $\alpha_1 \approx 0,65$ ,  $\alpha_2 \approx 0,35$ ; с ростом давления и температуры  $\alpha_1$  несколько уменьшается и, соответственно,  $\alpha_2$  увеличивается (например, на глубине  $\sim 2$  км  $\alpha_1 \approx 0,6$ ,  $\alpha_2 \approx 0,4$ ).

*Определение закрытой газонасыщенной пористости.* В случае, когда газ полностью насыщает закрытые поры, а вода за-

полняет открытые поры, закрытая газонасыщенная пористость  $k_{ng}^{cl}$  представляет собой разницу между общей пористостью  $k_{ng}$  (15) и объемным влагосодержанием  $W_V$  [15]:

$$k_{ng}^{cl} = k_{ng} - W_V. \quad (16)$$

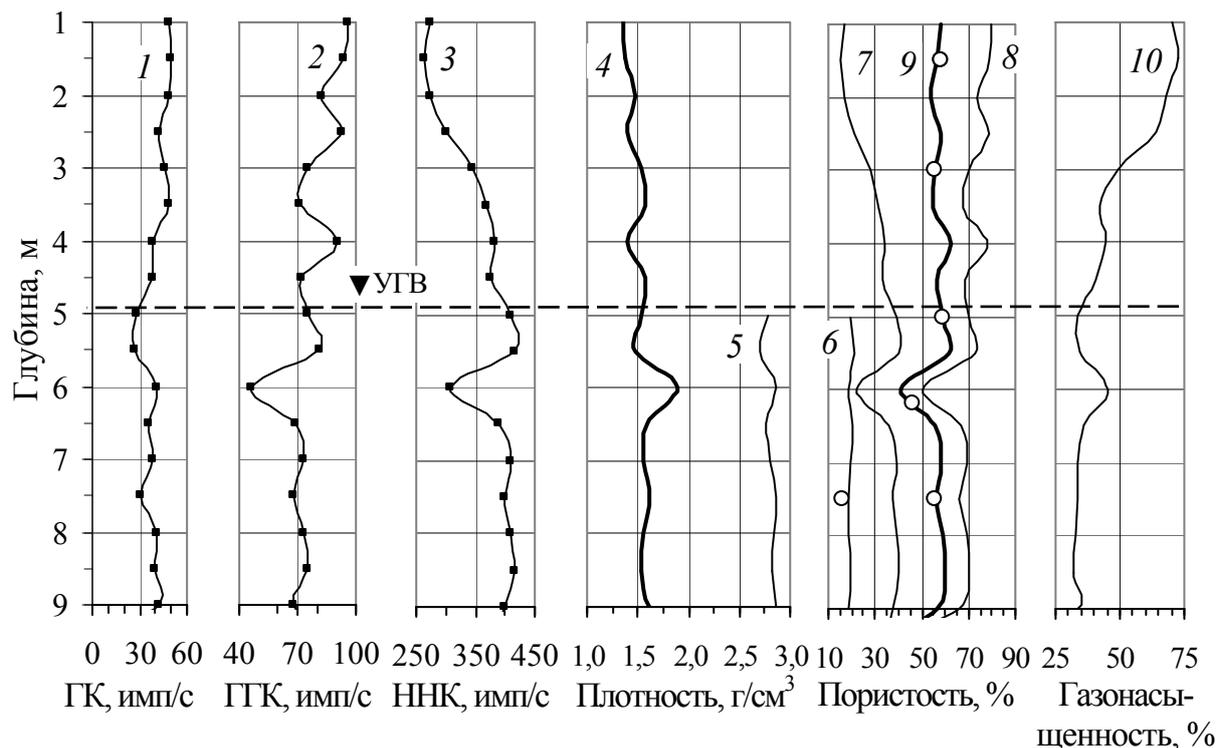
Определение параметра  $W_V$  с помощью комплекса РК дано ниже.

**Коэффициент газонасыщенности**  $S_g$  определяется как отношение порового объема, занятого газом, к объему пор. Согласно полученной нами эмпирической формуле, параметр  $S_g$  пропорционален разнице пористостей за ГГК і НК+ГК ( $\Delta k_n$ , формула (14)), деленной на общую пористость  $k_n$  (формула (15)):

$$S_g = \beta \frac{\Delta k_n}{k_n}. \quad (17)$$

На основании выполненного анализа каротажных данных нами установлено, что коэффициент пропорциональности можно принять равным  $\beta \approx 0,65$ . На рисунке 5 продемонстрированы подходы (15)–(17) к определению общей пористости, закрытой газонасыщенной пористости и коэффициента газонасыщенности на примере техногенной породы (как натурной модели) – золы тепловой электростанции [9].

Частицы золы имеют закрытую пористость, насыщенную газами сгорания. Верхняя часть разреза находится в зоне аэрации, нижняя – ниже уровня грунтовых вод. Поэтому в зоне ниже уровня воды общая пористость имеет две составляющие – открытые поры, заполненные водой, и закрытые поры, заполненные техногенным газом. В зоне аэрации открытые поры заполнены воздухом и водой, закрытые – только газом. Каротажные определения общей и закрытой газонасыщенной пористости (диаграммы 9 и 6, соответственно) подтверждены независимыми лабораторными данными (точки).



Показания РК: 1 – 3; плотность: 4 – породы, 5 – твердой фазы породы; пористость: 6 – закрытая газонасыщенная за РК, 7 – фиктивная за ННК, 8 – фиктивная за ГГК, 9 – истинная за ННК+ГГК (ф-ла 15); 10 – газонасыщенность за РК; УГВ – уровень грунтовых вод в натурной модели; ○ – лабораторные значения

Рис. 5. Показания приборов РК и параметры техногенной горной породы (зола тепловой электростанции)

**Объемное газосодержание.** Объемное газосодержание  $G_V$  – отношение объема газа в порах породы к объему породы, то есть  $G_V$  представляет собой «газовую пористость». Другими словами – это произведение общей пористости на коэффициент газонасыщенности:

$$G_V = k_{\Pi} S_g = \beta \Delta k_{\Pi}, \quad (18)$$

где  $k_{\Pi}$  – общая пористость, которая определяется по формуле (15);

$S_g$  – коэффициент газонасыщенности (формула (17));

$\Delta k_{\Pi}$  – разница между пористостями за ГГК и за ННК+ГК (см. формулу (14));

$\beta$  – коэффициент пропорциональности в формуле (17).

Таким образом, объемное газосодержание коллекторов  $G_V$  пропорционально разнице пористостей за ГГК и за ННК+ГК; газосодержание коллектора  $G_V$  по величине равно «газовой пористости», т. е. является той частью общей пористости, которая заполнена газом.

**Объемное влагосодержание.** Объемное влагосодержание  $W_V$  определяют как отношение объема воды в порах породы к объему породы, то есть  $W_V$  есть «водяной пористостью». Объемная влажность (влагосодержание)  $W_V$  связано с объемным газосодержанием  $G_V$  соотношением  $G_V + W_V = k_{п.}$ . Отсюда, с учетом формулы (18),

$$W_V = k_{п.} - \beta \Delta k_{п.} \quad (19)$$

Таким образом, объемное влагосодержание  $W_V$  газоносных коллекторов определяют как разницу между общей пористостью и объемным газосодержанием; влагосодержание  $W_V$  по величине равно «водяной пористости», то есть является той частью пористости, которая заполнена водой.

**Водородный индекс газа.** Водородный индекс горной породы определяется как отношение массы водорода в единице объема породы к массе водорода в единице объема пресной воды:

$$\omega_H = \frac{M_H^r}{M_H^w}. \quad (20)$$

Здесь  $\omega_H$  – водородный индекс (безразмерный параметр, выражающийся в долях единицы (д.е.));

$M_H$  – масса водорода в единице объема вещества:

$$M_H^r = \delta_r C_H, \quad M_H^w = \delta_w C_H^w, \quad (21)$$

где  $\delta_r$  – плотность породы;

$\delta_w$  – плотность воды, принимаемая равной 1,00 г/см<sup>3</sup>;

$C_H$  – парциальная концентрация водорода [16].

Для воды  $C_H^w = 1/9$ . Согласно определению (20), водородный индекс воды равен 1.

Для углеводородных газов  $C_nH_m$ , параметр  $C_H^{yB}$  имеет вид

$$C_{\text{H}}^{\text{yB}} = \frac{mA_{\text{H}}}{nA_{\text{C}} + mA_{\text{H}}}, \quad (22)$$

где  $m$  – количество атомов водорода в молекуле газа;

$n$  – количество атомов углерода в молекуле газа;

$A_{\text{H}}$  – атомная масса водорода;

$A_{\text{C}}$  – атомная масса углерода.

Для метана  $\text{CH}_4$   $C_{\text{H}}^{\text{met}} = 0,25$ , для этана  $\text{C}_2\text{H}_6$   $C_{\text{H}}^{\text{et}} = 0,20$ , для пропана  $\text{C}_3\text{H}_8$   $C_{\text{H}}^{\text{pr}} = 0,18$ , для бутана  $\text{C}_4\text{H}_{10}$   $C_{\text{H}}^{\text{but}} = 0,17$ .

Водородный индекс для углеводородных газов принимает вид:

$$\omega_{\text{H}}^{\text{yB}} = \frac{9mA_{\text{H}}}{nA_{\text{C}} + mA_{\text{H}}} \frac{\delta_{\text{yB}}}{\delta_{\text{w}}}, \quad (23)$$

где  $\delta_{\text{yB}}$  – плотность газа с учетом глубины залегания.

Основными компонентами газов углепородных массивов Донбасса является метан (содержание в газах угольных пластов и углевмещающих пород 90 % и больше), азот (до 10 %), тяжелые гомологи метана (тяжелые углеводороды (ТУВ))– этан, пропан, бутан (до 10 % в угольных пластах и до 1 % во вмещающих породах), углекислый газ (до 5 %) [17, 18].

В таблице 1 представлен водородный индекс наиболее распространенных углеводородов в зависимости от глубины залегания. Приведены также данные для реальных смесей газов в углепородных массивах Донбасса.

Плотность газов в таблице рассчитана для газоносных пластов на глубине 0; 0,5; 1,0; и 1,5 км в условиях гидростатического (колонка 1) и горного (колонка 2) давлений. Фактически это два крайних случая: гидростатическое давление над газоносным пластом соответствует открытой водонасыщенной пористости по всей глубине залегания, горное – плотному песчанику.

Как видно из таблицы, водородный индекс метана и реальных смесей газов с увеличением глубины существенно возрастает и на определенной глубине становится сопоставим с водородным индексом воды.

Таблица 1

Плотность и водородный индекс углеводородных газов  
 с учетом глубины залегания

| Вещество                               | Хим. формула                   | Глубина, км | $\delta_{УВ}$ , г/см <sup>3</sup> |        | $\omega_{Н}^{УВ}$ , д.е. |        |
|--|--------------------------------|-------------|-----------------------------------|--------|--------------------------|--------|
|  |                                |             | 1                                 | 2      | 1                        | 2      |
| Метан                                  | СН <sub>4</sub>                | 0,0         | 0,0007                            | 0,0007 | 0,0016                   | 0,0016 |
|  |                                | 0,5         | 0,0390                            | 0,0969 | 0,0878                   | 0,2180 |
|  |                                | 1,0         | 0,0739                            | 0,1836 | 0,1663                   | 0,4131 |
|  |                                | 1,5         | 0,0949                            | 0,2359 | 0,2135                   | 0,5308 |
| Этан                                   | С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>  | 0,0         | 0,0014                            | 0,0014 | 0,0025                   | 0,0025 |
|  |                                | 0,5         | 0,0621                            | 0,1542 | 0,1118                   | 0,2776 |
|  |                                | 1,0         | 0,1180                            | 0,2932 | 0,2124                   | 0,5278 |
|  |                                | 1,5         | 0,1686                            | 0,4190 | 0,3035                   | 0,7542 |
| Пропан                                 | С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>  | 0,0         | 0,0020                            | 0,0020 | 0,0033                   | 0,0033 |
|  |                                | 0,5         | 0,0918                            | 0,2281 | 0,1502                   | 0,3733 |
|  |                                | 1,0         | 0,1745                            | 0,4337 | 0,2855                   | 0,7097 |
|  |                                | 1,5         | 0,2494                            | 0,6199 | 0,4081                   | 1,0144 |
| Бутан                                  | С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub> | 0,0         | 0,0027                            | 0,0027 | 0,0042                   | 0,0042 |
|  |                                | 0,5         | 0,1227                            | 0,3049 | 0,1904                   | 0,4731 |
|  |                                | 1,0         | 0,2332                            | 0,5795 | 0,3619                   | 0,8992 |
|  |                                | 1,5         | 0,3333                            | 0,8283 | 0,5172                   | 1,2853 |
| Метан 99 %<br>+ ТУВ 1%                 | —                              | 0,0         | 0,0007                            | 0,0007 | 0,0016                   | 0,0016 |
|  |                                | 0,5         | 0,0394                            | 0,0980 | 0,0882                   | 0,2192 |
|  |                                | 1,0         | 0,0747                            | 0,1857 | 0,1672                   | 0,4154 |
|  |                                | 1,5         | 0,0962                            | 0,2391 | 0,2151                   | 0,5346 |
| Метан 90 %<br>+ ТУВ 10%                | —                              | 0,0         | 0,0008                            | 0,0008 | 0,0017                   | 0,0017 |
|  |                                | 0,5         | 0,0442                            | 0,1099 | 0,0939                   | 0,2333 |
|  |                                | 1,0         | 0,0839                            | 0,2084 | 0,1780                   | 0,4423 |
|  |                                | 1,5         | 0,1102                            | 0,2739 | 0,2327                   | 0,5785 |
| Метан 80 %<br>+ ТУВ 10%<br>+ азот 10 % | —                              | 0,0         | 0,0009                            | 0,0009 | 0,0016                   | 0,0016 |
|  |                                | 0,5         | 0,0462                            | 0,1148 | 0,0854                   | 0,2121 |
|  |                                | 1,0         | 0,0876                            | 0,2177 | 0,1618                   | 0,4020 |
|  |                                | 1,5         | 0,1166                            | 0,2899 | 0,2120                   | 0,5268 |

ТУВ – тяжелые углеводороды

1 – гидростатическое давление

2 – горное давление

**Заключение.** Комплексное использование методов радиоактивного каротажа для исследования нетрадиционных коллекто-

ров газа (метаноугольные породы над шахтными выработками, уплотненные песчаники, глинистые сланцы) дает принципиальную возможность значительно повысить информативность скважинных измерений.

Традиционные широко распространенные методы РК (ГК, НК, ГК) вместе с некоторыми априорными данными позволяют получить расширенную совокупность петрофизических параметров нетрадиционных коллекторов газа.

В частности, впервые разработан эффективный комплексный подход к определению коллекторских свойств газонасыщенных пород (характер насыщения, пористость, коэффициент газонасыщенности и др.), а также предложены способы определения массового и объемного содержания глинистых минералов в породе, оценки типа глинистых минералов, содержания в них химически связанной воды, водородного индекса.

Полученные результаты продемонстрированы примерами скважинных измерений в приповерхностных природных и техногенных горных породах, которые выступают здесь в качестве натуральных моделей, а также подтверждены независимыми лабораторными измерениями образцов пород.

## СПИСОК ССЫЛОК

1. Modern Shale Gas. Development in the United State: A Primer. [Электронный ресурс]. — 2009. — 96 p. — Режим доступа до ресурсу: [http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/EPre-ports/Shale\\_Gas\\_Primer\\_2009.pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/EPre-ports/Shale_Gas_Primer_2009.pdf).
2. Alexander T. Shale Gas Revolution / T. Alexander, J. Baihly, C. Boyer et al. // Oilfield Review. — 2011. — Vol. 23, no. 3. — P. 40—55.
3. Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины : Монография: в 3 т. / [Анциферов А. В., Голубев А. А., Канин В. А. и др.] — Донецк : Вебер, 2010.
4. Тиркель М. Г. Изучение газоносности угленосной толщи / Тиркель М. Г., Анциферов В. А., Глухов А. А. — Донецк : Вебер, 2008. — 208 с.

5. Аксельрод С. М. Добыча газа из глинистых сланцев (по материалам зарубежной печати) / С. М. Аксельрод // Каротажник. — 2011. — Вып. 1 (199). — С. 80—110.
6. Crain E. R. Crain's petrophysical handbook [Электронный ресурс] : On-Line Handbook / E. R. (Ross) Crain. — Режим доступа до ресурсу : [spec2000.net/17-specshgas.htm](http://spec2000.net/17-specshgas.htm); [spec2000.net/17-tightgas.htm](http://spec2000.net/17-tightgas.htm); [spec2000.net/17-specsbn.htm](http://spec2000.net/17-specsbn.htm).
7. Bhuyan K. Clay estimation from GR and neutron-density porosity logs / Bhuyan K., Passey Q.R. // SPWLA 35<sup>th</sup> Annual Logging Symposium. (June 19–22, 1994). Paper DDD.
8. Добрынин В. М. Петрофизика (физика горных пород). — [2-е изд., перераб. и доп.] / Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Кожевников Д. А. — М. : Нефть и газ, 2004. — 368 с.
9. Принципові положення нової технології дослідження природних і техногенних ґрунтів на основі комплексу радіоізотопного каротажу / Кулик В. В., Бондаренко М. С., Кетов А. Ю. [та ін.] // Наука та інновації. — 2012. — Т. 8, № 6. — С. 26—39.
10. Патент на винахід № 86678 Україна, МПК G01V1/28, G01V5/00. Спосіб визначення пористості глинистих порід в нафтогазових свердловинах / Кашуба Г. О., Кулик В. В., Бондаренко М. С. Заявник патентовласник Інститут геофізики НАН України. Заявка на винахід № а2007 07907; заявл. 13.07.2007; опубл. 12.05.2009, Бюл. № 9.
11. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа / [И. В. Головацкая, Ю. А. Гулин, Ф. Х. Еникеева и др.]. — Калинин, 1984. — 112 с.
12. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник. Под ред. В. М. Добрынина. — М. : Недра, 1988. — 476 с.
13. Определение пористости глинистых пород в обсаженных нефтегазовых скважинах с помощью радиоактивного и акустического каротажа / М. С. Бондаренко, В. В. Кармазенко, Г. О. Кашуба, В. В. Кулик // Геофиз. журн. — 2010. — Т. 32, № 2. — С. 110—120.

14. Спосіб свердловинного визначення масового і об'ємного вмісту глинистих мінералів у гірських породах / Кулик В. В., Бондаренко М. С., Дейнеко С. І., Кетов А. Ю. Заявник і патентовласник ІГФ НАНУ. Заявка на КМ № u201306619 від 28.05.2013. Позитивне рішення № 17383/ЗУ/13 від 08.08.13.
15. Патент на корисну модель № 76747 Україна, МПК G01V5/00. Спосіб визначення закритої газонасиченої пористості гірських порід / Кулик В. В., Бондаренко М. С., Камілова О. В. Заявник і патентовласник ІГФ НАН України. — Заявка № u201208792; заявл. 17.07.2012; опубл. 10.01.2013, Бюл. № 1.
16. Glover P. Petrophysics MSc Course Notes [Електронний ресурс]: On-Line Handbook / Paul Glover. — Department of geology and petroleum geology, University of Aberdeen, UK. — Режим доступу до ресурсу: [www2.ggl.ulaval.ca/personnel/paglover/CD%20Contents/GGL66565%20Petrophysics%20English/Chapter%2015.PDF](http://www2.ggl.ulaval.ca/personnel/paglover/CD%20Contents/GGL66565%20Petrophysics%20English/Chapter%2015.PDF)
17. Кузнецова Л. Д. Состав газов угольных пластов и его изменение под действием геологических и технологических факторов на шахте им. А. Ф. Засядько / Л. Д. Кузнецова, Д. П. Гуня, Л. И. Пимоненко // Наукові праці УкрНДМІ НАН України. — 2011. — № 9 (ч. I). — С. 126—137.
18. Волкова Т. П. Факторы распределения метана в угленосной толще (на примере шахты им. А. А. Скочинского) / Т. П. Волкова, В. В. Курилович, И. А. Радецкая // Наукові праці УкрНДМІ НАН України. — 2009. — № 5 (ч. II). — С. 316—326.