

УДК 550.832:550.8.011

к.г.-м.н. Иванов Л. А.,

Туманов В. В.,

к.г.-м.н. Савченко А. В.

(РАНИМИ, г. Донецк, ДНР, ivanov.donetsk@mail.ru)

ОЦЕНКА ГАЗОНОСНОСТИ УГЛЕВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД ПО СВОБОДНОМУ ГАЗУ В УСЛОВИЯХ ДЕФИЦИТА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

На основе данных угольной геофизики и петрофизики разработан способ определения газоносности угленосных пород по свободному газу, в котором удельное электрическое сопротивление газоносного пласта определяется по данным каротажа скважин, а коэффициент открытой пористости и удельное электрическое сопротивление того же пласта в водонасыщенном состоянии — по петрофизическим данным.

Ключевые слова: газоносность, углеводородные породы, геофизические методы.

Введение. Изучение газоносности углеводородных пород является актуальным вопросом, поскольку с ним связано решение проблем безопасной добычи угля и определения условий попутной добычи метана на угольных месторождениях.

Согласно инструкции [1], рекомендуется использование прямого метода определения газоносности при помощи газокернонаборников (ГКН), но лишь при условии, что породы характеризуются малой скоростью газоотдачи. Из-за невыполнения данного условия прямой метод определения газоносности пород практически не используется. Для этого применяется косвенный метод.

В РАНИМИ разработана геолого-геофизическая система оценки газоносности углеводородных пород. В ней выделяются две составляющие газоносности, соответствующие свободной и сорбированной форме нахождения газа.

Свободная форма газа распространена преимущественно в высокопористых песчаниках и алевролитах. Они залегают на месторождениях углей начальных стадий метаморфизма (1Д–4Ж) углей.

Газоносность по свободному газу определяется по газоемкости, приведенной к пластовым условиям залегания породы. Для расчета используется следующая формула:

$$X_{n.свб} = K_{нэф} \cdot \frac{P_{пл}}{P_o} \cdot \frac{T_{пл}}{T_o} \cdot \frac{\alpha}{\alpha_o}, \quad (1)$$

где $X_{n.свб}$ — газоносность вмещающих пород по свободному газу, м³/м³;

$K_{нэф}$ — коэффициент эффективной пористости, отн. ед.;

$P_{пл}$ — пластовое давление, МПа;

P_o — атмосферное давление у устья скважин в период отбора проб, МПа;

$T_{пл}$ — пластовая температура, К;

T_o — стандартная температура (293 К);

α — поправка на отклонение реальных газов от закона Бойля-Мариотта при пластовом давлении, отн. ед.;

α_o — поправка на отклонение реальных газов от закона Бойля — Мариотта при атмосферном давлении у устья скважины, отн. ед.

Оценка газоносности пород по свободному газу сводится к определению расчетных параметров, входящих в выражение (1). Данные параметры определяются двумя видами методов: лабораторными и геофизическими исследованиями скважин (ГИС). Первые методы позволяют получить точечную характеристику геологического разреза в местах отбора проб. Вторые методы раскрывают непрерывную картину изменения газоносности по разрезу скважины в условиях естественного залегания пород, что дает наиболее реали-

стичное представление о газоносности исследуемого месторождения.

Определение газоносности является основной задачей изучения нефтегазовых месторождений. Для ее решения используется соответствующий комплекс методов ГИС. Поэтому было бы целесообразно позаимствовать геофизические технологии нефтегазовой геологии. Однако такой подход является нереальным, поскольку угольные месторождения исследуются иным комплексом ГИС, не позволяющим в рядовых разведочных скважинах непосредственно по геофизическим данным определить газоносность пород.

Из всех геофизических параметров, измеряемых в углеразведочных скважинах, особо выделяется удельное электрическое сопротивление пород. Оно определяется во всех рядовых скважинах и реагирует на изменение газоносности пород. Однако его использованию препятствует отсутствие возможности получить опорное значение данного параметра, соответствующее водонасыщенному состоянию исследуемого газоносного пласта. Поэтому проблема оценки газоносности пород на угольных месторождениях непосредственно по данным ГИС заключается в дефиците геофизических параметров.

Цель исследования — обосновать способ преодоления дефицита геофизических параметров, необходимых для определения газоносности на угольных месторождениях, на основе определения удельного электрического сопротивления пласта в водонасыщенном состоянии по петрофизическим характеристикам исследуемого газоносного пласта.

Изложение основного материала. Определение газоносности пород предполагает использование петрофизических связей, необходимых для определения коэффициента эффективной пористости пород и его расчетных параметров.

Коэффициент эффективной пористости рассчитывается по формуле

$$K_{нэф} = K_{но} \cdot k_2, \quad (2)$$

где $K_{нэф}$ — коэффициент эффективной пористости, отн. ед.;

$K_{но}$ — коэффициент открытой пористости, отн. ед.;

k_2 — коэффициент газонасыщенности пород, отн. ед.

Из формулы (2) следует необходимость в нахождении параметров $K_{но}$ и k_2 . Параметр $K_{но}$ определяется лабораторными и геофизическими методами, либо по его тесной связи с коэффициентом общей пористости (K_n)

$$K_{но} = a \cdot K_n + b, \quad (3)$$

где a и b — эмпирические коэффициенты.

Коэффициент k_2 выражается через коэффициент водонасыщенности ($k_в$), от которого зависит электропроводность породы

$$k_2 = (1 - k_в). \quad (4)$$

Коэффициент $k_в$ определяется на основе использования зависимости Арчи — Дахнова для параметра насыщения (P_n)

$$P_n = a \cdot k_в^{-n}, \quad (5)$$

$$P_n = \frac{\rho_{2n}}{\rho_{вn}}, \quad (6)$$

где a , n — эмпирические коэффициенты, зависящие от типа породы и определяемые лабораторным путем;

ρ_{2n} — удельное электрическое сопротивление газоносного пласта, Ом·м;

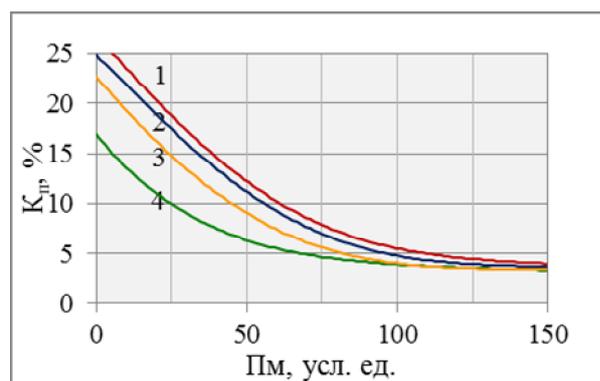
$\rho_{вn}$ — удельное электрическое сопротивление того же пласта в водонасыщенном состоянии Ом·м.

Рассмотрим возможности определения расчетных параметров на угольных месторождениях.

Коэффициент открытой пористости. Параметр $K_{но}$ определяется лабораторным или акустическим методом ГИС. Последний применяется лишь в некоторых разведочных скважинах. Предпочтительным является петрофизический подход, базирующийся на определении параметра

K_{no} по его тесной связи с параметром K_n . Выбор данного подхода объясняется тем, что по параметру K_n выполнены детальные петрофизические исследования. Очень важно, что в результате этих исследований установлены закономерности изменения пористости, обусловленные первичными (генетическими) и вторичными (эпигенетическими) факторами. Также создана геолого-геофизическая методика определения параметра K_n в числе других физико-механических свойств по результатам ГИС [2, 3]. Данное обстоятельство позволяет получить детальную картину изменения параметра K_{no} по разрезу скважины на основе использования параметра K_n .

Изменение параметра K_n пород с глинистым цементом обусловлено степенью катагенеза (или метаморфизма углей) и размером обломочных зерен пород (рис. 1, табл. 1). При этом показатель метаморфизма (Пм) довольно точно определяется по углехимическим и углепетрографическим данным [4], размер зерен и глинистый цемент пород — по данным ГИС [5]. Поэтому параметр K_n исследуемого слоя породы с достаточной точностью определяется по показателям Пм и d_3 .



Пм — параметр метаморфизма углей;
1 — песчаник к/з; 2 — песчаник с/з;
3 — песчаник м/з; 4 — алевролит

Рисунок 1 Общая пористость обломочных пород донецкого карбона в метаморфическом ряде углей

Таблица 1

Параметр метаморфизма и стадии метаморфизма углей Донбасса

Стадия метаморфизма	Параметр метаморфизма	
	от	до
ОБД	0	20
1Д	20	40
2Г	40	60
3Г	60	80
4Ж	80	120
5К	120	150

Коэффициент газонасыщенности. Для определения параметра k_2 необходимо задать величины коэффициентов a и n в уравнении (5) и значения параметров ρ_{zn} и $\rho_{вп}$. Коэффициент a обычно принимается равным единице. Численное значение коэффициента n может изменяться от 1,73 до 4,33. Для песчано-глинистых пород чаще всего значение коэффициента n изменяется от 2,00 до 2,16 и в среднем равняется 2,08 [6].

Связь параметров K_n и K_{no} показана на рисунке 2. Данная зависимость характеризуется некоторой универсальностью, допускающей определение параметра K_{no} без разделения песчаников по размеру зерен (d_3).

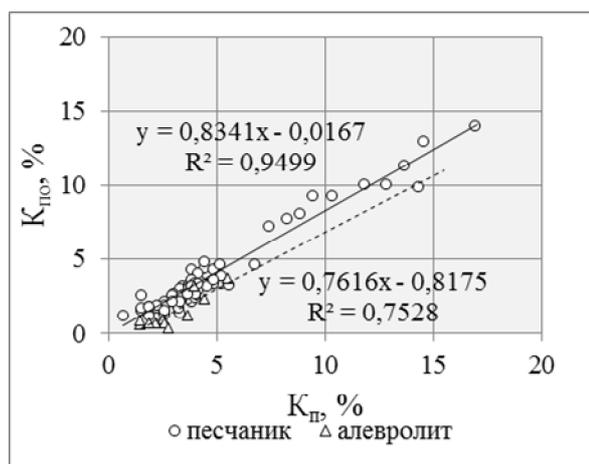


Рисунок 2 Связь открытой пористости (K_{no}) с общей пористостью (K_n) углевещающих пород. Донецкий каменноугольный бассейн, Очеретинская глубокая скважина К-900

При уменьшении пористости пород значение коэффициента n увеличится. По данным [7], вблизи северо-западной границы Донбасса в Днепро-Донецкой впадине, где параметр K_{no} песчаников среднего и верхнего карбона составляет около 4 %, коэффициент n равняется 5,2. При уменьшении размера зерен пород от песчаников до алевролитов и аргиллитов величина коэффициента n увеличивается соответственно от 5,2 до 6,9 и 9,5.

Приведенные данные свидетельствуют об увеличении коэффициента n угленосных пород с ростом катагенеза и уменьшением размера зерен пород. Однако ввиду отсутствия лабораторных данных по Донбассу значение данного коэффициента принято равным 2.

Учитывая выражения (3)–(6), получаем окончательную формулу для определения коэффициента k_2 углеводящих пород по их электрическим свойствам

$$k_2 = 1 - \left(\frac{\rho_{вн}}{\rho_{ен}} \right)^{0,5} \quad (7)$$

Чтобы воспользоваться выражением (7), необходимо получить значения параметра $\rho_{вн}$ для того же слоя породы, по которому геофизическим методом измерен параметр $\rho_{ен}$.

Параметр $\rho_{вн}$ в нефтегазовой геофизике рекомендуется определять несколькими способами [8]:

– путем измерения данного параметра в других скважинах, расположенных за контуром газоносности;

– путем расчета данного параметра на основании проведения повторных измерений или использования дополнительных методов ГИС;

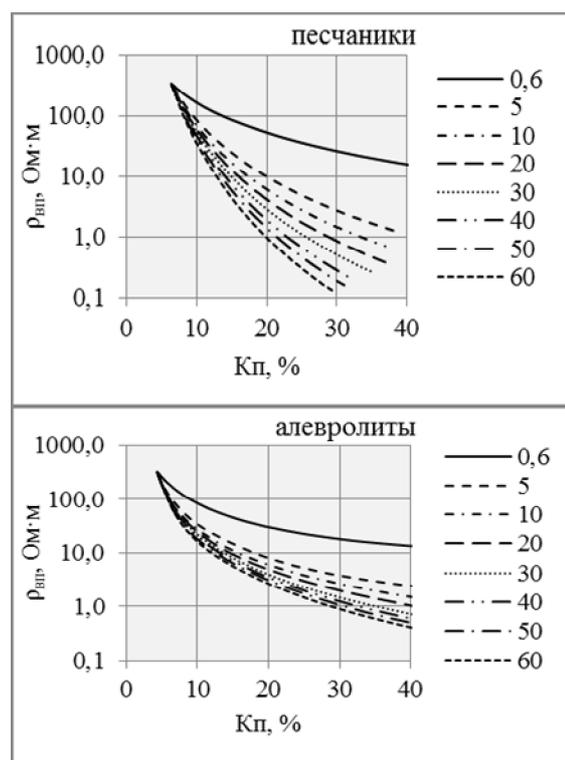
– на основе использования параметра пористости и удельного электрического сопротивления пластовых вод.

Применение указанных способов на угольных месторождениях является проблематичным по нескольким причинам. Так, определение параметра $\rho_{вн}$ в другой скважине нарушает идентичность состава и свойств

исследуемого пласта. Использование параметра пористости приводит к значимым погрешностям, поскольку уравнение данного параметра не остается постоянным на угольном месторождении [6]. Повторные измерения и использование дополнительных геофизических методов (не включенных в основной комплекс) реализуются в редких случаях и не позволяют изучать газоносность по всем пластам и скважинам.

Предлагаемый способ определения параметра $\rho_{вн}$ по данным угольной петрофизики является решением указанной проблемы. Способ заключается в расчете параметра $\rho_{вн}$ по факторам, определяющим его изменение: типу породы, минерализации пластовых вод (C_v), параметрам K_n и T_{nl} .

Связь параметра $\rho_{вн}$ с указанными факторами представлена на рисунке 3.



Шифр кривых — минерализация пластовых вод, г/л

Рисунок 3 Зависимость удельного электрического сопротивления водонасыщенных песчаников и алевролитов ($\rho_{вн}$) от коэффициента общей пористости (K_n) и минерализации пластовых вод при температуре 20 °С [6]

При использовании данной связи тип породы определяется по данным ГИС, параметр K_n — по типу породы и показателю Пм (см. рис. 1). Показатель C_e снимается с графика изменения данного показателя с глубиной (Н), построенного для исследуемого месторождения. Величина параметра ρ_{en} , полученная по рисунку 3, приводится к температуре пласта по формуле [3]

$$\rho_{nt} = \frac{\rho_{nt20}}{0.022 \cdot T_{nl} + 0,56}, \quad (8)$$

где ρ_{nt} — удельное электрическое сопротивление породы при температуре пласта, Ом·м;

ρ_{nt20} — удельное электрическое сопротивление породы при температуре 20 °С, Ом·м;

T_{nl} — температура пласта, °С.

Значения параметров ρ_{en} и K_n , определенные по петрофизическим связям, являются исходными данными для нахождения параметров k_e и K_{no} , по которым рассчитывается параметр $K_{нэф}$.

В формулу (1), используемую для определения показателя $X_{н.свб}$, наряду с параметром $K_{нэф}$, входят показатели P_{nl} , T_{nl} , a . Их определение не представляет особой трудности. Параметры P_{nl} и T_{nl} измеряются в ходе испытания пластов и выполнения ГИС. Обычно значения данных параметров снимаются с графиков их изменения с глубиной. Параметр a , учитывающий отклонение углеводородных газов от закона

Бойля — Мариотта, зависит от величин P_{nl} и T_{nl} [9]. С глубиной параметр a закономерно увеличивается и составляет 1,0 на земной поверхности, 1,02 на глубине 500 м, 1,04 на глубине 1000 м и 1,06 на глубине 1500 м.

Выводы. Таким образом, на основе данных угольной петрофизики разработан способ определения газоносности, заключающийся в использовании двух параметров удельного электрического сопротивления пород: измеренного в газоносном пласте (ρ_{en}) и приведенного к водонасыщенному состоянию этого же пласта (ρ_{en}).

Данный способ позволяет использовать результаты измерения параметра ρ_{en} электрическими методами ГИС и результаты определения коэффициента открытой пористости (K_{no}) и параметра ρ_{en} по петрофизическим данным. При помощи данного способа кривые угольного комплекса ГИС трансформируются в кривую изменения коэффициента газонасыщенности по разрезу скважины.

В предложенном способе эмпирические коэффициенты, входящие в выражение Арчи — Дахнова, приняты как постоянные величины. Предполагается, что дальнейшее развитие данного способа связано с установлением генетических и эпигенетических закономерностей изменения указанных коэффициентов.

Библиографический список

1. Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах [Текст]. — М. : Недра, 1977. — 96 с.
2. Гречухин, В. В. Изучение угленосных формаций геофизическими методами [Текст] / В. В. Гречухин. — М. : Недра, 1980. — 360 с.
3. Гречухин, В. В. Петрофизика угленосных формаций [Текст] / В. В. Гречухин. — М. : Недра, 1990. — 472 с.
4. Левенштейн, М. Л. Комплект карт метаморфизма углей Донецкого бассейна [Текст] / М. Л. Левенштейн, О. И. Спирина. — К. : ЦТЭ, 1991. — 104 с.
5. Руководство по геолого-геофизической методике изучения литологии отложений угольных месторождений [Текст] : утв. Министерством геологии СССР. — М. : ВНИИГеофизика, 1980. — 83 с.
6. Авчян, Г. М. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях [Текст] / Г. М. Авчян, А. А. Матвеев, З. Б. Стефанкевич. — М. : Недра, 1979. — 224 с.

7. Вижева, С. А. Петрофізичні параметри порід, перспективних на сланцевий газ (ділянки східного сектору Дніпровсько-Донецької западини) [Текст] / С. А. Вижева, В. А. Михайлов, Д. І. Онищук, І. І. Онищук // Геофізичний журнал. — 2014. — Т. 36. — № 1. — С. 145–157.

8. Дахнов, В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород [Текст] / В. Н. Дахнов. — М. : Недра, 1985. — 310 с.

9. Коэффициент сжимаемости природного газа [Электронный ресурс]. — Режим доступа : <http://www.chem21.info/page/219149164218215191156003115085227135229206125153/15.10.2020>.

© Иванов Л. А.

© Туманов В. В.

© Савченко А. В.

*Рекомендована к печати д.т.н., проф., зав. каф. СГ ДонГТИ Литвинским Г. Г.,
д.т.н., с.н.с., зав. отделом компьютерных технологий
РАНИМИ МОН ДНР Глуховым А. А.*

Статья поступила в редакцию 14.04.2021.

**PhD in Geological and Mineralogical Sciences Ivanov L. A., Tumanov V. V., PhD in Geological and Mineralogical Sciences Savchenko A. V. (RANIMI, Donetsk, DPR, ivanov.donetsk@mail.ru)
ASSESSMENT OF GAS-BEARING CAPACITY OF COAL-ENCLOSING ROCKS BY FREE GAS UNDER THE LACK OF GEOPHYSICAL PARAMETERS**

Based on the data of coal geophysics and petrophysics, a method for determining the gas-bearing capacity of coal-bearing rocks by free gas has been developed, in which the specific electrical resistance of gas-bearing formation is determined from well logging data, and the open porosity coefficient and the specific electrical resistance of the same formation in the water-saturated state are determined from petrophysical data.

Key words: *gas-bearing capacity, coal-enclosing rocks, geophysical methods.*