



УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **19102** (13) **U**
(51) МПК (2006)
E21C 39/00

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ

ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

видається під
відповідальність
власника
патенту

(54) СПОСІБ ВИЗНАЧЕННЯ ГАЗОНОСНОСТІ ВУГІЛЬНИХ ПЛАСТІВ

1

(21) u200510742

(22) 14.11.2005

(24) 15.12.2006

(46) 15.12.2006, Бюл. № 12, 2006 р.

(72) Посудієвський Олексій Брониславович, Посудієвський Ростислав Олексійович

(73) УКРАЇНСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИЙ ІНСТИТУТ

(57) Спосіб визначення газонасності вугільних пластів, що включає визначення зв'язку газонас-

2

ності по розвідувальних свердловинах з геологічними умовами залягання пластів у кожному пластопересіченні з виключенням низьких значень газонасності (менше середніх на об'єкті, що вивчається), який **відрізняється** тим, що у вихідний масив даних для розрахунків включають тільки результати визначення газонасності по пробах, підібраних кернагазонабірниками, із тиском газу в кернаприймачі від 0,31 до 0,8МПа.

Корисна модель відноситься до гірничої справи і призначена для визначення газонасності вугільних пластів (ГВП) по всім розвідувальним свердловинам з метою детального картування цього показника і виділення зон підвищеного вмісту газів за даними геологоровідувальних робіт.

Відомо, що ГВП у зоні метанових газів змінюється у широких межах. Це зумовлено комплексом факторів, пов'язаних з історією геологічного розвитку регіону, тектонічною будовою родовища, петрографічним складом і метаморфізмом вугілля, вугленасиченістю і літологічним складом продуктивних відкладів, гідрогеологічними умовами і т.д. [1]. Природна ГВП вивчається в основному за допомогою відбору проб спеціальними кернагазонабірниками (КГН) в об'ємах, передбачених відповідною інструкцією. Поряд з тим, що тільки частина пластопересічень підпадають під опробування, до 30-50% проб КГН відбраковуються згідно технологічним критеріям. Одним з них передбачається віднесення до представних проб з тиском газу в кернаприймальній камері більш 0.2-0.3МПа [2]. Але й після цього точність визначення ГВП залишається низькою. Величина газонасності у серіях із двох-трьох представних проб, з одного пластопересічення відрізняється від ± 10 до $\pm 40\%$ відносно середнього значення. Внаслідок використання таких даних прогнозні карти ГВП за результатами геологоровідувальних робіт є схематичними, що не дозволяє виявити і оконтурити локальні зони підвищеної газонасності, встановити їх зв'язок з геологічними факторами.

Найбільш близьким до заявленого способу є прогнозування локальних скупчень газів у вугільних пластах на підставі визначення ГВП по всім розвідувальним свердловинам за допомогою розрахунків ГВП в окремих пластопересіченнях залежно від комплексу геологічних параметрів (ГП) [3]. В якості останніх використані: абсолютна відмітка пласта, показники його морфології, якості вугілля, літологічний склад вміщуючих порід, тектонічні умови залягання пластів. Послідовне виключення з масиву вихідних даних пластопересічень з низькими значеннями газонасності і відповідними їм ГП дозволило вибрати найбільш ефективну модель і вперше виконати визначення ГВП по всім розвідувальним свердловинам, скласти детальну прогнозну карту газонасності пласта і виділити зони підвищеного вмісту газів. Подальші дослідження показали, що достовірність отриманих даних не перевищує 0.7. Рівень надійності прогнозів, які можуть використовуватися для оцінки гірничогеологічних умов залягання вугільних пластів, повинна бути не нижче 0.8, тому викладений вище підхід потребує удосконалення.

Метою корисної моделі є підвищення точності визначення ГВП в окремих пластопересіченнях по комплексу ГП на основі перегляду вимог до оцінки представництва газових проб, відібраних за допомогою КГН. Вказана мета досягається тим, що по кожному пласту складають таблицю результатів газового опробування у свердловинах з використанням КГН. При цьому враховують тільки проби з тиском газу у кернаприймачі від 0.31 до 0.80МПа. У містах відбору проб визначають комплекс ГП

(19) **UA** (11) **19102** (13) **U**

(глибину пласта, потужність вугільних пачок та їх кількість; зольність, сірчаність, вихід летких речовин, товщину пластичного шару вугілля; відстань між ізогіпсами, мінливість цього показника в районі свердловини при зміні кута падіння, відстань до порушень та флексур у піднятому та опущеному крилах на плані підрахунку запасів пласта; відстань у розрізі до першого шару вугілля і пісковика та їх потужність у покрівлі та підшві вугільного пласта). За допомогою багатомірного аналізу по величині множинного коефіцієнту кореляції оцінюють ступінь залежності ГВП від комплексу ГП. На початку його розраховують по всім даним, а потім послідовно по групам проб з газоносністю, яка перевищує середні значення і значення менш середніх на $2,4\text{м}^3/\text{тсбм}$ і т.д. Варіант з найбільшим множинним коефіцієнтом кореляції і відповідне рівняння використовують для прогнозування газоносності пласта за комплексом ГП по всім пластопересіченням і подальшій побудові за цими даними детальної карти.

Наприклад, пласт m_3 на шахтах ім. Бажанова, Чайкіно, ділянках Чайкіно-Глибокій №2 та Бутовській Глибокій у Донецько-Макіївському районі Донбасу на площі 62км розвіданий 380 свердловинами. По цим свердловинам отримано 105 представницьких проб згідно діючих критеріїв з газоносністю від 6.2 до $39.4\text{м}^3/\text{тсбм}$, складені схематичні прогнози карти. Тиск газу у керноприймачі від 0.31 до 0.80МПа мають 67 проб з газоносністю $7.2-33.8\text{м}^3/\text{тсбм}$, середнє значення $18.0\text{м}^3/\text{тсбм}$. По всім пластопересіченням з газовими пробами визначені перелічені вище ГП. Множинний коефіцієнт кореляції залежності газоносності від комплексу ГП для 105 проб склав 0.58, для 67 проб - 0.76. Додатково проведені розрахунки для груп проб з газоносністю більш 18.0, 16.0 і $14.0\text{м}^3/\text{тсбм}$, відповідно отримані такі значення коефіцієнту: 0.83, 0.85 і 0.79. Рівняння, відповідаюче найбільшому коефіцієнту, використане для розрахунку прогнозої газоносності за даними ГП по всім пластопересіченням, складена детальна карта газоносності пласта m_3 . На ній вперше по багатьом пластопересіченням виділені зони як зниженої до 16-20, так і підвищеної до $26-32\text{м}^3/\text{тсбм}$ газоносності пласта. На площі останніх зон розташовані лави з підвищеною газозбагаченістю при видобутку вугілля. Таким чином, отримане підтвердження ефективності використаного підходу до прогнозування газоносності вугільних пластів.

Відомо, що тиск газу у вугільних пластах близький до гідростатичного, тобто на глибинах більше 100м перевищує 1МПа. Величина цього параметра в керноприймачі КГН визначається також конструктивними особливостями приладу і технологією відбору проб. Нами вивчені дані по 1089 представницьким пробам, відібраним КГН з 21

вугільного пласта свит C_3^1 , C_2^7 , C_2^6 і C_2^5 на перелічених раніше шахтах і ділянках.

Глибина відбору проб склала від 260 до 1680м, газоносність 5-40, у середньому $15-20\text{м}^3/\text{тсбм}$, тиск газу у керноприймачі 0-1.6МПа. При збільшенні глибини відбору проб тиск газів в керноприймачі у цілому росте, але діапазон мінливості його величини залишається дуже широким. Наприклад, в інтервалі глибин 600-800м він складає 0-1.2МПа, 1400-1600м - 0-1.6МПа.

Істотне значення має зміна ГВП при збільшенні тиску газів в керноприймачі. Середні значення газоносності підраховані послідовно для тиску 0-0.1МПа, 0.11-0.2МПа і т.д. до 1.5-1.6МПа. Виявилось, що знижені значення газоносності $12.6-14.5\text{м}^3/\text{тсбм}$ характерні не тільки для тиску 0-0.3МПа, але й 0.81-1.6МПа. В інтервалі тиску 0.3-0.8МПа середня ГВП стійко складає величину $15.6-17.1\text{м}^3/\text{тсбм}$. Тиск менше 0.3МПа мають 14.6% проб, більш 0.8МПа- 20.6%.

Зниження ГВП при збільшенні тиску газів в керноприймачі понад 0.8МПа суперечить закономірному їх зв'язку і свідчить про втрати газу через порушення герметичності, пов'язаної з конструктивними особливостями КГН. Вказаний тиск обмежує ділянку ефективного його використання. Отриманий висновок підтверджується також і розрахунками залежності ГВП від комплексу ГП

Патентний пошук за 1980-1995рр. привів до виявлення одного близького за ідеєю винаходу [4]. Але його не можна розглядати в якості аналога, через те, що він розроблений для геологічних умов Кузнецького басейну, які суттєво відрізняються від Донецького басейна і передбачає прямий розрахунок ГВП по комплексу геологічних і геофізичних параметрів. Наш винахід тільки встановлює додаткові обмеження при створенні масиву вихідних даних окремо для кожного родовища або великого тектонічного блоку, а не для басейна в цілому.

Використання запропонованого винаходу підвищить надійність прогнозування ГВП на стадії геологорозвідувальних робіт.

Джерела інформації:

1. Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах. - М: Недра, 1977. - 96с.

2. Анциферов А.В., Тиркель М.Г. и др. Газоносность угольных месторождений Донбасса. - Киев: Наук. думка, 2004. - 231с.

3. Посудиевский А.Б., Посудиевский Р.А. Прогнозирование локальных скоплений газа в угольных пластах. // Уголь Украины. - 2002. - №2-3.

4. Батугин С.А., Кнуренко В.А. и др. Способ определения природной газоносности угольного пласта. О и И, 1981, №43.