

нитного и т.д.) воздействия на углепородный массив с целью эффективного высвобождения газа-метана.

Как для НАН Украины, Минэнергоугля, так и для крупных угледобывающих компаний гораздо правильнее было бы выделить денежные средства на глубокое исследование данного вопроса, а затем уже промышленной добычи газа-метана для того чтобы инвестиционные деньги компаний использовались более эффективно.

Давно назрела необходимость создания аппаратуры, которая позволит вести контроль за метанообильностью участков и за газовым балансом выемочного участка, с учетом результатов дегазации, вентиляции, газоотсоса, проявления суффлярных выделений газа-метана, повышенного выделения газа-метана из геологических нарушений, что в конечном итоге позволит предвидеть аварийные ситуации в виде опасного скачкообразного повышения концентрации газа и прогнозировать, а значит избежать их.

УДК 622.324.5:553.94(477.61.62)

Канд. техн. наук Є. М. Старосельський
(ТОВ «Єврогаз України»),
д-р геол.-мін., геогр., техн. наук Г.І Рудько
(Державна комісія України по підрахунку запасів),
инж. М.М. Лизанец
(ПАТ «Нові Технології»)

ОСОБЛИВОСТІ ВИДОБУТКУ МЕТАНУ З ВУГІЛЬНИХ ГОРИЗОНТІВ В СВІТІ

Охарактеризованы особенности добычи метана в различных угледобывающих регионах мира, приведена их сравнительная характеристика. Дан химический анализ метаносодержащих газов и показано, как их соотношение влияет на характеристики метана, подлежащего утилизации.

SPECIFICS EXTRACTION OF METHANE FROM COAL HORIZONS IN THE WORLD

The features of booty of methane in different coal-mines regions of **world** are described, their comparative description is resulted. The chemical analysis of methane-contents gases is given and it is shown, as them correlation influences on descriptions of methane subject to utilization.

Нині 8 % усього світового видобутку газу становить метан вугільних родовищ. Розрізняють три основні типи цього газу: шахтний вугільний метан (англ. – *Coal-mine methane* – СММ), метан закинутих шахт (*Abandoned mine methane* – АММ), метан непорушених вугільних пластів (*Virgin Coalbed methane* – VCBM, СВМ). Газ вугільних родовищ (метан непорушених вугільних пластів) відрізняється від традиційного тим, що накопичується у вугіллі в результаті адсорбції. Цей газ приурочений до вугільних басейнів світу, його запаси визна-

чаються об'ємами вугілля, його метаморфізмом, вологістю, вмістом домішок. Об'єм газу, що вміщає вугільний пласт, залежить від багатьох чинників, у тім числі від хімічного складу вугілля і геологічної історії басейну (<http://www.ags.gov.ab.ca/energy/cbm/index.html>). Спочатку СВМ видобували, щоб просто зменшити вибухонебезпечність шахт, однак пізніше зрозуміли, що він важливий також в екологічному і комерційному аспектах (Dallegge, Berker, 2001).

Станом на 2006 р. світові запаси СВМ становили 143 трлн м³, на сьогодні його видобуто з надр тільки 1 трлн м³ (<http://www.worldcoal.org/coal/where-is-coal-found>). Найбільші запаси метанового газу відкрито в Канаді (17-92 трлн м³), Росії (17-80), Китаї (30-35), Австралії (8-14), Америці (4-11 трлн м³). Водночас чимало експертів зазначає, що більшість запасів вугільного газу досі не відкриті.

Інтерес до метанового газу великий, оскільки в однакових об'ємах порід його міститиметься в 6–7 разів більше, ніж традиційного. Газ метан у тій чи іншій кількості є в усіх вугільних пластах, тому пошукові ризики дуже малі порівняно з традиційними покладами. Великою перевагою газу СВМ є його чистота, проста технологія очищення (достатньо дегідратації і стискання). Дуже важливо також, що видобуток метану зменшує небезпеку вибухів у шахтах, тому цей процес важливий і з соціального погляду. Для видобутку СВМ, як правило, бурять неглибокі свердловини. Практика показала, що СВМ-свердловини більш довгоживучі порівняно з традиційними, оскільки вони не обводнюються. Економічна ефективність видобутку СВМ залежить від 4 чинників: дебітів газу, собівартості видобутку, ринкової ціни на газ і наявності ринків збуту. Дебіти свердловин, які дають вугільний метан, дуже різняться: низькодебітні – кілька тис. м³, високодебітні – 10–20 тис. м³ за добу. Поряд із зазначеними перевагами видобуток СВМ має низку недоліків, зокрема низькі дебіти більшості свердловин, необхідність буріння великої їх кількості, відкачування великих об'ємів води, екологічні проблеми, пов'язані з утилізацією відкачаної води. Незважаючи на наведені недоліки, видобуток метанового газу з року в рік збільшується. Так, в Америці в 1990 р. його було видобуто 5 млрд м³, у 1995 – 27, у 2009 – 56 млрд м³ (<http://www.pr-inside.com>).

За кількістю пробурених свердловин, об'ємами видобутку СВМ світовими лідерами є США і Канада, нині 8% всього видобутку Канади становить СВМ. Видобуток газу в значних об'ємах ведеться також в Австралії, Канаді, Китаї. В Росії в Кузбаському басейні біля міста Кемерово, Кузбаська енергетична компанія в 2011 р. почала видобувати СВМ, який використовуватиметься як паливо для роботи генераторів електроенергії. У результаті видобутку метану з вугілля економитиметься близько 830 млн м³ природного газу в рік, а викиди CO₂ будуть зменшуватися кожний за рік на 30 т (www.ge.com/energy). В Україні видобуток СВМ сьогодні не ведеться, хоча верхня межа метанової зони в Донбасі знаходиться на глибині від 50 м до 1000 м, а в районі міст Єнакієво, Микитівка, Шахтарьок – 50–200 м (Анциферов та ін., 2009).

Традиційний газ містить такі компоненти: метан (CH₄), етан (C₂H₆), пропан (C₃H₈), бутан (C₄H₁₀), пентан (C₅H₁₂) та інші алкани. Метан – основний компо-

нент природного газу, його вміст може досягати 98 %. Крім того, до складу природного газу іноді входять сірководень (H_2S), вуглекислий газ (CO_2), азот (N_2), невелика кількість гелію (He). На відміну від традиційного газу СВМ ніколи не містить конденсату. Сучасна наука вважає, що СВМ так само, як і традиційний газ, синтезується в результаті перетворення органічної речовини в процесі діагенезу (Kolesnikov et al., 2009). На початкових стадіях утворюється біогенний метан, на пізніших під впливом високої температури – термогенний метан. Домінує при цьому температура, тиск і час – пришвидшують або гальмують цей процес. Однак в аспекті формування покладів вуглеводнів між традиційним і СВМ накопиченням є велика відмінність: для формування традиційного покладу газу мають бути колектор, флюїдоупор і пастка, для формування СВМ – потрібен тільки вугільний пласт. Газ у типовому покладі залягає в порах і тріщинах, є чітко виражений газонафтовий чи газоводяний контакт.

На відміну від традиційного газу у вугільному пласті має іншу природу. Експерти Американської геологічної служби зазначали, що СВМ у вугільному пласті може знаходитись у вигляді: 1) газу всередині пор і тріщин; 2) газу, розсіяного у воді вугільних пластів; 3) газу, адсорбованого поверхнею вугілля; 4) газу, адсорбованого внутрішніми молекулами вугілля; 5) газу, адсорбованого внутрішньою структурою вугілля. Фахівці стверджують, що основні об'єми газу в вугіллі перебувають в адсорбованому стані. У вугільному пласті газоводяного контакту немає. Значно відрізняються також технології видобутку природного газу і СВМ. Традиційний газ можна видобувати з однієї свердловини, а для видобутку СВМ треба відкачувати воду і бурити низку свердловин.

Основні відмінності між традиційним газом і СВМ наведено в табл. 1. При пошуках традиційних покладів вуглеводнів насамперед шукають пастку, материнську породу, флюїдоупор і колектор. Під час аналізу вугільного горизонту увагу акцентують на поширенні вугільного пласта по площі родовища, його газонасиченості, ступені насичення вугленосного пласта газом (недонасичений, насичений, пересичений) (Loftin, 2009). Щоб оцінити перспективи газонасиченості вугільного басейну, передусім визначають ступінь метаморфізму вугілля. Вміст газу, як правило, збільшується з підвищенням ступеня метаморфізму вугілля. Успенський та ін. (1954) показали, що під час вуглефікації 1 т органічної речовини до марки Б утворюється 68 м^3 метану, до марки Д – 150, до марки Г – 212, до марки Ж – 230, до марки К – 279, до марки Т – 333, до марки А – 420 м^3 . Отже, за однакових умов вугілля вищого ступеня метаморфізму міститиме більшу кількість газу. Найперспективнішим щодо пошуку метанового газу є вугілля марок Д–Т, оскільки антрацитове (марки А) може мати високу густину і дуже низьку проникність. Компанія Везерфорд критичними аналізами під час оцінювання запасів вугільного газу вважає: а) оцінювання ступеня метаморфізму вугілля; б) аналіз складу вугілля, визначення вмісту домішок; в) загальний вміст газу в свіжому керні; г) об'єм десорбованого газу; д) склад десорбованого газу; е) ізотерми адсорбції; є) ефективну проникність; ж) ступінь насичення (<http://www.weatherfordlabs.com>).

Таблиця 1 - Відмінність між традиційним природним газом і СВМ

Чинник	Традиційний газ	СВМ
Акумуляція газу	Необхідні колектор, флюїдоупор і пастка	Необхідний тільки вугільний пласт
Знаходження газу в покладі	Вгорі – газ, внизу – вода, чіткий газовод. контакт	Газоводяний контакт відсутній
Локалізація газу	У порах і тріщинах	У порах, тріщинах, основна маса – в адсорбованому стані
Об'єм газу	Залежить від об'єму пор	У 6–7 разів більший, ніж у традиційному колекторі
Видобуток газу	Газ виділяється без стимуляції	Потрібно відкачувати воду, щоб зниз. тиск і вивільн. газ
Компонентний склад	Метан, етан, пропан, бутан, пентан, азот, вугл. газ, гелій	Метан, вуглекислий газ
Процес акумуляції	Газ у газуватому стані в порах	Газ, адсорбований структурою вугілля

Для аналізу СВМ потрібні такі дані: потужність вугільного пласта (загальна, ефективна), об'єм дренажування, пористість, проникність (абсолютна, відносна), властивості рідини, об'єм і властивості газу (склад, вміст) (Aminian, 2000). Залежно від вмісту води вугілля буває мокрим і сухим. Основна кількість вугілля – мокра, сухе вугілля трапляється відносно рідко. Під час видобутку газу із сухого вугілля воду відкачувати не потрібно. Водночас це вугілля дуже чутливе до води, воно створює труднощі при бурінні і закінченні свердловин (Loftin, 2009).

Запаси традиційного газу підраховують такими методами: об'ємним, аналоговим, матеріального балансу, аналізу кривих падіння видобутку. Об'ємний метод широко застосовують на ранніх стадіях розвідки й експлуатації родовища, коли немає інформації щодо видобутку. За цим методом можна підраховувати запаси в будь-який час розробки родовища. Для визначення запасів нафти, газу об'ємним методом потрібні такі параметри: ефективна потужність продуктивного горизонту, поширення пласта, пористість, газонасиченість, параметри пластового газу, а також пластовий тиск і температура.

Процедура підрахунку початкових запасів включає: а) визначення об'єму нафтонасичених порід множенням ефективної потужності газоносного горизонту на його поширення; б) встановлення пористості на підставі лабораторних даних і даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС); в) обчислення водонасиченості за лабораторними даними і ГДС; г) аналіз пластового газу, визначення його молекулярної маси, зміни об'єму газу в разі переходу від пластових умов до поверхневих; д) розрахунок початкових геологічних запасів (m^3) за формулою

$$G = V F (1 - S_w) T_s P_i / P_s T_i Z,$$

де V – об'єм породи; F – її пористість; $1-S_w$ – газонасиченість; T_s, P_s – стандартні температура і тиск; T_i, P_i – пластові температура і тиск; Z – параметр, який виражає розширення газу під час переходу від пластових умов у поверхневі стандартні.

Щоб знайти параметр Z , потрібно знати молекулярний склад газу або відсотковий вміст метану, етану, пропану, бутану, пентану, гексану, азоту, вуглекислого газу і сірководню, а також критичні температури і тиски для кожного компонента. Початкові геологічні запаси газу (фут³) обчислюють за формулою

$$G \text{ (MMCF)} = V \cdot 43,560 F (1-S_w) T_s P_i / P_s T_i Z.$$

Основним недоліком цього методу є його низька точність, залежність від багатьох параметрів. Так, точність визначення меж газового покладу залежить від детальності вивчення геологічних особливостей родовища, насамперед від наявності блоків, літологічних виклинювань, розломів. Без достатньої кількості свердловин, належної якості геофізичних матеріалів, вивчення кернів вірогідно установити межі покладу складно. Під час підрахунку запасів беруть середні значення пористості, газонасиченості, ефективної потужності, які можуть дуже змінюватись по площі родовища і вносити похибки. Особливо складно визначити реальний коефіцієнт видобутку при підрахунку видобувних запасів газу, який залежить від типу та якості порід, структурних особливостей продуктивного пласта (наявності порушень, непроникних бар'єрів, літологічних виклинювань), властивостей пластової рідини, об'ємів відбору та інших чинників.

Метод матеріального балансу застосовують на пізніших стадіях розвідки родовища, як правило, після видобутку 10–20 % усіх його запасів. Вірогідність підрахунку залежить від кількості та якості даних, насамперед від точності замірів температур, тисків, об'ємів видобутого газу і рідини. Типовим виразом методу матеріального балансу є залежність

$$P/Z = P_1/Z_1 - Q P_1/Z_1 OOIP,$$

де P – тиск у пласті в даний момент; Z – коефіцієнт стискання газу за даного тиску; P_1 – початковий тиск; Z_1 – коефіцієнт стискання за початкового тиску; Q – загальний видобуток із пласта; $OOIP$ – початкові запаси.

Цим методом можна розрахувати кількість нафти, газу і води в покладі за даними аналізу зміни тиску. Низка чинників (підвищений тиск у пласті, активний водонапірний режим, низька проникність пласта, погана поширеність пласта по горизонталі чи вертикалі, середній або сильний водонапірний режим) зменшують точність підрахунку запасів методом матеріального балансу. Великим недоліком є те, що поклад розглядають як велику посудину, що знаходиться під сталим тиском.

Метод аналізу кривих падіння видобутку застосовують за достатньої кількості даних щодо видобутку вуглеводнів. На основі цих даних будують графіки залежності об'ємів видобутку від часу в напівлогарифмічному масштабі. Точність підрахунку запасів за цим методом залежить від

геологічних і технічних чинників, прийнятих під час побудови кривих. Тиск у сепараторі, розмір насосно-компресорних труб, розмір штуцерів і час простою свердловини є тими критичними технічними чинниками, що впливають на точність підрахунку. Серед геологічних чинників домінують пластовий тиск, режим, особливості будови покладу, відносна проникність.

Запаси вугільного газу (m^3) розраховують за формулою

$$GIP = H A D G,$$

де H – потужність вугільного пласта; A – поширення; D – щільність вугілля; G – вміст газу. За підрахунку запасів в $фут^3$ ця формула набуває вигляду

$$GIP = 1359,7 H A D G.$$

Потужність пласта вугілля визначають промислово-геофізичними методами; його поширення картується малюнком сейсмічних горизонтів і кривими геофізичних досліджень свердловин; щільність вугілля встановлюють каротажем за густиною, а за відсутності останнього – за керном і шламом. Точність визначення потужності і щільності вугілля, як правило, не викликає сумнівів, однак може бути складно встановити поширення вугільного пласта за обмеженої кількості даних. Важливо також правильно розрахувати газонасиченість вугілля, тобто вміст газу в одиниці об'єму породи (Bhanja, Srivastava, 2008). Вміст виражають у стандартних $фут^3$ на 1 т породи (SCF/ton) або в $m^3/т$. Точність визначення газонасичення є критичним параметром, оскільки газонасиченість пласта може змінюватись у самому пласті, крім того, газ втрачається в процесі буріння свердловини, відбору керну, його транспортування і зберігання. Тому важливо визначити газонасиченість на свіжому зразку керна, а не після тривалого його зберігання. Тільки так можна отримати максимально наближені до реальних дані.

Методологія визначення вмісту метану у вугільному пласті детально описана в працях вітчизняних і закордонних дослідників (Анциферов та ін., 2007; Diamond, Levine, 1981; Mavor et al., 1990, 1994; McLennan et al., 1995). Однак слід зазначити, що на Заході і в Україні ці методології різні. За кордоном суть визначення газонасичення зводиться до замірювання кількості газу, який виділяється з керна за пластових температури і тиску.

Пористість добрих традиційних колекторів змінюється від 10 до 30 %. На відміну від них пористість вугілля мала і становить 0,1–10 %. Матрична проникність вугілля теж низька і визначається мікротріщинуватістю. Запаси газу у вугіллі визначаються насамперед його адсорбційними властивостями (англ. adsorption capacity of coal), які виражають здатність даного вугілля адсорбувати газ за певних температури і тиску. Здатність вугілля насичуватись газом за того чи іншого тиску дає можливість експериментально визначати гранично допустимі об'єми газу, які могли бути адсорбовані вугіллям залежно від тиску. Графіки залежності об'єму адсорбованого газу від зміни тиску називають

ізотермами Ленгмюра. Якщо вміст газу у вугіллі нижчий від ізотерм за даного тиску, то вугілля насичене газом.

Розкриття вугільних пластів під час буріння й опробування свердловин має низку особливостей порівняно з розкриттям традиційних колекторів при бурінні свердловин та при їх гідророзриві. Більшість компаній, які займаються видобутком газу з вугільних пластів, намагається здійснювати їх розкриття на повітрі, що має низку переваг над традиційним бурінням. Однією з основних переваг буріння на повітрі є мінімальне пошкодження продуктивного пласта. Експерти ААРГ вважають, що багато свердловин не дають продукції або дають її в обмеженому об'ємі в результаті пошкодження продуктивного пласта промивною рідиною. Основними механізмами пошкодження продуктивного пласта є хімічна адсорбція промивної рідини і зв'язаних хімікатів продуктивним горизонтом, а також механічне пошкодження структури вугілля масою промивної рідини. Пошкодження вугільного пласта буде сильнішим, оскільки в структурі вугілля дуже розвинена мікротріщинуватість.

Іншою важливою перевагою буріння на повітрі є можливість оцінювання продуктивності під час буріння свердловини, бо при цьому тиск у свердловині завжди нижчий, ніж у пласті. В разі буріння на промивній рідині, коли гідростатичний тиск вищий, як у пласті, фільтрат промивної рідини швидко проникає в пласт, формує глинисту кірку і тим самим закупорює продуктивний горизонт. Вагомою перевагою буріння на повітрі є підвищена проходка, яка забезпечує коротший час буріння і меншу вартість цього процесу. Нижчий ризик втрати циркуляції, менше навантаження на долото, повільніше обертання ротора під час буріння й триваліший час роботи долота доповнюють переваги цього способу буріння. Незважаючи на зазначені переваги, буріння на повітрі має також низку недоліків, які обмежують його застосування. Одним з основних є недостатня стійкість стовбура свердловини в інтервалах пухких порід, що призводить до осипання стінок свердловини і формування каверн. Буріння на повітрі застосовують у горизонтах із нормальним або зниженим тиском, коли для буріння свердловини не потрібна промивна рідина з високою густиною, а також не практикується в інтервалах залягання горизонтів із підвищеним тиском. Наявність великих об'ємів води у свердловині обмежує застосування цього способу буріння, бо в разі буріння на повітрі технічно складно виносити великі об'єми води із свердловини.

Доведено, що свердловину можна бурити в районах, де дебіти водоносних горизонтів не перевищують 10–20 барель/год. У південно-східному районі Нью Мехіко свердловини бурять на повітрі, якщо припливи води не перевищують 10 барель/год. Ще в 1980 р. Lyons (1984) дійшов висновку, що обладнання може виносити близько 20 барелів води за годину компресором із подачею $60 \text{ м}^3/\text{хв}$ при швидкості буріння 20 м/год. Можливо, за нинішньої потужності компресорів свердловини можна бурити за більших дебітів водоносних горизонтів, однак інформація про це відсутня. На практиці за наявності водоносних горизонтів із великими дебітами застосовують піни або суміші повітря з водою. Недоліками буріння на повітрі також є підвищене зношення бурової колони, небезпека вибухів у свердловині під час стикання з метановим покладом.

Опубліковані дані нашттовують на думку, що вибухи у свердловинах при бурінні на повітрі не відбуваються, коли розкривається пласт із сухим газом. Якщо ж пласт містить мокрий газ або конденсат, ймовірність вибуху зростає. Такі мікробибухи, як правило, закінчуються руйнуванням долота і нижньої частини бурового інструменту. Дуже рідко руйнується наземна частина обладнання, травмується чи гине обслуговуючий персонал.

Навесні 2011 р. делегація компанії “Єврогаз” відвідала Канаду з метою вивчення її досвіду щодо видобутку СВМ-газу. Канадські буровики компанії “Geo drilling services” повідомили, що під час буріння на повітрі вони впорскують 20–50 л/год води, щоб зменшити вибухонебезпечність. Практика засвідчила, що впорскування такої кількості води достатньо для охолодження долота й запобігання вибуху.

Для буріння на повітрі застосовують призначену для цього бурову установку. Основними елементами установки є компресори (англ. compressor), дотискний компресор (booster), змішувальний насос (mist pump), обертова головка (rotating head), викидна лінія за буріння з продуванням повітрям (blowie line), пилоуловлювач (de-duster), відкрита цистерна (open-top tank), превентор (BOP) та вибійне обладнання (downhole equipment) (рис. 1).

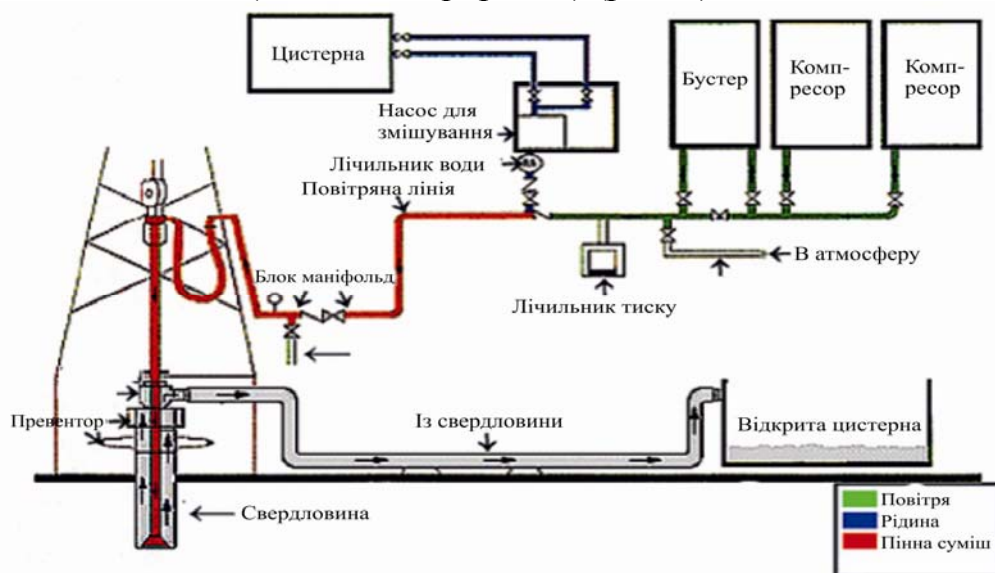


Рис. 1. Конструкція типової свердловини для буріння на повітрі

Компресори стискають повітря до відповідного тиску і доставляють його до забою свердловини. Більшість із тих, які застосовуються для буріння на повітрі, мають об’єм від 15 до 35 м³/хв за максимального тиску близько 20 атм. Дотискний компресор може збільшувати тиск від 7 до 350 атм, типовим є бустер 70 атм. В більшості бурових операцій потрібен тиск повітря, менший ніж 20 атм, тому дотискні компресори, як правило, використовують для специфічних операцій, таких як спрямоване буріння із застосуванням вибійних двигунів. Насос для змішування призначений для внесення води, пін та інгібіторів корозії в потік повітря, його конструкція забезпечує також впорскування твердих часточок у повітряний потік. Подача типового насоса змінюється від 50 до 160 л/хв. Довжина викидної лінії залежно від об’єму вуглеводнів – від 30 до 90 м. Її конструкція має забезпечувати уловлювання вибурених часточок породи і спа-

лювання газу. Типова викидна лінія має зовнішній діаметр 5/8 дюйма і більше. Обертова головка слугує для відкривання внутрішнього простору й відведення потоку повітря (газу) у викидну лінію. Пилоуловлювач дає можливість зменшувати вміст пилу в повітрі, яке виходить із викидної лінії. Конструкція для уловлювання пилу включає насос, водяну лінію і розпилювач водяного потоку. Відкриту цистерну розміщують щонайменше за 35 м від установки, вона призначена для збирання пластової води і вибуреної породи. Вздовж повітряної лінії від компресорів до бурової установки вмонтовано датчики тиску (pressure gauges), датчики температури (temperature gauges), засувки (valves) та лічильники об'єму (volumetric flow rate meter), які дуже важливі для успішного контролю за бурінням на повітрі. Стравлювальний клапан викидає повітря в атмосферу або спрямовує потік повітря у викидну лінію.

Після перфорації вугленосного пласта і відкачування води пластовий тиск зменшується і вугілля віддає газ, адсорбований структурою вугілля. Однак, щоб отримати великі дебіти газу, як правило, проводять гідророзриви пластів. В англійській термінології гідророзрив відомий як hydraulic fracturing, fracking, hydrofracking. Метод гідророзриву вперше був застосований у 1903 р. в Північній Кароліні (Watson et al., 2003). Принцип гідророзриву полягає в тому, що великі об'єми рідини (близько 99 % всього об'єму) і піску (близько 1 %) під високим тиском закачуються у свердловину. Рідина розриває вугільний пласт, а пісок заповнює тріщину, запобігаючи її зімкненню. Крім піску можна використовувати керамічні часточки або інші матеріали. На професійній мові всі ці матеріали називають пропантом (proppant), найширше застосовують пісок. У середньому під час гідророзриву в свердловину закачується 5–10 т піску. Існує кілька різних модифікацій розриву, у тім числі з використанням енергії вибуху, енергій води і газу. Найтипівішим є гідророзрив пласта із застосуванням рідини.

Мікросейсмічними методами сучасних модифікацій виявлено, що довжина тріщин, які утворюються в результаті гідророзриву, може досягати 400 м. Метод гідророзриву пластів успішно застосовують до всіх типів осадових порід, крім дуже м'яких і незв'язних, для збільшення дебітів водяних свердловин, утворення тріщин для закачування промислових відходів тощо. Як рідину для закачування в пласти застосовують воду, піну, а також гази (повітря, CO₂, N₂). Рідина для гідророзриву має виконувати три основні функції: 1) розривати пласт; 2) утворювати тріщину; 3) відкладати пісок чи інший пропант уздовж тріщини, щоб вона не зімкнулась.

Для проведення гідророзриву у відповідній зоні, як правило, установлюють пакер (пакери). Як рідину для гідророзриву пласта в СВМ-свердловинах часто застосовують дизельне паливо. Обладнання для гідророзриву включає один або кілька агрегатів із насосами великої потужності, насос для змішування рідини з піском, систему контролю, цистерну з рідиною. Старі установки для гідророзриву пластів працювали за тиску 300 атм (35 МПа) і подачі 150 л/с, сучасні – можуть безперервно працювати за тиску до більше як 1500 атм (140 МПа) й подачі понад 300 л/с. Перший період (dewatering stage) пов'язаний із відкачуванням води з одного чи кількох вугільних пластів. У результаті тиск

знижується нижче від критичного десорбційного тиску, що призводить до виділення газу. Друга стадія (*stable production stage*) або період стабільного видобутку, відповідає максимальному видобутку газу. Третій період (*decline stage*) характеризується падінням видобутку газу. Всі три періоди супроводжуються видобутком води, який максимальний у першому періоді. Операційна стратегія потребує відкачування води зі свердловини до якомога нижчого рівня, щоб підтримувати найнижчий пластовий тиск. Нині для відкачування води, як правило, в нижній частині насосно-компресорних труб установлюють насос, спеціально призначений для відкачування розгазованої води. Для здійснення процесу в промислових масштабах потрібні спеціальні насоси, оскільки у відкачуваній воді є часточки вугілля і рештки пропанту, який застосовують для гідророзриву пласта. За будь-якої поломки насосів необхідно підіймати насосно-компресорні труби з насосом на поверхню й проводити ремонтні роботи, що збільшує собівартість газу. Для відкачування застосовують звичайні трифазні насоси напругою 200, 230, 380, 575 В, частотою 60 Гц, потужністю 10 кінських сил. На рис. 2 наведено конструкцію типової свердловини для видобутку метану. Під час відкачування води насосно-компресорними трубами рухається вода, затрубним простором – газ метан. Метановий газ починає виділятися тільки після досягнення критичного десорбційного тиску. Одним з основних аспектів щодо економічності його видобутку є час, який необхідно затратити на відкачування води. Якщо вугілля повністю насичене газом, то пластовий тиск дорівнюватиме критичному десорбційному і відкачування води спричинить раптове вивільнення метанового газу (Dallegge, Berker, 2004).

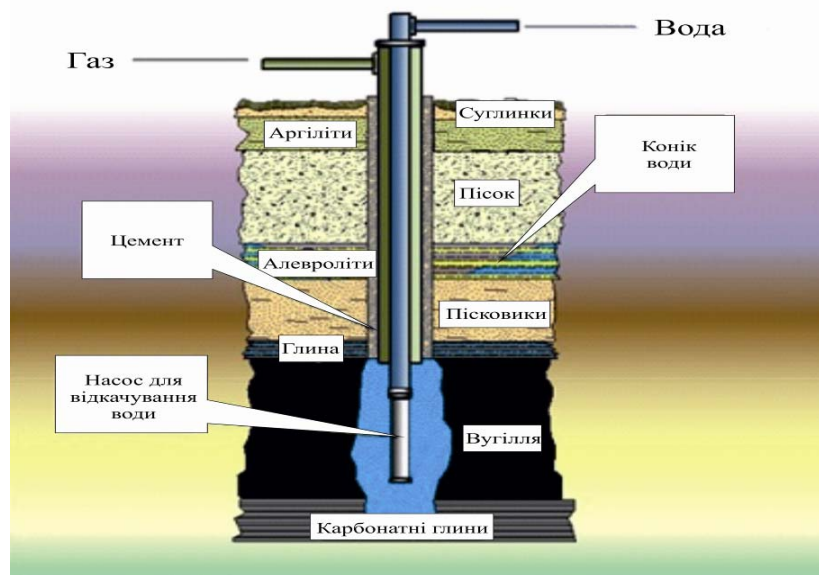


Рис. 2. Схема типової свердловини для видобутку метану

Відомі великі родовища вугільного метану пройшли через стадію відкачування води. В родовищах Повдер Рівер, Блек Варор (Америка), ряд родовищ Австралії і Канади (формація Манвіле) проведено відкачування води для досягнення економічно доцільного видобутку метанового газу. Для визначення об'єму води, необхідного для вивільнення цього газу, не менш як у 6 різних точках відбирають керн і вивчають його адсорбційні властивості (Mavor et al.,

1990). За результатами такого вивчення будуть криві, так звані ізотерми Ленгмюра, які включають два параметри: тиск і об'єм. Під час побудови ізотерм по горизонталі відкладають тиск, по вертикалі – об'єм адсорбованого газу за даного тиску. Ленгмюр-об'єм – це максимальний об'єм газу, який може адсорбувати вугілля за необмеженого його об'єму (V_L) (<http://www.fekete.com/software/cbm/media/webhelp/c-te-concepts.htm>). Ленгмюр-тиск відповідає тиску, за якого може бути адсорбована половина Ленгмюр-об'єму. Детальну інформацію про теорію і процедуру визначення адсорбційних ізотерм вміщено у праці Mc Lennan et al. (1995). За ізотермами визначають об'єми газу, що можуть бути виділені з вугілля за даного тиску.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Анциферов, А.В., Голубов, А.А., Майборода, А.А., 2007, Методические особенности выделения перспективных площадей для добычи метода угольных месторождений // Національна Академія України. - 2007. - 180 с.
2. Анциферов А.В., Голубев А.А., Канин В.А., Тиркель М.Г., Задара Г.З., Узиюк В.И., Анциферов В.А., Суярко В.Г. Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины: Национальная Академия наук Украины. - 1. - Геология и газоносность западного, юго-западного и южного Донбасса. – 2009. - 405 с.
3. Успенский В.А. Опыт материального баланса процессов, происходящих при метаморфизме угольных пластов // Изв. АН СССР. Сер. Геология. - № 6, - С. 94-191.
4. Blyth, Alexander. Water wall complaints filed with Alberta environment, an independent review of coalbed methane: Review. – 2008. - 128 p.
5. Cardott, B.J. Oklahoma Coal Bed Methane Workshop // File 2-2001.- 2001. - 240 p.
6. Bhanja, A.K. and O.P., Srivastava, 2008, A New Approach to Estimate CBM Gas Content from Well Logs: 54 p.
7. Dallegge, E. and C.E., Berker, 2001, Coal-Bed methane gas-in-place resources estimates using sorption isotherms and burial history reconstructions. An example from the ferronsandstone member of the mancos shale: Utah, U.S.Geological Survey professional paper 1625 B, p. L1-L26.
8. Diamond, W.P. and J.R., Levine, 1981, Direct Method Determination of the Gas Content of Coal. Procedures and Results: Report of Investigations 8515, United States Department of the Interior, Bureau of Mines, 150 p.
9. EUB Bulletin, 2005, Alberta Energy and Utilities Board, Alberta Coalbed Methane Activity Summary and Well Locations, CBM Activity Summary, p. 1.
10. Dallegge, E. and C.E., Berker, 2001, Coal-Bed methane gas-in-place resources estimates using sorption isotherms and burial history reconstructions. An example from the ferron sandstone member of the mancos shale: Utah, U.S.Geological Survey professional paper 1625-B, p. L1-L26.
11. Yurko, V.R., 1975, Deep Cretaceous Coal Resources of the Alberta Plains, Government of Canada, Alberta, Open file report 75-4, 54 p.
12. Hoch, O, 2005, The Dry Coal Anomaly - The Horseshoe Canyon Formation of Alberta: SPE, Annual Technical Conference and Exhibition.
13. Kong Chen Chai, Sonny Iravan, Chow Weng Sum, Saleem Qadir Tunio, 2011, Preliminary study on gas storage capacity and gas-in-place for CBM potential in Balingian Coalfield, Sarawak Malaysia: International Journal of Applied Science and technology, Vol, 1, no. 2, p. 138-149.
14. Kaiser, W.R. and W.B., Ayers, 1994, Coalbed methane production, Fruitland Formation, San Juan Basin: geologic and hydrologic controls. New Mexico Bureau of Mines and Minerals Bulletin 146: Coalbed methane in the upper Cretaceous Fruitland Formation, San Juan Basin, New Mexico and Colorado, p. 187-207.
15. Kolesnikov, A., Kutcherov, V.G., Goncharov, A.F., 2009, Methane-derived hydrocarbons produced under upper-mantle conditions: Nature Geoscience, no. 2, p. 566-570.
16. Lyons, William C., 1984, Air and Gas Drilling Manual: vol. 1, 240 p.
17. Loftin, P., 2009, Tips and tricks for finding, developing and operating a coalbed methane field, 24th World Gas Conference, Argentina, 17 p.
18. McLennan, J.D., Schafer P.S., Pratt, T.J., 1995, A guide to determining Coalbed Gas content: Gas Research Institute Report, No GRI-94/0396, 34 p.
19. Mavor, M.J., Owen, L.B., Pratt, T.J., 1990, Measurement and evaluation of isotherm data: Proceedings of the 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, SPE 20728, p. 157-170.
20. Mavor M.J, Pratt T.J., Britton R.N. Improved technology for determining total gas content. Vol. 1. Canister desorption data summary: Gas research Institute. -v. 1. - 1994. - 58 p.
21. Watson, J.S, Pearson, V.K, Gilmour, I., 2003, Contamination by sesquiterpenoid derivatives in the Orgueil carbonaceous chondrite: Organic Geochemistry, v. 34, p. 37-47.

д-р физ.-мат. наук Е.В. Ульянова
(ИФГП НАН Украины)

ПРИМЕНЕНИЕ КОМБИНАЦИОННОГО РАССЕЯНИЯ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ИСКОПАЕМЫХ УГЛЕЙ

Показані можливості методу комбінаційного розсіяння при вивченні змін, викликаних у викапному вугіллі впливом метаморфізму і дією газодинамічних явищ

USE OF RAMAN SCATTERING IN STUDYING THE FOSSIL COAL

Raman spectroscopy potential in determining transformations in fossil coals introduced by metamorphism or gas dynamic phenomena is demonstrated.

Введение. Спектроскопия комбинационного рассеяния заняла свое заслуженное место в исследовании углерода с момента открытия КР-эффекта в 1928 году, и дальнейшее возрождение СКР произошло благодаря развитию лазерной техники, проектированию приборов и детекторов. Хотя данная работа касается исключительно характеристик угля, в ней будут упомянуты и графитоподобные материалы в связи со сходством поликристаллического графита с углем. Эффект комбинационного рассеяния (КР) света представляет собой неупругое рассеяние оптического излучения на молекулах вещества (твёрдого, жидкого или газообразного), сопровождающееся изменением его частоты [1-3]. В результате в спектре рассеянного излучения появляются спектральные линии, которых нет в спектре первичного (возбуждающего) света. Число и расположение появившихся линий определяется молекулярным строением вещества.

Полосы в спектрах КР – следствие переходов между колебательными уровнями. Если полоса связана с возбуждением одной связи, то частотный сдвиг, соответствующий максимуму полосы, равен частоте колебания этой связи. Однако если полоса обусловлена колебаниями группы связей, что, как правило, и происходит в сложных молекулах, то точного соответствия между частотным сдвигом и частотами колебания связей сделать нельзя, но можно охарактеризовать изменение параметров всей группы в целом.

Спектр КР большинства органических молекул состоит из линий, отвечающих деформационным и валентным колебаниям химических связей углерода (С) с другими элементами, как правило, водородом (Н), кислородом (О) и азотом (N), а также характеристическим колебаниям различных функциональных групп (гидроксильной -ОН, аминогруппы -NH₂ и т.д.). Эти линии проявляются в диапазоне от 600 см⁻¹ (валентные колебания одинарных С-С связей) до 3600 см⁻¹ (колебания гидроксильной -ОН группы) [3]. На рис. 1 показан спектр КР β-каротина, представляющий собой три полосы с положениями максимумов 1008, 1160 и 1526 см⁻¹.