

среднем составляет 10 г/л. Расчетный дебит воды, поступающей из дегазируемого песчаника, изменяется от 31,3 до 37,2 м³/сут. при дебите газа 27 тыс. м³/сут.

Резкое увеличение притока воды в скважину в период с 19.01. по 30.01. и дальнейший её стабильный дебит 150-180 м³/сут. обусловлен некачественной изоляцией скважины. Принимая, для сравнения, средний дебит воды из дегазируемого песчаника 34 м³/сут. при стабильном дебите газа 27 тыс. м³/сут., определяем, что её доля в балансе общего притока воды в скважину 150 м³/сут. составляет 23 %.

УДК 553.94:550.8.07/08

Д-р. техн наук В.А. Гончаренко,
канд. техн наук Л.И. Пимоненко
(ИГТМ НАН Украины)

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОГНОЗА ЛОКАЛЬНЫХ ЗОН СКОПЛЕНИЯ МЕТАНА В УГЛЕПОРОДНОМ МАССИВЕ ДОНБАССА

На основі аналізу встановлених петрофізичних взаємозв'язків геологічних показників газоносності і геофізичних параметрів вуглепородного масиву обґрунтована можливість прогнозування в ньому зон скопчення метану

THE PETROPHYSICAL PARTICULARITIES OF PROGNOSIS OF THE LOCAL ZONES OF METHANE CONCENTRATION IN THE COAL-ROCK MASSIVE OF DONBASS

On the basis of the analysis petrophysical interconnections of the indexes of gas-bearing and of the geophysical parameters of the coal-rock massive, a possibility was substantiated for the prognosis in it in the zones of methane concentration

В мировой практике горного дела угольные месторождения сейчас разрабатываются таким образом, чтобы эффективно и безопасно было добывать не только уголь, но и сопутствующий газ метан. На шахтах Донбасса рост глубины разработки и интенсификация горных работ обостряют проблему безопасности, которую в частности можно решать путем создания эффективных способов дегазации углепородного массива на стадии строительства, эксплуатации и даже после закрытия горных предприятий.

Эффективное решение задач дегазации позволит обеспечить не только безопасное ведение горных работ, но и осуществить добычу метана. При этом возникает необходимость разработки научно-обоснованных методов для прогнозирования зон скопления метана (ЗСМ), из которых экономически целесообразно его извлекать. К сожалению, такие методы прогнозирования используют в основном дорогостоящую и трудоемкую геологическую информацию [1], в то время как при разведке угольных месторождений имеется большое количество скважинных геофизических измерений, которые выполняются непрерывно по

всем скважинам и в виде физических полей отражают газоемкостные характеристики углепородного массива.

Целью данной статьи является исследование петрофизических взаимосвязей основных геологических показателей газоносности углепородного массива с геофизическими параметрами, измеренными в процессе каротажа углеразведочных скважин, для обоснования возможности эффективного прогноза зон скопления метана.

Глобальные геодинамические процессы, под действием которых сформировался Донбасс, обусловили региональные условия образования, накопления и сохранения метана в бассейне: скорость и условия осадконакопления, степень катагенетических преобразований осадочной толщи; инверсию тектонических движений, интенсивность и характер деформаций отложений [2]. И если степень катагенетических преобразований в пределах бассейна характеризуется определенными закономерностями (она с северо-запада на юго-восток и с глубиной увеличивается), то остальные факторы распределены весьма неравномерно. Области повышенного содержания метана, связанные с этими факторами, представляют собой скопления или микрозалежи, которые формируют в Донбассе месторождения угольного метана, приуроченные к общему объему углепородной толщи и подчиненные единой региональной тектонической структуре.

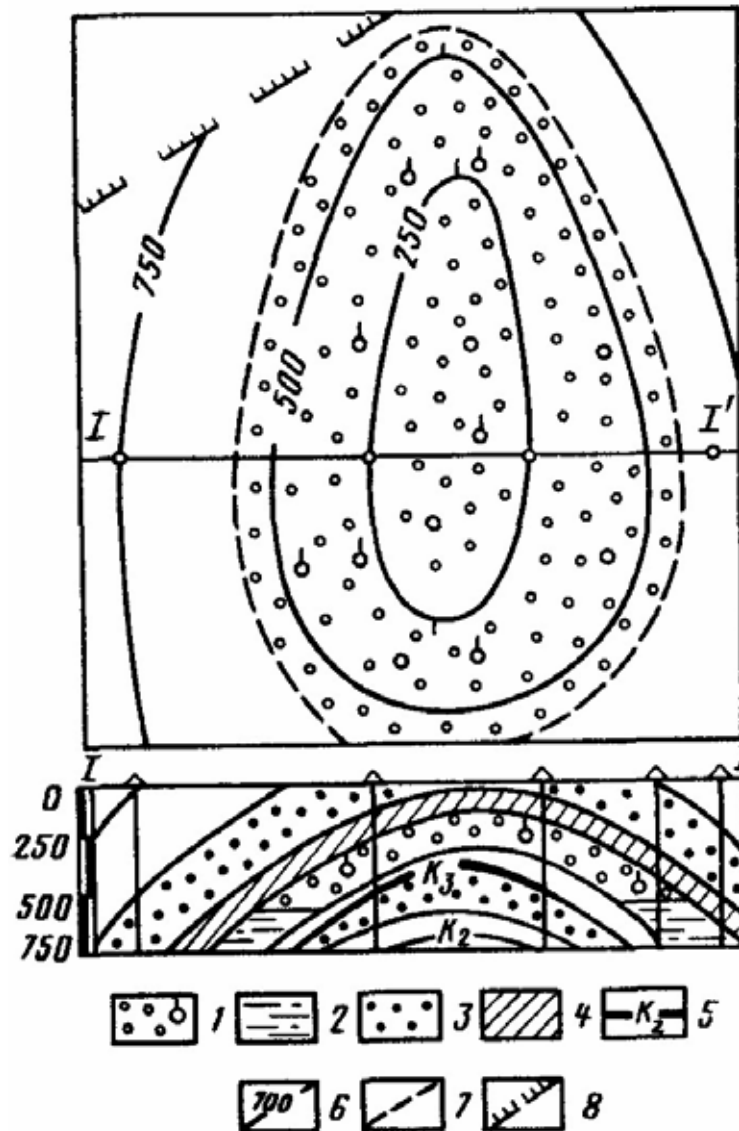
Каждое месторождение имеет определенные фоновые значения газоносности, которые обусловлены региональной степенью катагенетических преобразований, наличием определенного количества угольных пластов, специфической тектонической дислоцированностью, мощностью угленосной толщи и т.д. На этом фоне отдельные участки разведки и доразведки шахтных полей отличаются наличием локальных аномальных зон скопления метана, обусловленных в основном конкретными литолого-фациальными условиями углепородного массива и малоамплитудной тектоникой.

Малоамплитудные нарушения, занимающие определенный объем угленосной толщи, в сочетании с благоприятными литолого-фациальными условиями являются основными объектами исследований при прогнозе ЗСМ. На участках доразведки они ограничены: снизу отработываемым пластом; сверху – газозакрывающим интервалом. Теоретически рассчитано и экспериментально доказано [3], что мощность газонасыщенной толщи в подработанном массиве достигает 100 – 150 м.

Из опыта эксплуатации газовых месторождений известно, что существование в массиве скоплений газа в свободном состоянии возможно при наличии коллектора и покрышки (экрана). В горно-геологических условиях Донбасса наибольшее количество газа сосредоточено в угольных пластах, а во вмещающих породах коллекторами газа могут быть в основном крупнозернистые песчаники, трещиноватые углистые прослойки и вмещающие породы, экранами - аргиллиты либо известняки.

Таким образом, при некоторой степени формализации, локальные ЗСМ на

участках доразведки представляют собой определенный объем газонасыщенной углепородной толщи (горно-геологическая модель), характеризующийся наличием коллектора, покрышки, трещиноватой зоны, связанной с малоамплитудными антиклинальными складками или среднеамплитудными разрывами (крупноамплитудные являются границами шахтных полей) и ограниченный по горизонтали размерами тектонических структур, по вертикали: снизу отработываемым пластом, сверху - газозакрывающим пластом (рис. 1).



1-газонасыщенный песчаник, 2 – водонасыщенный песчаник, 3 – безнапорный горизонт, 4 – газупорный алевролит, 5 – угольный пласт и его индекс, 6 – изогипса кровли пласта, 7 – внешний контур ЗСМ, 8 – тектоническое нарушение

Рис. 1 – Зона скопления метана в антиклинальной структуре углепородного массива и разрез по линии I – I':

В ИГТМ НАН Украины накоплен значительный объем исследований по изучению природных и техногенных факторов на формирование скоплений метана в горном массиве, разработана основа тектонического районирования, разработаны геолого-геофизические методы прогнозирования газодинамических явлений и оценки геодинамической ситуации массива [4–7].

Эти разработки были взяты за основу исследований по выявлению в углепородном массиве аномальных зон скопления метана, которые тесно связаны с прогнозными и реальными зонами газодинамических явлений. В таких зонах наиболее значительна реакция массива на проводимые горные работы (выбросы угля, пород и газа, горные удары, суфляры и т.п.).

Весьма перспективными для решения задач связанных с прогнозом ЗСМ, могут быть скважинные геофизические методы исследования (каротажа), которые выполняются непосредственно вблизи основных объектов изучения – угольных пластов и вмещающих пород в этой зоне. В этот комплекс входят: метод кажущихся сопротивлений (КС-ГЗ) – параметр ρ_k ; методы бокового каротажа (БК), гамма-каротажа (ГК) и гамма-гамма-каротажа (ГГК-П), реализуемые аппаратурой БКР-3 – параметры ρ_k , σ_k , I_γ и $I_{\gamma\gamma}$; метод бокового токового каротажа (БТК) – параметр i_ϕ и метод кавернометрии (КМ) – параметр Δd .

С помощью указанных методов каротажа решаются следующие основные задачи: выделение угольных пластов и разделение вмещающих пород на основные литотипы в разрезах скважин, определение глубины залегания и мощности выделенных пластов, проведение корреляции разрезов скважин на изучаемом шахтном поле и выявление тектонических нарушений, подсеченных скважинами [7-9]. Такой же комплекс геофизических исследований можно использовать при освоении, эксплуатации и после закрытия шахты в режиме мониторинга для прогнозирования ЗСМ на участках разведки, доразведки и полях действующих шахт.

Для более эффективного использования геофизических методов исследования скважин на угольных месторождениях в 60-е годы стали использовать основы науки петрофизики, которая изучает закономерности формирования физических свойств углей и пород, изменения этих свойств и взаимосвязи их с геологическими параметрами – вещественный состав, структура и т.п.[7, 10]. Такой подход значительно повышает эффективность геофизических методов в углеразведочных скважинах и позволит разработать на качественно новом уровне методику прогноза газоносности угольных пластов и вмещающих пород в пределах выявленной ЗСМ.

Исследования и анализ корреляционных петрофизических связей между геологическими показателями, отражающими структурные и вещественные особенности угля и его состояние (горное давление и газ), и геофизическими параметрами, измеренными в скважинах против пластов в ЗСМ (электрическое сопротивление, естественная и наведенная радиоактивность, сила тока, изменение диаметра скважины), впервые показали, что между ними существуют устойчивые и однозначные петрофизические зависимости (коэффициенты корреляции).

ляции 0,4-0,7 при доверительном интервале надежности 0,9-0,95 и уровне значимости не менее 0,75).

Рабочие выборки исходной геолого-геофизической информации формировались из данных, полученных по геологоразведочным скважинам участков "Петровский-Глубокий", "Северо-Родинский 2" и "Самсоновский-Западный", расположенных в различных районах Донецкого бассейна. Чтобы исключить неоднозначность изменения физических свойств по разрезу и площади исследуемых угольных месторождений, связанных с действием первичных (генетических) и вторичных (эпигенетических) факторов, участки разведки выбирались в различных частях Донбасса, но с близкими условиями в пределах одной литолого-геофизической ступени (по разрезу) и одного литолого-геофизического участка (по площади). Для оценки тесноты связи между изучаемыми геолого-геофизическими данными использовался программный пакет типа Statistica.

На основе анализа многочисленных полей корреляции впервые установлено, что электрическое сопротивление, наведенная радиоактивность и кавернозность в ЗСМ на угольных пластах увеличиваются за счет повышения нарушенности – трещиноватости и снижения влажности, а естественная радиоактивность уменьшается со снижением содержания глинистых минералов в золе. Проведенный анализ взаимосвязей геологических показателей угольных пластов и геофизических параметров и установленные при этом закономерности позволили создать петрофизическую основу для обоснования расчета газоносности угольных пластов в ЗСМ путем использования многомерных математических моделей.

Проведенные нами исследования по разработке оптимального вида корреляционной зависимости $y = f(x_1, x_2 \dots x_n)$ для оценки газоносности угольных пластов осуществлялись на основе многомерного математического моделирования, реализованного пакетом прикладных программ типа Mathcad.

Диапазон исследуемых функций находился между линейными уравнениями вида

$$y = a_0 + a_1x_1 + a_2x_2 + \dots + a_nx_n \quad (1)$$

и нелинейными в виде полинома второго порядка

$$y = a_0 + \sum_{i=1}^n a_i x_i + \sum_{j=1}^n a_j x_j^2 + \sum_{k=1}^n \sum_{m=1}^m a_{km} x_k x_m. \quad (2)$$

Для расчета использовались различные варианты исходных геолого-геофизических данных по степени обобщения (участок разведки, шахтное поле, район с несколькими объектами такого типа).

Анализ исследованных вариантов уравнений осуществлялся на основе использования шагового регрессионного метода, заключающегося в наращивании

переменных в исходное неполное уравнение до тех пор, пока уравнение не станет удовлетворительным по всем статистическим оценкам. В результате пришлось отказаться от линейной зависимости (1) и от полного полинома второго порядка (2), так как оптимальным уравнением для отдельных шахт оказался полином второй степени без смешанных членов

$$y = a_0 + a_1x_1 + \dots + a_nx_n + b_1(x_1)^2 + \dots + b_n(x_n)^2, \quad (3)$$

где y – показатель газоносности; $x_1, x_2 \dots x_n$ – геофизические параметры; $a_0, a_1, a_2 \dots a_n, b_1, b_2 \dots b_n$ – коэффициенты полинома.

Анализ изменения значений остаточных средних квадратов для приведенных видов уравнения указывает на то, что оптимальный вид уравнение обретает в варианте (3) и добавление смешанных членов существенно не повышает достоверность расчета прогнозируемого показателя газоносности. Полином второй степени без смешанных членов оказался весьма устойчивым видом регрессионного уравнения при решении задач прогноза газоносности на всех перечисленных объектах исследований в Донбассе (рис. 2).

В качестве оценки надежности рассчитанных уравнений регрессии используются их выходные характеристики (остаточная дисперсия, коэффициент корреляции, коэффициент надежности коэффициента корреляции).



а – участок Северо-Родинский (Красноармейский район); б – участок Бутовский-Глубокий (Донецко-Макеевский район); в – поле шахты им. Калинина (Центральный район)

Рис. 2 – Зависимость остаточных средних квадратов $S^2(P)$ от вида и варианта уравнений для объектов в Донбассе:

Сложнее дело обстоит с прогнозом газоносности во вмещающих породах в ЗСМ на неотработанных площадях, где удельное содержание метана значительно ниже по сравнению с угольными пластами. В этом случае опыт количественного определения газоносности угольных пластов статистическим путём дает большие ошибки и остается использовать результаты геофизических ис-

следований в скважинах для выделения пород коллекторов в пределах ЗСМ и затем количественно оценивать их газонасыщенность прямыми методами (газовый каротаж или пакерный способ – КИИ-65 и т.п.[1, 8]).

В этом плане был проведен анализ большого количества сопоставлений диаграмм стандартного комплекса каротажа и кривых изменения значений потенциальных показателей газоносности песчаников (петрографических, физико-механических и т.п., характерных для коллекторов и не коллекторов), построенных по данным кернового опробования, который показал, что физические характеристики, измеряемые электрическими, радиоактивными и акустическими методами каротажа, имеют визуальную связь с отдельными геологическими показателями газоносности пород.

Так повышенные значения электрического каротажа ρ_k (методы КС-ГЗ и ПЗ) против газоносных песчаников обусловлены более высокими по сравнению с негазоносными значениями $Q_{обл}$ (содержание кварца), d (размер зерна), C (протяженность контактов), σ_p , E (предел прочности на растяжение и модуль Юнга), $K_{он}$ (коэффициент открытой пористости), а также с уменьшением $C_{сл.-гл.}$ (содержание слюдисто-глинистых минералов). Параметр гамма-каротажа J_γ (метод ГК) у газоносных песчаников имеет пониженное значение, т.к. эти песчаники содержат малое количество $C_{сл.-гл.}$ и отличаются высокими значениями $K_{он}$.

Параметр гамма-гамма-каротажа $J_{\gamma\gamma}$ (метод ГГК), характеризующий плотность пород, имеет прямую связь с $k_{он}$ и $C_{сл.-гл.}$. Газоносные песчаники отличаются повышенной пористостью и прочностью, но при этом их плотность повышается за счет увеличения содержания кварца, протяженности контактов между зернами (растет плотность минерального скелета песчаника). Против таких пород наблюдается минимальные значения параметра $J_{\gamma\gamma}$.

Параметр J_{ny} (метод НГК), характеризующий водородосодержание, пористость и газонасыщенность пород, против газоносных песчаников имеет повышенные значения и возрастает по мере увеличения в песчанике $Q_{обл}$, $Q_{рег}$, d , C , $k_{он}$ и снижения $C_{сл.-гл.}$, σ_p и E .

Параметры акустического каротажа V_p и V_s имеют повышенные значения около газоносных песчаников вследствие больших значений упругих свойств песчаников, которые функционально связаны с V_p и V_s .

Анализ петрофизических особенностей газоносных и негазоносных песчаников позволил установить критерии формы аналоговых геофизических кривых необходимых для прогнозирования контуров зоны скопления метана в углепородном массиве.

На рис. 3 приведено схематическое изображение обобщенных геофизических кривых комплекса каротажных методов, записанных против потенциально газоносных и негазоносных песчаников в Донбассе. Выявленные закономерности изменения этих кривых можно использовать для качественной интерпретации каротажных диаграмм при выделении газоносных песчаников в ЗСМ.

Литологический тип породы	Степень газоносности	Геофизические параметры						
		КС-ГЗ 0 →	КС-ПЗ 0 →	ГК 0 →	ГГК 0 →	НГК 0 →	V _p 0 →	V _s 0 →
Песчаник	негазоносный							
	газоносный							

Рис. 3 – Обобщенное сопоставление геофизических параметров каротажа, записанных против газоносных и негазоносных песчаников в Донбассе

Таким образом, проведенные петрофизические исследования взаимосвязи основных геологических показателей потенциальной газоносности угольных пластов и песчаников из зон скопления метана и вне этих зон с параметрами каротажа позволили обосновать применение результатов скважинной геофизики для разработки эффективной методики прогнозирования в углепородном массиве локальных зон скопления метана в горно-геологических условиях Донбасса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методика определения газоносности вмещающих пород угольных месторождений при геологоразведочных работах. – М.: Недра, 1988. – 110с.
2. Гончаренко В.А., Пимоненко Л.И., Пимоненко Д.Н. Влияние геодинамических процессов на петрофизические свойства углепородного массива Донбасса // Сб. научн. тр. НГУ Украины, № 15, Том 2. – Днепропетровск: РИК НГУ, 2002. – С.19 – 24.
3. Лукинов В.В., Баранов В.А., Капланец Н.Э. Методика построения карт газозакрывающих интервалов // Геотехн. механіка: Межвід. зб. наук. праць.– Дніпропетровськ: ІГТМ НАН України, 2002. – Вип. 37. – С.57 – 61.
4. Забигаило В.Е. Геологические основы теории прогноза выбросоопасности угольных пластов и горных пород. – К.: Наук. думка, 1978. – 164 с.
5. Тектоника и горно-геологические условия разработки угольных месторождений Донбасса / Забигаило В.Е., Лукинов В.В., Пимоненко Л.И. и др. – Киев: Наук. думка, 1994. – 150 с.
6. Лукинов В.В., Пимоненко Л.И., Гончаренко В.А., Баранов В.А. Основы тектонического районирования Донбасса // Уголь Украины. – Киев, 1995. – №2. – С.39 – 41.
7. Гончаренко В.А. Петрофизические основы технологии прогнозирования выбросоопасности угольных пластов: Автореф. дис...д-ра техн. наук: 05.15.11 / Ин-т геотехн. механики НАН Украины. – Днепропетровск, 2000. – 32 с.
8. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. – М.: Недра, 1985. – 216 с.
9. Гречухин В.В. Петрофизика угленосных формаций. - М.: Недра, 1990. – 472 с.
10. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. – М.: Недра, 1991.– 368 с.