

Gas non convenzionali

2.2.1 Introduzione

Definizione

Storicamente l'espressione *gas non convenzionale* ha avuto differenti significati per i governi, le organizzazioni e le imprese pubbliche e private. Alla metà degli anni Settanta negli Stati Uniti le prime distinzioni erano basate su aspetti economici: le risorse di gas non convenienti o poco convenienti da un punto di vista economico furono definite non convenzionali o anticonvenzionali. Il termine gas non convenzionale (e gas anticonvenzionale) iniziò a raggiungere un diffuso utilizzo negli Stati Uniti alla fine degli anni Settanta come risultato degli atti governativi Natural Gas Policy del 1978 e Crude Oil Windfall Profits Tax del 1980, i quali fornirono incentivi fiscali alle imprese per incoraggiare la conservazione dell'energia e la produzione di risorse energetiche alternative, incluso il gas non convenzionale (NPC, 1980). Recentemente, sono state suggerite delle distinzioni geologiche per identificare il gas non convenzionale. In questa classificazione, le risorse di gas convenzionale sono depositi guidati dalla spinta di galleggiamento, mentre le risorse di gas non convenzionale non sono guidate dalla spinta di galleggiamento (Law e Curtis, 2002). Queste risorse non convenzionali sono diffuse regionalmente e spesso sono indipendenti dalla presenza di trappole stratigrafiche o strutturali. Allora, cos'è esattamente il gas non convenzionale?

Numerosi giacimenti e depositi di gas sono stati associati al termine gas non convenzionale. Questi includono: *a*) gas naturale in carbone (Coal Bed Methane, CBM), gas di carbone, gas in livelli di carbone e Coal Bed Natural Gas (CBNG); *b*) gas naturale in argille/argilliti, ossia gas da argille, argille da gas e gas di argille devoniane (negli Stati Uniti orientali); *c*) gas naturale in depositi clastici a bassa permeabilità (gas di sabbie compatte, gas da arenarie compatte, o *tight gas*); *d*) gas biogenico naturale nei serbatoi convenzionali; *e*) idrati di gas naturale

(idrati di metano); *f*) gas naturale nei rifiuti solidi urbani (gas di discarica, gas biogenico); *g*) gas naturale negli acquiferi geopressurizzati; *h*) gas naturale in rocce metamorfiche e ignee con sistemi di fratture naturali; *i*) gas naturale in formazioni carbonatiche e clastiche profonde (>6.000 m). Sebbene tutti questi serbatoi o depositi possano essere identificati come serbatoi di gas non convenzionali, attualmente quattro tipi principali di giacimenti sono obiettivo dell'esplorazione internazionale di gas naturale e della sua produzione industriale: il metano associato ai livelli di carbone, il gas associato alle argille, il tight gas e gli idrati di gas. Negli ultimi venti anni si è arrivati a considerare il tight gas un giacimento di gas più tradizionale e convenzionale (malgrado la sua bassa permeabilità); il metano da carbone e il gas da argille vengono presentati dettagliatamente di seguito; gli idrati di gas, invece, non sono qui discussi in dettaglio (per un approfondimento, v. cap. 2.3).

Sviluppo storico

Esistono fortunati esempi storici di produzione commerciale da giacimenti di gas da carbone e da argille: la produzione di gas da argille da un pozzo perforato nel 1821 nella Dunkirk Shale nella parte occidentale dello stato di New York, Stati Uniti (Broadhead, 1993), e, all'inizio degli anni Venti, la produzione di gas dal carbone Pittsburgh nel Big Run Field nel Nord del West Virginia, Stati Uniti (Patchen *et al.*, 1991). Tuttavia, la valorizzazione commerciale su scala mondiale dei giacimenti di carbone e di argille ricchi in gas come fonti di gas naturale è uno sviluppo recente nell'ambito dell'industria mondiale degli idrocarburi.

Fino alla metà degli anni Settanta, erano stati effettuati tentativi a livello mondiale di recuperare il metano contenuto nei depositi di carbone. Questi vennero condotti principalmente nelle miniere di carbone (nel sottosuolo) e si concentrarono sulla rimozione del metano dal carbone, per aumentare la sicurezza nelle miniere e

per migliorarne la produttività di carbone. In genere, questi tentativi si servivano di pozzi orizzontali (o angolati) che venivano perforati dall'interno delle miniere nei livelli di carbone coltivato o nei livelli e negli strati adiacenti. A partire dalla metà degli anni Settanta, indagini condotte negli Stati Uniti hanno fatto sì che si cominciasse a esplorare la possibilità di applicare la tecnologia utilizzata nei giacimenti a olio per l'estrazione del gas dai livelli di carbone.

Il vantaggio di questi nuovi approcci, che prevedevano la perforazione di pozzi verticali dalla superficie ai livelli di carbone, consisteva nella possibilità di rimuovere il metano dal livello di carbone in anticipo rispetto alle operazioni di scavo minerario (usando pozzi verticali in grado di stimolare la formazione di fratture idrauliche). I primi tentativi nell'utilizzo di queste tecniche, nelle miniere di carbone nei Warrior e Appalachian Basins e nelle aree non minerarie del San Juan Basin (New Mexico, Stati Uniti), ebbero successo. Tale successo aveva una duplice valenza: non solo il metano veniva recuperato rapidamente dal livello di carbone, in anticipo rispetto alle operazioni di scavo della miniera o nelle aree scavate, ma inoltre i tassi di recupero erano sufficientemente elevati da essere considerati commercialmente utili. Conseguentemente, ebbe inizio negli Stati Uniti la prima produzione commerciale moderna di metano dai livelli di carbone. Il primo caso si ebbe nel 1977 nel San Juan Basin (nel Cedar Hill Field di Amoco Production, in un'area non coltivata e non in associazione a una operazione mineraria); il secondo nel 1981 nel Black Warrior Basin, in Alabama (nella Oak Grove Mine di USS Mining

e nelle miniere nr. 4 e nr. 5 di Jim Walter Resource). Questi due casi diedero il via negli Stati Uniti all'industria del metano da carbone (Boyer e Qingzhao, 1998).

Lo sviluppo e la produzione del metano da carbone sono aumentati in maniera significativa negli ultimi due decenni. A partire da pochi pozzi alla fine degli anni Settanta, l'industria è cresciuta lentamente, al punto che a metà degli anni Ottanta poco meno di 100 pozzi producevano metano da carbone a livello commerciale negli Stati Uniti. A partire dalla seconda metà degli anni Ottanta e fino al 2004, l'industria ha subito una rapida espansione; alla fine del 2004, più di 23.000 pozzi producevano gas naturale dai giacimenti costituiti da livelli di carbone, con un tasso di produzione annuo di circa $4,8 \cdot 10^{10}$ m³ o con un tasso giornaliero di circa $13 \cdot 10^8$ m³ (fig. 1).

La produzione di gas da argille ebbe inizio negli Stati Uniti nel 1821 vicino alla città di Fredonia, nello Stato di New York. Peebles (1980) ha affermato che: «L'accensione accidentale da parte di alcuni ragazzini di una infiltrazione di gas naturale al vicino torrente Canadaway fece comprendere agli abitanti del posto il potenziale valore di questa 'sorgente di fuoco'. Venne perforato un pozzo profondo 27 piedi (8 m) e tramite dei piccoli tronchi cavi il gas venne convogliato per l'illuminazione a diverse abitazioni situate nelle vicinanze. Queste primitive tubature costituite da tronchi vennero in seguito sostituite da tubature in piombo di 3/4 di pollice (1,9 cm) costruite da William Hart, l'armaiolo locale. Quest'ultimo fece scorrere il gas per circa 25 piedi (7,5 m) in un recipiente rovesciato pieno d'acqua, chiamato 'gasometro', e da lì con una tubatura fino all'Abel House, una locanda del posto,

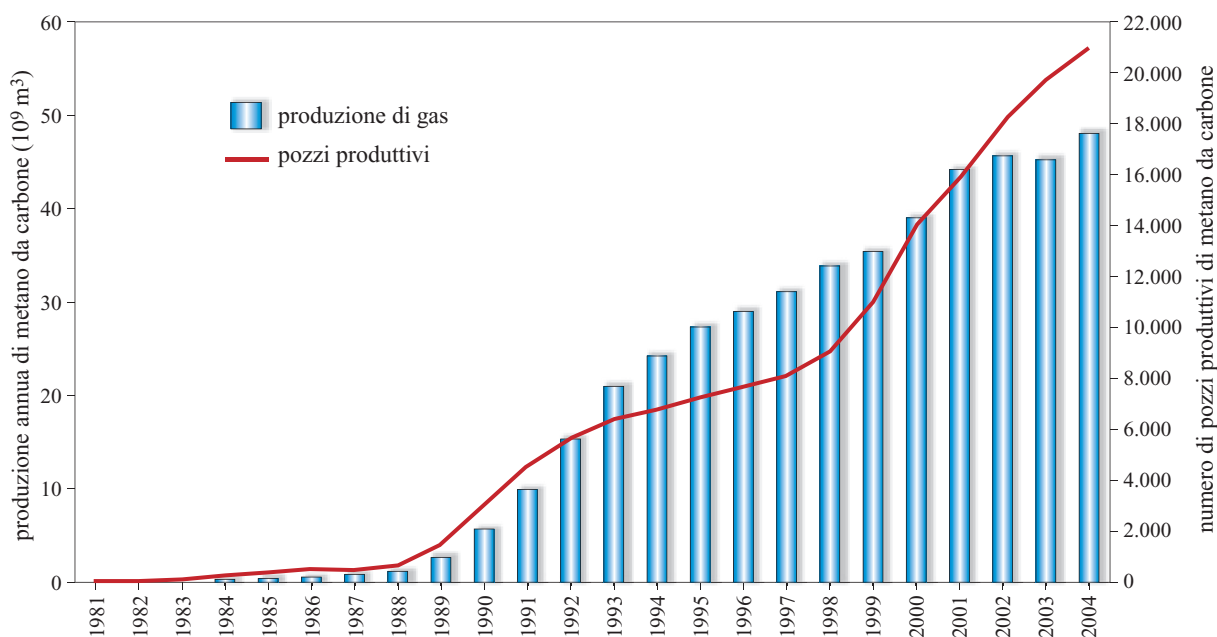


fig. 1. Crescita della produzione di metano da carbone e numero di pozzi produttivi negli Stati Uniti nel periodo compreso tra il 1981 e il 2004 (Anderson *et al.*, 2003).

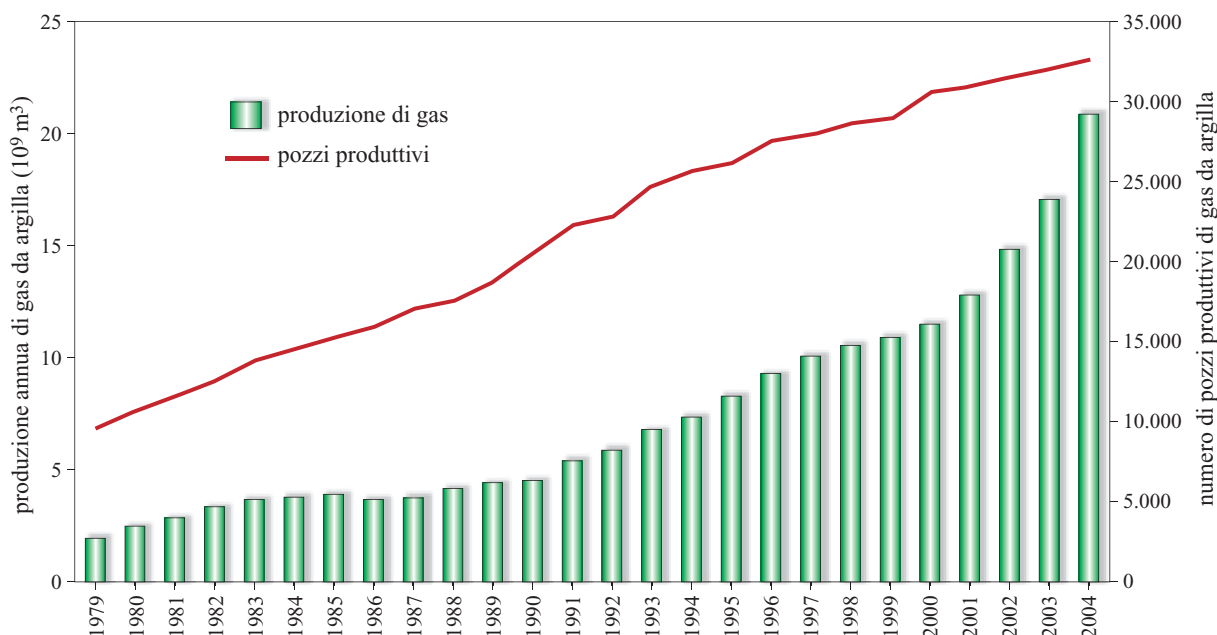


fig. 2. Crescita della produzione di gas da argille e numero dei pozzi produttivi negli Stati Uniti, nel periodo compreso tra il 1979 e il 2004 (Curtis, 2002).

dove il gas veniva utilizzato per l'illuminazione. Nel dicembre del 1825 il *Fredonia Censor* riportava: "Ieri sera abbiamo assistito a 66 belle luci a gas che bruciavano e 150 luci potevano essere rifornite da questo gasometro. Ora c'è gas a sufficienza per rifornirne un altro [gasometro] altrettanto grande". L'approvvigionamento di gas di Fredonia venne accolto con plauso come "senza precedenti sulla faccia della Terra". Questo primo impiego concreto del gas naturale nel 1821 avvenne solo cinque anni dopo la nascita dell'industria di produzione di gas negli Stati Uniti, che molti concordano nel far risalire alla fondazione della compagnia Gas Light di Baltimora (Maryland) nel 1816».

La valorizzazione di queste formazioni argillose di origine organica di età devoniana in questa zona orientale degli Stati Uniti si diffuse durante tutto il 19° e l'inizio del 20° secolo. Nel 1921 il pozzo pilota per il Big Sandy Field venne perforato nella Ohio Shale di età devoniana nella parte orientale del Kentucky, con una produzione che arrivava fino a $2,8 \cdot 10^4$ m³ al giorno. Entro la metà degli anni Trenta questo giacimento venne riconosciuto come il più vasto accumulo di gas negli Stati Uniti (Ley, 1935).

Studi geologici, geochimici e di ingegneria petrolifera sul gas da argille, sponsorizzati dall'industria e dal governo statunitensi, ebbero inizio nella metà degli anni Settanta e proseguirono fino ai primi anni Novanta. I risultati di questo lavoro portarono a un'ulteriore espansione dell'industria di gas da argille nella Antrim Shale di età devoniana del Michigan Basin (Michigan, Stati Uniti), che sul finire degli anni Ottanta divenne economicamente produttiva. Conseguentemente, negli anni Novanta ebbe inizio lo sviluppo commerciale della Lewis

Shale di età cretacea del San Juan Basin e della Mississippi Barnett Shale del Fort Worth Basin, in Texas (Curtis, 2002). Il numero di pozzi di gas da argille e la produzione annuale di gas negli Stati Uniti sono andati aumentando anno dopo anno, ma recentemente si è assistito a una crescita ancora più rapida (fig. 2) grazie al successo produttivo della Barnett Shale, al momento uno dei giacimenti di gas più prolifici degli Stati Uniti. La produzione attuale è di circa $3,5 \cdot 10^7$ m³ al giorno con più di 3.700 pozzi produttivi. Dal 1981 la produzione totale di gas del giacimento viene stimata di quasi $4,0 \cdot 10^{10}$ m³. Nel solo 2004, la Barnett Shale ha prodotto più di $1,0 \cdot 10^{10}$ m³ di gas, diventando così il più grande giacimento di gas dello stato del Texas (Frantz *et al.*, 2005).

Risorse mondiali

Molti ricercatori hanno stimato il potenziale di metano da carbone della maggior parte dei paesi e delle regioni carbonifere del mondo (Kuuskraa *et al.*, 1992). Boyer (1994) ha presentato una sintesi di questo lavoro, che viene mostrata nella **tab. 1**. Come si vede, l'ammontare complessivo delle riserve di gas naturale contenute nei giacimenti di carbone di tutto il mondo è significativo: da $83,4 \cdot 10^{12}$ m³ a $263,3 \cdot 10^{12}$ m³. Pertanto, il metano da carbone rappresenta una delle principali nuove risorse internazionali di gas naturale. Sebbene l'interesse iniziale sia stato rivolto ai maggiori paesi con grandi giacimenti di carbone, molti altri paesi possiedono piccole ma significative quantità di metano da carbone. Singoli giacimenti in piccoli bacini, specie in quelli adiacenti a zone di maggiore commercializzazione del gas,

tab. 1. Riassunto delle stime delle risorse mondiali di metano da carbone (Boyer, 1994)

STATO	METANO DA CARBONE (COALBED METHANE RESOURCE), 10 ¹² m ³
Cina	30,0-35,1
Russia	17,0-113,3
Stati Uniti	9,7-11,7
Australia	8,5-14,2
Canada	5,7-76,5
Germania	2,8
Polonia	2,8
Regno Unito	1,7
Ucraina	1,7
Kazakhstan	1,1
India	0,8
Sudafrica	0,8
Altri	0,8
TOTALE	83,4-263,3

possono fornire attraenti opportunità economiche per gli operatori (Boyer *et al.*, 1992).

Al contrario, le risorse mondiali di gas da argille non sono state studiate in modo così approfondito. Le stime delle risorse di gas da argille nei cinque bacini produttori degli Stati Uniti (**tab. 2**) oscillano da $14 \cdot 10^{12}$ m³ a $22,1 \cdot 10^{12}$ m³. Si calcola che vi sia una quantità significativamente maggiore di gas nelle altre dodici formazioni argillose da gas degli Stati Uniti (Hill e Nelson, 2000), ma a tutt'oggi non ne è stato stimato il volume. Una stima del 2002 di Faraj sulle risorse di gas da argille del bacino sedimentario del Canada occidentale ha rivelato la presenza di oltre $2,4 \cdot 10^{12}$ m³ di gas sul posto (Faraj *et al.*, 2002). Una prima valutazione del potenziale di gas da argille del Regno Unito (Selley, 2005) ha identificato dei potenziali serbatoi, ma non ha fornito stime volumetriche. Finora, non è stata effettuata una valutazione dettagliata delle risorse di gas da argille nelle formazioni argillose di tutto il mondo.

2.2.2 Concetti base dei giacimenti

Visione d'insieme

A differenza dei bacini convenzionali, il carbone e l'argilla sono al tempo stesso roccia madre, trappola e

serbatoio per il gas naturale. Il metano (e altri gas – idrocarburi pesanti, biossido di carbonio, acqua, azoto e altri) si genera *in situ* per trasformazione della materia organica e si trova sia sottoforma di gas libero nei micropori, sia come gas adsorbito nella superficie del serbatoio. La permeabilità della matrice dei giacimenti di carbone e argilla da gas è estremamente bassa; per questo motivo, per la produzione commerciale è necessario lo sviluppo di una permeabilità secondaria legata alla formazione di un sistema di fratture di origine naturale. I giacimenti di gas da carbone contengono una serie di fratture ortogonali, chiamate *cleat*, che sono perpendicolari alla stratificazione e costituiscono il condotto principale per la circolazione dei fluidi. Nei giacimenti di gas da argille, i sistemi di fratture di origine tettonica costituiscono questo condotto. Il gas fluisce dalla matrice alle fratture mediante una combinazione di diffusione e flusso di Darcy.

Di solito, i profili di produzione dei pozzi di gas da carbone e da argille differiscono da quelli dei giacimenti convenzionali. In un tipico giacimento di gas da carbone, i cleat sono inizialmente pieni d'acqua che deve essere prodotta per ridurre la pressione nel sistema di fratture. Questo abbassamento della pressione fa sì che il gas venga deadsorbito all'interfaccia matrice-frattura del carbone, creando un gradiente di concentrazione di metano attraverso la matrice di carbone. In questo modo, il gas si diffonde attraverso la matrice e viene rilasciato nel sistema di fratture. Con il passare del tempo, il volume di acqua prodotto decresce (a causa degli effetti di permeabilità relativa) e la percentuale di gas aumenta. Tuttavia, in alcuni casi isolati, i giacimenti di carbone sono privi d'acqua e non richiedono drenaggio. In uno stadio avanzato di produzione, la compattazione della matrice di carbone può far aumentare la permeabilità assoluta di un giacimento di gas da carbone e accelerarne la produzione. Nei serbatoi di gas da argille che, rispetto ai giacimenti di carbone, contengono solitamente una

tab. 2. Riassunto delle stime delle risorse di gas da argille nei giacimenti storici produttivi degli Stati Uniti (Curtis, 2002)

BACINO	FORMAZIONE ARGILLOSA	RISORSE DI GAS DA ARGILLE, 10 ¹² m ³
Appalachian	Ohio Shale	6,4-7,0
Michigan	Antrim Shale	1,0-2,2
Illinois	New Albany Shale	2,4-4,5
Fort Worth	Barnett Shale	1,5-5,7
San Juan	Lewis Shale	2,7
TOTALE		14-22,1

componente maggiore di gas libero, il metano e l'acqua vengono in genere prodotti simultaneamente. A mano a mano che la pressione del giacimento decresce, il gas comincia a desorbire dalla materia organica nella matrice, andando a integrare la produzione di gas libero e riducendo il tasso di declino della produzione di gas.

Entrambi i giacimenti di gas, da carbone e da argille, immagazzinano ininterrottamente il gas. Si tratta di sistemi di giacimenti dove gli strati che contengono il gas non sono stratificati per differenze di densità, non contengono la superficie di contatto gas-acqua e si estendono su

aree geografiche molto vaste. La sfida in questi accumuli sta nell'identificare le aree con maggiore potenziale produttivo e nel valutarle e sfruttarle in maniera efficace. Un primo passo utile in questo processo sta nel confrontare le caratteristiche delle aree a sviluppo potenziale con quelle dove esistono già progetti commerciali per giacimenti di gas da carbone e da argille (**tabb. 3 e 4**; v. ancora tab. 2). I progetti di successo hanno molte caratteristiche in comune, tra cui risorse concentrate di gas, un sufficiente tasso di produzione del gas e accesso a tecnologie e mercati.

tab. 3. Sintesi delle caratteristiche di giacimento e produzione di metano da carbone di quattro province negli Stati Uniti

BACINO	SAN JUAN	UINTA	BLACK WARRIOR	POWDER RIVER
Giacimento	Fairway	Drunkard's Wash	Cedar Cove	Recluse/Rawhide Butte
Area (km ²)	1.000	500	200	200
Numero di pozzi	600	400+	500	1.000
Tasso di produzione del gas (m ³ /d/pozzo)	70.800	15.000	4.000	4.000
Riserve (10 ⁶ m ³ /pozzo)	85-140	40-110	15-40	5-15
Età del livello di carbone	Cretaceo	Cretaceo	Carbonifero	Paleocene
Formazione carbonifera	Fruitland	Ferron	Pottsville	Fort Union
Spessore del carbone (m)	15-30+	4-15	7-10	12-30
Numero di livelli	1-5	3-6	5-15	2-5
Spessore dell'intervallo stratigrafico (m)	15-60	30-45	180-365	30-45
Contenuto di gas (m ³ /t)	12-18	11-14	8-16	1-2
Permeabilità (mD)	5-100+	5-50	1-30	10-500
Gradiente di pressione (MPa/100m)	0,99-1,43	0,97-1,20	0,88-0,95	0,72-0,97
Profondità di produzione (m)	880-1.000	360-1.040	240-910	90-360
Zone completate	1-3	2-3	2-4	1
Costo di un pozzo (10 ³ \$)	500	275	260	60-75
Rango del carbone	Altamente volatile A-mediamente volatile bituminoso	Bituminoso B altamente volatile	Mediamente-scarsamente volatile bituminoso	Sub-bituminoso B
Stato di saturazione del gas	Saturo	Saturo	Da sottosaturo a saturo	Saturo
Tipo di allestimento	Cavitazione	Fratturazione idraulica	Fratturazione idraulica	Immissione d'acqua
Spaziatura dei pozzi (km ²)	0,65-1,30	0,65	0,32	0,32

tab. 4. Sintesi delle caratteristiche di giacimento e produzione di gas da argille di cinque bacini negli Stati Uniti (Curtis, 2002)

FORMAZIONE ARGILLOSA	ANTRIM	OHIO	NEW ALBANY	BARNETT	LEWIS
Bacino	Michigan	Appalachian	Illinois	Fort Worth	San Juan
Profondità (m)	200-700	600-1.500	180-1.500	2.000-2.600	900-1.800
Spessore totale (<i>gross thickness</i>) (m)	160	90-300	30-120	60-90	150-580
Spessore efficace (<i>net thickness</i>) (m)	20-40	10-30	15-30	15-60	60-90
Temperatura a fondo pozzo (°C)	10	40	25-40	90	55-75
Carbonio organico totale (TOC) (%)	0,3-24,0	0,0-4,7	1,0-25,0	4,5	0,4-2,5
Riflettanza della vitrinite (% R _o)	0,4-0,6	0,4-1,3	0,4-1,0	1,0-1,3	1,6-1,9
Porosità totale (%)	9	5	10-14	4-5	3-6
Porosità riempita da gas (%)	4	2	5	2	1-4
Porosità riempita da acqua (%)	4	2-3	4-8	2	1-2
Permeabilità per metro (mD·m)	0,3-1.500	0,05-15	n.d.	0,003-0,6	2-120
Contenuto di gas (m ³ /t)	1-3	2-3	1-3	9-11	1-2
Gas adsorbito (%)	70	50	40-60	20	60-85
Pressione nel giacimento (MPa)	2,8	3,4-13,8	2,1-4,1	20,7-27,6	6,9-10,3
Gradiente di pressione (MPa/100m)	0,79	0,34-0,90	0,97	0,97-1,00	0,45-0,57
Costi del pozzo (10 ³ \$)	180-250	200-300	125-150	450-600	250-300
Costi di allestimento (10 ³ \$)	25-50	25-50	25	100-150	100-300
Produzione d'acqua (m ³ /d)	6-80	0	1-80	0	0
Tasso di produzione di gas (m ³ /d/pozzo)	1.100-14.200	850-14.200	300-1.400	2.800-28.300	2.800-5.600
Spaziatura dei pozzi (km ²)	0,16-0,65	0,16-0,65	0,32	0,32-0,65	0,32-1,30
<i>Recovery factor</i> (%)	20-60	10-20	10-20	8-15	5-15
Gas in posto (GIP) (10 ⁶ m ³ /km ²)	66-164	55-109	77-109	328-437	87-547
Riserve (10 ⁶ m ³ /pozzo)	6-34	4-17	4-17	14-42	17-57

Il carbone come riserva di gas

Composizione del carbone

Il carbone è un combustibile solido chimicamente complesso che consiste di una mistura di residui derivanti dall'alterazione delle piante. La sostanza organica contiene oltre il 50% in peso, e più del 70% in volume, di carbone (Schopf, 1956). I carboni vengono descritti e classificati in base alla loro composizione (tipo di carbone), maturità (rango del carbone) e purezza (grado del carbone). Il tipo di carbone dipende dalla specie di sostanza vegetale alterata (macerali) che lo forma. I due tipi

principali di carbone sono l'umico (che comprende la maggior parte dei carboni) e il sapropelico (raro). Il tipo di carbone è importante perché ogni specie di macerale genera volumi differenti di gas durante la maturazione. Inoltre, ciascun tipo di macerale accumula differenti quantità di metano, ha diverse caratteristiche di diffusione e influisce sullo sviluppo di fratture naturali (cleat) all'interno del carbone stesso (Mukhopadhyay e Hatcher, 1993). Il metodo principale per determinare il tipo di carbone è l'analisi al microscopio dei campioni.

Il rango di un carbone è una misura della maturità della sostanza organica che vi è contenuta, la quale a sua

volta è il risultato degli effetti di calore (dovuto al gradiente geotermico o a intrusioni ignee) e pressione (dovuta a sforzi tettonici e al carico litostatico; Stach *et al.*, 1975). Nella **tab. 5** è riportato un confronto tra il rango del carbone, la sua classificazione e i sistemi di misurazione. Il rango di un carbone è un indice importante per la valutazione dei giacimenti di metano da strati di carbone, in quanto la capacità di generare gas è fortemente correlata all'aumento del rango del carbone. Per di più, anche l'accumulo di gas nel carbone, la sua diffusività, la sua composizione e lo sviluppo dei sistemi di fratture naturali sono fortemente legati a tale rango. Il rango di un carbone è misurato nella maggior parte dei casi con analisi a distruzione termica (analisi immediata o *proximate analysis*), riflettanza della vitrinite e contenuto calorifero.

Il carbone, infine, può essere classificato in base alla sua purezza o grado. Il grado è una misura della quantità e del tipo di sostanza non organica contenuta nel carbone. Questa include la valutazione dei minerali primari e secondari e del grado di umidità. La misura del grado del carbone può essere realizzata mediante l'analisi immediata, l'analisi petrografica (identificazione al microscopio del contenuto mineralogico), l'analisi composizionale delle ceneri (contenuto in ossidi elementari delle ceneri mediante analisi immediata) e con l'analisi dell'umidità di equilibrio. Il grado del carbone è importante perché la materia non carboniosa diluisce la concentrazione della sostanza organica nel carbone (il gas viene

accumulato solo nella frazione organica). Inoltre, la presenza di materiale non carbonioso influisce sulla quantità di fratture naturali nel carbone.

Aspetti geometrici dei giacimenti di carbone

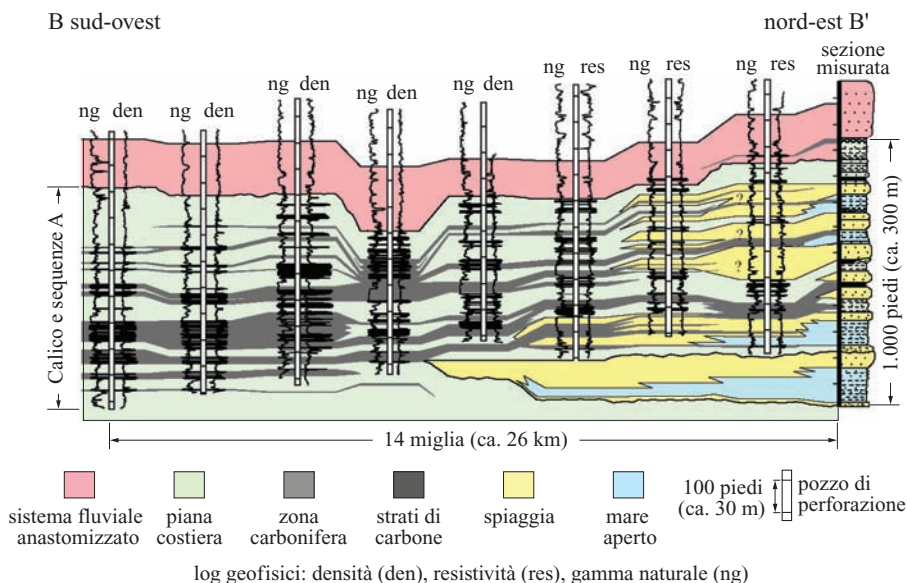
La prima questione che deve essere considerata nella valutazione dei giacimenti di carbone riguarda gli aspetti geometrici del giacimento. I parametri relativi alla geometria del giacimento, importanti per questa valutazione, includono lo spessore dei livelli di carbone (individuale e cumulativo), il numero dei livelli, la loro profondità, lo spessore dell'intervallo stratigrafico che contiene i livelli di carbone e l'estensione superficiale dei livelli stessi (discontinuità/limiti che non consentono la circolazione dei fluidi). Per geometria di un giacimento si intende il volume tridimensionale attraverso cui circolano i fluidi (gas e acqua). La geometria del giacimento influisce sulla perforazione, sull'allestimento e sulle metodologie di produzione relative ai progetti di sviluppo del metano da carbone.

Nella maggior parte dei casi il carbone si forma come parte di una tipica sequenza clastica deposizionale. Il carbone si origina per l'accumulo di sostanza organica in stagni e paludi comunemente associati a sistemi fluviali, deltizi e marini costieri. È fondamentale che la sostanza organica accumulata sia rapidamente sommersa sotto il livello dell'acqua, il che ne previene l'ossidazione. Questo richiede una combinazione tra la creazione dello spazio di accomodamento nel bacino e la risalita

tab. 5. Confronto tra il rango e le proprietà misurate del carbone (Levine, 1993; ASTM, 2005)

RANGO DEL CARBONE (CLASSIFICAZIONE USA)	RIFLETTANZA DELLA VITRINITE, % R _o	SOSTANZA VOLATILE (DRY, ASH-FREE), % IN PESO	POTERE CALORIFICO, BTU/LB
Torba	<0,28	>63	–
Lignite	0,28-0,39	53-63	6.300-8.300
Sub-bituminoso C	0,39-0,42	50-53	8.300-9.500
Sub-bituminoso B	0,42-0,49	47-53	9.500-10.500
Sub-bituminoso A	0,49-0,60	42-47	10.500-11.500
Altamente volatile bituminoso C	0,47-0,57	42-47	10.500-13.000
Altamente volatile bituminoso B	0,57-0,71	39-42	13.000-14.000
Altamente volatile bituminoso A	0,71-1,10	31-39	>14.000
Mediamente volatile bituminoso	1,10-1,45	22-31	–
Poco volatile bituminoso	1,45-2,00	14-22	–
Semiantracite	2,00-2,50	8-14	–
Antracite	2,50-4,00	2-8	–
Metaantracite	4,00-7,00	<2	–

fig. 3. Correlazioni stratigrafiche dei carboni Calico e sequenze A del Cretaceo superiore (formazione Straight Cliffs, Kaiparowits Plateau, Utah, Stati Uniti), che evidenziano l'influenza della deposizione del carbone sulla continuità e la stratigrafia dei livelli di carbone (Hettinger, 2000).



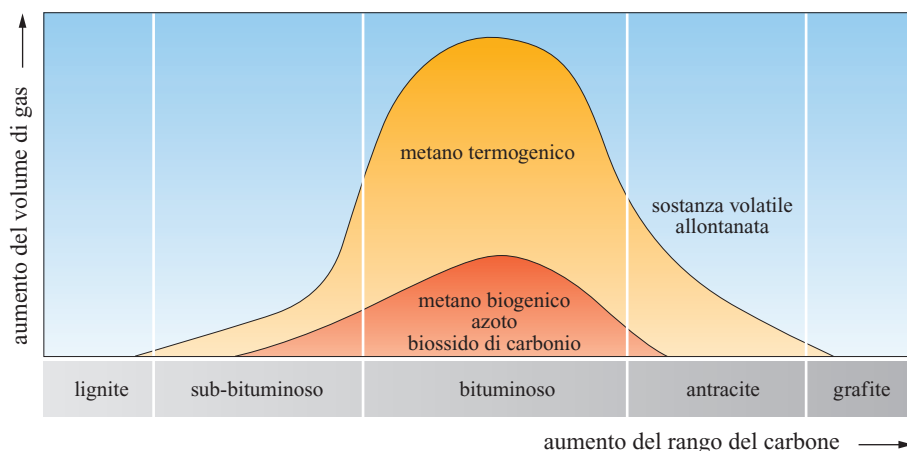
della tavola d'acqua, per compensare il tasso di accumulo della sostanza organica. La sostanza organica si accumula con tassi compresi tra 20 e 200 cm/1.000 anni (Flores, 1993). L'ambiente deposizionale determina il grado di continuità del carbone. È importante stabilire se un giacimento è continuo (margini relativamente infiniti) o se ci sono limiti alla circolazione dei fluidi dovuti alla presenza di faglie, terminazioni di tipo *pinch out*, discontinuità stratigrafiche, ecc. (**fig. 3**). Anche la presenza di materiale non carbonioso all'interno del giacimento da carbone ha un impatto significativo sul rendimento dei giacimenti da strati di carbone; è quindi importante comprendere l'ambiente deposizionale e il potenziale contenuto in minerali non carboniosi del giacimento.

Una volta seppellita, la sostanza organica si trasforma in torba, che consiste in un insieme sciolto e non compatto di materiale organico contenente più del 75% di umidità. Questa trasformazione ha luogo principalmente attraverso il processo di compattazione ed espulsione

dell'acqua interstiziale. Associate a questo processo avvengono delle reazioni biochimiche, come l'umificazione e la gelificazione (Stach *et al.*, 1975), che trasformano la materia organica nei precursori dei macerali del carbone. Queste reazioni possono anche generare una quantità significativa di metano biogenico e di biossido di carbonio. La compattazione e la deidratazione continue trasformano la torba in carbone di bassa qualità (lignite o *brown coal*) che normalmente contiene dal 30 al 40% di acqua interstiziale (Levine, 1993).

Con l'ulteriore seppellimento le temperature aumentano e i processi geochimici dominano sui processi fisici. La lignite evolve in carbone sub-bituminoso per espulsione di acqua, monossido di carbonio, biossido di carbonio, solfuro di idrogeno e ammoniaca, lasciando una struttura arricchita in carbonio e idrogeno. A temperature superiori a circa 104 °C i legami carbonio-carbonio iniziano a rompersi, generando idrocarburi liquidi e gassosi che vengono intrappolati nei carboni. Quando questi

fig. 4. Generazione di gas in funzione del rango del carbone (Anderson *et al.*, 2003).



carboni bituminosi sono seppelliti più in profondità, il loro contenuto in idrocarburi si scinde in metano termogenico. Mentre una parte del metano rimane nel carbone, un volume significativo ne viene espulso, nel momento in cui viene generata una quantità di gas di un ordine di grandezza maggiore rispetto a quella che il carbone è in grado di immagazzinare (fig. 4). Di norma, durante la maturazione, il rapporto atomico H/C in un carbone diminuisce da 0,75 a 0,25, a mano a mano che si passa da un carbone bituminoso altamente volatile all'antracite.

La generazione e l'espulsione degli idrocarburi sono accompagnate da diversi e profondi cambiamenti nella struttura e nella composizione del carbone (Levine, 1993). Con l'espulsione dell'acqua il contenuto di umidità si riduce fino a una piccola percentuale. La riorganizzazione della struttura atomica del carbone aumenta la microporosità, generando un'enorme area di superficie in grado di adsorbire il metano. Questi cambiamenti inoltre riducono la densità da 1,5 g/cm³ (per carboni bituminosi con alto contenuto in volatili) a meno di 1,2 g/cm³ (per carboni con basso contenuto in volatili). La resistenza del carbone diminuisce, facilitando la formazione di fratture durante la maturazione degli idrocarburi e la compattazione del carbone. Questo genera dei sistemi di fratture (cleat) a spaziatura molto ristretta, che aumentano la permeabilità (Close, 1993).

A temperature superiori a circa 300 °C i carboni bituminosi vengono trasformati in antracite (>92% di carbonio). Con la maggiore compattazione della struttura del carbone, la generazione e l'espulsione di metano diminuiscono e la densità aumenta da 1,3 g/cm³ a oltre 1,8 g/cm³. I contenuti di metano delle antraciti sono di norma abbastanza elevati ma la permeabilità è spesso più bassa rispetto ai carboni bituminosi a causa della formazione di fratture per contrazione termica (*cleat annealing*). Con l'ulteriore maturazione, gli idrocarburi residui vengono allontanati e le strutture del carbone tendono a coalescere, portando alla formazione di carboni molto densi con un contenuto in carbonio molto elevato e una composizione simile alla grafite (Levine, 1993).

Affinché si generino temperature sufficientemente alte in grado di produrre elevate quantità di idrocarburi, i carboni devono essere seppelliti tipicamente a profondità superiori a 3.000 m. Fanno eccezione i carboni trasformati da fonti di calore locale come nel caso di intrusioni ignee. Dopo un seppellimento e un tempo sufficienti per generare idrocarburi, i carboni devono essere portati più in superficie per essere economicamente utilizzabili. A profondità inferiori a 100 m, generalmente la pressione nel sistema di fratture non è sufficiente a trattenere quantità economicamente significative di gas adsorbito nel carbone. A profondità superiori a circa 1.200 m, la permeabilità del sistema di fratture è solitamente troppo bassa per produrre gas a tassi economicamente vantaggiosi.

I livelli di carbone sono, di norma, giacimenti multi-strato. Lo spessore di ciascuno dei livelli di carbone può variare ampiamente (da alcuni centimetri fino a decine di metri). Inoltre, il numero di livelli di carbone all'interno della sequenza stratigrafica in esame può variare notevolmente, da alcuni livelli fino a più di 100 (fig. 5). Anche lo spessore della sequenza stratigrafica è variabile,

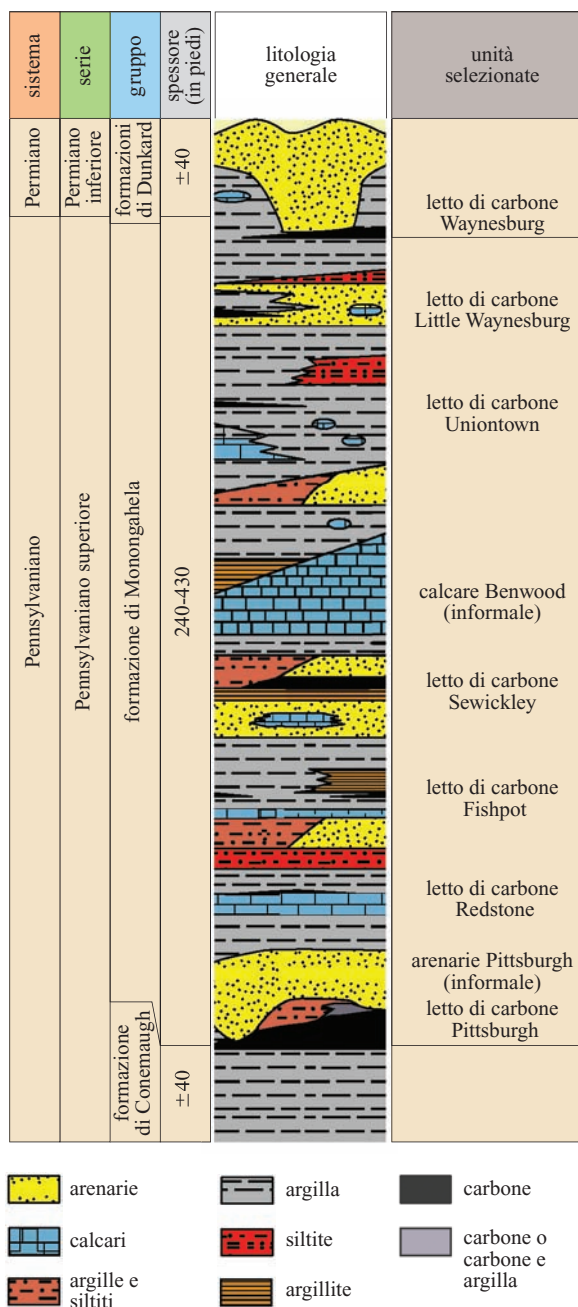


fig. 5. Colonna stratigrafica schematizzata del Monongahela Group (Pennsylvaniano superiore) in cui sono evidenziati, all'interno di una sezione stratigrafica spessa 100 m, sette maggiori letti di carbone (Tewalt *et al.*, 2001).

oscillando da alcune decine fino a centinaia di metri. Gli effetti strutturali postdeposizionali si sommano ai caratteri deposizionali deformando i livelli di carbone e influenzando le condizioni del giacimento. L'orientazione tridimensionale, la continuità e la struttura interna del giacimento sono di fondamentale importanza. Queste caratteristiche possono avere effetti sia positivi sia negativi sul giacimento di carbone. Processi plicativi e di fagliazione possono causare il taglio del giacimento di carbone (danneggiandolo strutturalmente) e ridurre quindi la permeabilità. Tuttavia, la formazione di faglie può causare uno sciame di fratture all'interno del giacimento in grado di aumentarne la permeabilità.

Fratture naturali nel carbone

Le fratture di origine naturale nel carbone (cleat) forniscono un percorso preferenziale per la circolazione dei fluidi nel giacimento; quindi, per una produzione con esiti positivi i pozzi devono stabilire una connessione con questo sistema di fratture. Le fratture di questo tipo si sviluppano di norma ad angolo retto tra loro e sono perpendicolari alla stratificazione (**fig. 6**). La direzione principale delle fratture generalmente si riferisce alle *face cleat* (fratture anteriori), la direzione secondaria alle *butt cleat* (fratture posteriori). La differenza principale tra i due tipi di fratture è data dalla continuità del sistema di fratturazione: quelle anteriori tendono a essere più continue delle posteriori. L'origine di questo tipo di fratture nel carbone molto spesso è legata al processo di carbonificazione, in cui la deidratazione e la devolatilizzazione della sostanza organica avvengono in un sistema deposizionale confinato, sepolto e sottoposto a un campo di sforzi. La spaziatura di queste fratture nel carbone può variare da 1-2 mm a diversi centimetri. Il loro sviluppo è generalmente legato al rango del carbone (un rango maggiore promuove lo sviluppo di fratture a spaziatura più ravvicinata), al contenuto in vitrinite (un alto contenuto in vitrinite dà luogo a fratture a spaziatura più ravvicinata), al contenuto in minerali (un alto contenuto implica una spaziatura maggiore delle fratture) e all'attività tettonica che ha interessato il giacimento. Le ampiezze *in situ* di queste fratture variano da circa 0,0001 mm a 0,1 mm e possono essere, in alcuni casi, riempite da calcite, gesso, o minerali di pirite (Close, 1993). Va notato che, oltre a questi cleat, i carboni possono anche contenere fratture secondarie causate da attività tettonica e da eventi deformativi cronologicamente più recenti. Il riconoscimento e la stima dello stato di fratturazione del carbone vengono realizzati sia con la misura diretta delle fratture nei campioni di carbone (in affioramento o nelle carote di pozzo), sia attraverso la misura delle caratteristiche idrologiche dei livelli di carbone (test di pressione transiente).

Gli esami di laboratorio e le analisi dei giacimenti indicano che la permeabilità di queste fratture diminuisce

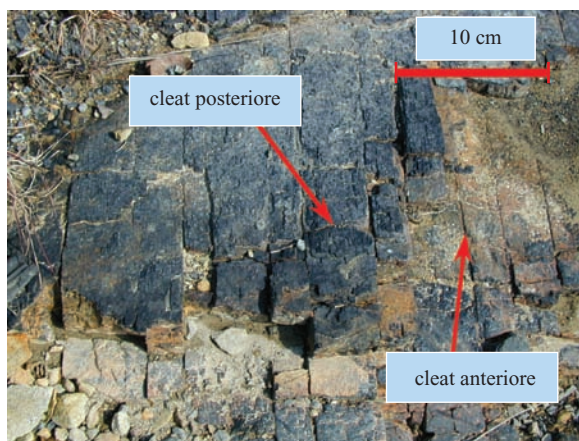


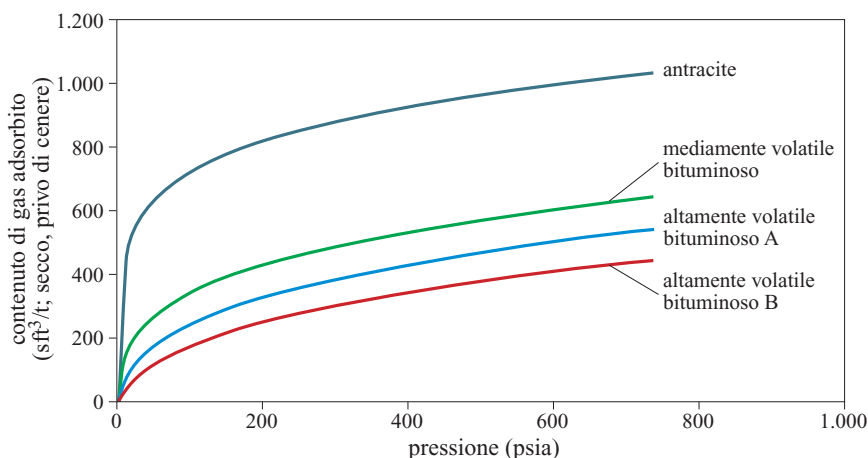
fig. 6. Fratture (cleat) ortogonali (visione in pianta) sviluppate nel carbone Waynesburg, Northern Appalachian Basin, Greene County, Pennsylvania, Stati Uniti (per cortesia dell'Autore).

durante gli stadi iniziali della produzione di gas, a seguito della chiusura delle fratture indotta dalla riduzione della pressione del giacimento (permeabilità dipendente dalle condizioni di stress). Per contro, l'apertura delle fratture può aumentare a seguito della contrazione della matrice del carbone a mano a mano che il gas si diffonde e fuoriesce dalla matrice stessa, aumentandone la permeabilità e il tasso di attraversamento del gas. Questo fenomeno è stato osservato in diversi pozzi nel San Juan Basin, che producono gas da più di dieci anni (Palmer e Mansoori, 1998). Inoltre, in analogia con i giacimenti convenzionali a olio e gas, i giacimenti di metano da carbone mostrano cambiamenti nella permeabilità relativa, via via che si modificano le condizioni di saturazione del fluido durante la produzione.

Contenuto in gas del carbone

La generazione di gas nel carbone avviene come risultato del processo di maturazione termica (v. ancora fig. 4). Il gas è generato nei carboni di rango da sub-bituminoso fino all'antracite. Nel processo di carbonificazione si genera molto più gas di quello che può essere accumulato nel carbone (fino a 8-10 volte). Il gas generato è composto principalmente da metano, ma comprende anche biossido di carbonio, azoto e idrocarburi leggeri. Gli idrocarburi più pesanti sono relativamente poco comuni per una mancanza di idrogeno nel carbone (rispetto al carbonio). Il gas da carboni di rango più basso ha spesso un più alto contenuto in biossido di carbonio; inoltre, le intrusioni ignee nei giacimenti di carbone possono portare a concentrazioni più alte di biossido di carbonio. In aggiunta al gas generato durante la maturazione termica, anche l'attività biogenica può contribuire al contenuto di gas nei carboni. In origine, si pensava che l'attività biogenica terminasse alla fine del ciclo della torba.

fig. 7. Proprietà adsorbenti del carbone descritte dall'isoterma di Langmuir per carboni con differente rango (Anderson *et al.*, 2003).



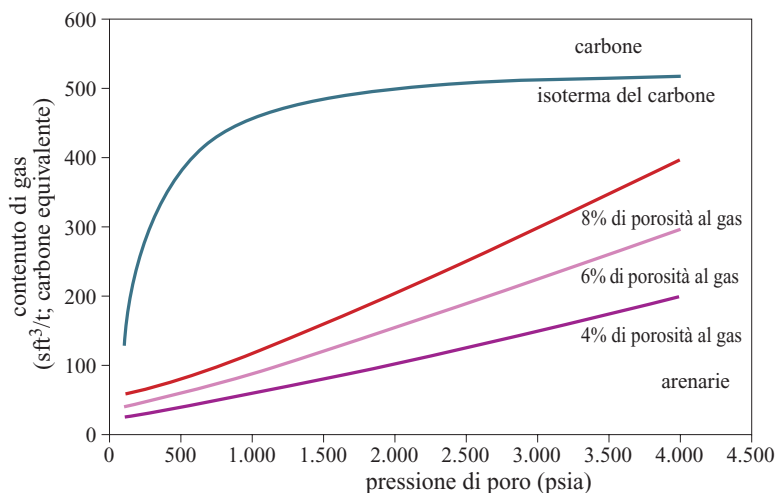
Tuttavia, evidenze più recenti suggeriscono che l'attività microbica può avere luogo anche negli stadi tardivi e nei carboni di più alto rango. Si pensa che questa attività abbia luogo sia all'interno sia nelle vicinanze delle aree di affioramento (circa 8 km dai limiti), dove l'acqua dolce può efficacemente ricaricare il giacimento di carbone (Rice, 1993).

La capacità del carbone di accumulare il gas dipende dal rango del carbone (ovvero dalla sua maturità termica), dall'umidità, dal contenuto in ceneri, dall'insieme degli elementi macerali nel carbone e dalla storia geologica del giacimento. Visto che il contenuto *in situ* di gas è influenzato da così tanti parametri, il contenuto effettivo di gas in ciascun giacimento di carbone può essere determinato solamente attraverso la sua misurazione diretta. Questa viene realizzata comunemente attraverso la misurazione della quantità di gas deadsorbita dai campioni di carote di pozzo o dai frammenti di carbone estratti durante la perforazione (cutting) dei pozzi di metano da carbone. Questo metodo fornisce una misura diretta del volume di gas contenuto nel carbone alle condizioni *in situ* del giacimento.

Accumulo di gas nel carbone

Mentre le misurazioni del contenuto di gas servono a determinare la quantità di gas che si trova nel carbone alle condizioni del giacimento, nella valutazione del potenziale economico di un giacimento è importante comprendere il modo in cui il gas è immagazzinato nel carbone. La capacità della matrice del carbone di accumulare gas in funzione della pressione è descritta dall'isoterma di adsorbimento di Langmuir (**fig. 7**). Questo meccanismo di accumulo conferisce ai giacimenti di carbone la loro caratteristica distintiva: la capacità di immagazzinare grandi volumi di gas a pressioni relativamente basse del giacimento. L'adsorbimento è un processo fisico, che coinvolge la debole attrazione intermolecolare dovuta alle forze di van der Waals (Yee *et al.*, 1993). Possono essere accumulati grandi volumi di gas perché la superficie interna della microporosità è molto elevata, oscillando da meno di 50 a oltre 275 m²/g di carbone (Crosdale *et al.*, 1998). Confrontando la capacità di adsorbimento di gas del carbone con quella di un'arenaria convenzionale (**fig. 8**), si vince come a pressioni relativamente basse del giacimento (6,9 MPa) il carbone

fig. 8. Confronto tra il volume di gas accumulato nel carbone sotto forma di gas adsorbito e il volume di gas accumulato in un giacimento convenzionale costituito da un'arenaria con differente porosità (Anderson *et al.*, 2003).



è in grado di accumulare da 4 a 6 volte il volume di gas accumulato in un'arenaria mediamente porosa. Il contenuto massimo di gas adsorbito dal carbone a specifiche condizioni di pressione è definito dalla seguente equazione, modificata da Langmuir (1916):

$$C_g = (V_L \cdot P) / (P_L + P)$$

dove C_g è la concentrazione di gas nella matrice (m^3/t), V_L il volume di Langmuir (m^3/t), P_L la pressione di Langmuir (MPa) e P la pressione del giacimento nel sistema di fratture (MPa).

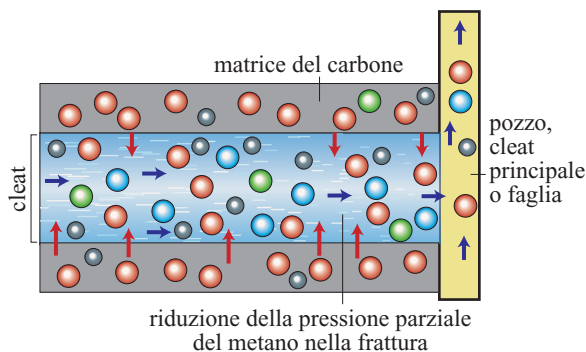
Il volume di Langmuir è il volume teorico massimo di gas che un carbone può adsorbire sulla sua area superficiale a pressione infinita. Questo rappresenterebbe un monostrato continuo di molecole di metano sull'intera superficie interna del carbone. La pressione di Langmuir è quella a cui la capacità di accumulo di un carbone è uguale a 1/2 del volume di Langmuir.

Le isoterme di adsorbimento del carbone sono determinate in laboratorio con esami su campioni disgregati di carbone, con contenuto in umidità e temperatura rigorosamente controllati. L'esame dell'isoterma di assorbimento deriva dalla relazione tra la pressione e il quantitativo di gas adsorbito nel giacimento, in condizioni statiche di temperatura e umidità. In alcune condizioni, i contenuti di gas nei livelli di carbone sono minori del quantitativo di gas che il carbone è in grado di ospitare. Questi carboni sono considerati quindi sottosaturi in gas. Per i carboni che sono saturi al 100%, il gas sarà prodotto non appena la pressione diminuisce per estrazione di acqua dai sistemi di fratture. Il tasso di estrazione del gas aumenterà fino al picco per diversi anni e quindi inizierà a diminuire. Per i carboni sottosaturi, il gas non sarà prodotto fino a che la pressione nei sistemi di fratture sarà ridotta sotto la pressione di saturazione, impiegando periodi più lunghi per raggiungere i tassi massimi di estrazione di gas.

Meccanismi di trasporto del gas nel carbone

I carboni sono giacimenti fratturati che comprendono una matrice e un sistema di fratture. La matrice è la porzione organica a bassa permeabilità del giacimento e costituisce il principale serbatoio per l'accumulo di gas. Il sistema di fratture nel giacimento è a bassa porosità, ha permeabilità relativamente elevata e fornisce il deposito principale per l'acqua che viene prodotta all'interno del giacimento. I meccanismi più importanti che controllano la circolazione del gas e dell'acqua nel giacimento sono la diffusione nella matrice del carbone, il deadsorbimento del gas dalla matrice verso il sistema di fratturazione e il flusso di Darcy all'interno del sistema di fratture (**fig. 9**).

I principali meccanismi di immagazzinamento nel carbone comprendono l'adsorbimento del gas all'interno della matrice (la principale sorgente di gas per i carboni)



- riduzione della pressione nella frattura dovuta alla produzione di acqua
- metano deadsorbito dalla matrice e diffuso nel cleat
- flusso di metano e acqua verso il pozzo

● gas metano ● azoto
● acqua ● biossido di carbonio

fig. 9. Meccanismi di flusso di gas nel carbone (Puri e Yee, 1990; Dallegge e Barker, 2000).

e l'accumulo di gas nella porosità libera, definita principalmente dalla presenza del sistema di fratturazione. L'adsorbimento nella matrice è il principale meccanismo di accumulo per il gas, mentre la porosità legata allo sviluppo di fratture (cleat) costituisce il maggiore serbatoio per l'accumulo d'acqua nel giacimento. L'equazione dell'isoterma di Langmuir descrive il volume di gas accumulato nella matrice del carbone in funzione della pressione del giacimento. La porosità conferita dal sistema di fratture nei carboni è generalmente bassa, oscillando da meno dello 0,5 al 2-4%.

Come già detto, i meccanismi di trasporto dei fluidi nel carbone comprendono la diffusione del gas nella matrice del carbone, il deadsorbimento del gas dalla matrice verso le fratture e il flusso di Darcy all'interno del sistema di fratture. Il gas si muove attraverso la matrice del carbone per un processo di diffusione molecolare, come descritto dalla legge di Fick (Zuber, 1996). Questo è un processo guidato da un gradiente di concentrazione, che avviene a causa della minore concentrazione di gas in prossimità dell'interfaccia matrice-frattura rispetto alla concentrazione nelle porzioni centrali della matrice stessa. La legge di Darcy generalmente descrive il flusso all'interno del sistema di fratture nel carbone. Il concetto della permeabilità relativa è usato per descrivere il flusso simultaneo di gas e acqua all'interno del sistema di fratture in funzione del grado di saturazione.

Caratteristiche della produzione di metano da carbone e ciclo di drenaggio

I giacimenti costituiti da letti di carbone sono complessi, contenendo di norma sia gas sia acqua nel sistema di fratture e gas adsorbito sull'area di superficie della

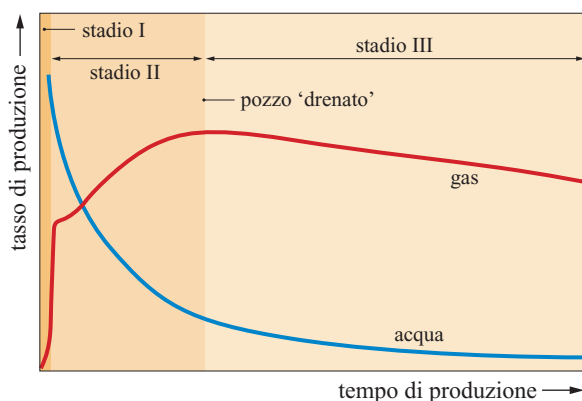


fig. 10. Tipico profilo di rendimento di un pozzo di metano da carbone saturo d'acqua (Anderson *et al.*, 2003).

matrice. La produzione di metano dai pozzi dei giacimenti in esame ha caratteri complessi, a causa dei meccanismi articolati che controllano la circolazione di gas e acqua nei carboni. La **fig. 10** mostra un tipico profilo di produzione (per gas e acqua) in un pozzo di metano da livelli di carbone. La produzione di acqua è generalmente caratterizzata da un andamento negativo. Il ciclo di produzione di gas nei pozzi di metano da carbone spesso consiste in un andamento iniziale positivo della produzione, nel raggiungimento di un picco in un determinato momento e quindi in una tendenza a un andamento decrescente della produzione. Questo è il profilo tipicamente esibito dai pozzi di metano da carbone (all'interno di un sistema di pozzi in attività), in qualche modo circoscritti dall'interferenza dovuta ad altri pozzi produttivi o da limiti naturali interni ai giacimenti, come la presenza di faglie.

L'andamento positivo nella produzione di gas mostrato dai pozzi di metano da carbone è legato al cambiamento della permeabilità relativa del gas all'interno del giacimento. In molti livelli di carbone, il sistema di fratture naturali è inizialmente saturo d'acqua. A mano a mano che l'acqua viene prodotta dal sistema di fratture naturali, la pressione nel giacimento si riduce e il gas viene deadsorbito dal carbone, diffondendosi nel sistema di fratture. Mentre la saturazione del gas nel sistema di fratture aumenta in maniera costante, la permeabilità relativa del gas nel giacimento aumenta. Questo provoca un incremento della produzione di gas. Viceversa, la diminuzione della saturazione dell'acqua nel sistema di fratture porta a una diminuzione della produzione di acqua. Una volta stabilizzata la permeabilità relativa del gas nel giacimento (a questo punto il giacimento è detto prosciugato), il gas raggiunge una produzione di picco che inizierà poi a decrescere. Nei giacimenti asciutti (privi di acqua nei sistemi di fratture) si osserva un andamento costantemente negativo della produzione di gas, dal momento che il tasso di deadsorbimento diminuisce

in ogni parte dell'area di drenaggio. Dal momento che la produzione di gas dai giacimenti di carbone dipende dal prosciugamento del giacimento e dalla possibilità di aumentare la permeabilità relativa del gas, il profilo produttivo caratteristico di ciascun pozzo di metano da carbone è legato a quei fattori che regolano la capacità di un sistema di pozzi di prosciugare il giacimento. Questi fattori comprendono la spaziatura dei pozzi, la permeabilità del giacimento, la porosità legata al sistema di fratture, la saturazione iniziale in gas e acqua nel giacimento e la quantità del gas adsorbito.

Variabilità nella produzione di un pozzo

L'analisi della produzione dei campi di metano da carbone indica che c'è un elevato grado di variabilità nella produzione di ciascun pozzo all'interno di un insieme di pozzi. Questa variabilità non è attribuita a grandi variazioni nella spaziatura tra i pozzi o alla quantità di gas accumulata nel giacimento di carbone. Il principale fattore che contribuisce a questa variabilità nella produzione sembra essere la variazione della permeabilità del giacimento. Queste oscillazioni sono dovute alle eterogeneità del sistema di fratturazione all'interno del giacimento (numero di cleat e di fratture naturali e ampiezza dell'apertura). Inoltre, è stata dimostrata la forte sensibilità della permeabilità nei carboni allo stato di stress del giacimento. Studi sui giacimenti condotti nel Black Warrior Basin, Stati Uniti, hanno mostrato che le variazioni nelle condizioni di stress in un giacimento possono portare a cambiamenti nella permeabilità di un ordine di grandezza, tra aree limitrofe all'interno dello stesso campo produttivo (Sparks *et al.*, 1993).

L'esame di numerosi pozzi in produzione su campi di metano da carbone coltivati estensivamente indica che variazioni di un ordine di grandezza nel rendimento di un pozzo rientrano nella norma. La **fig. 11** mostra

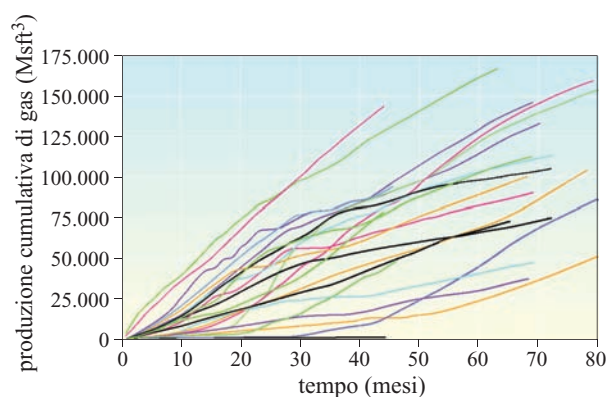
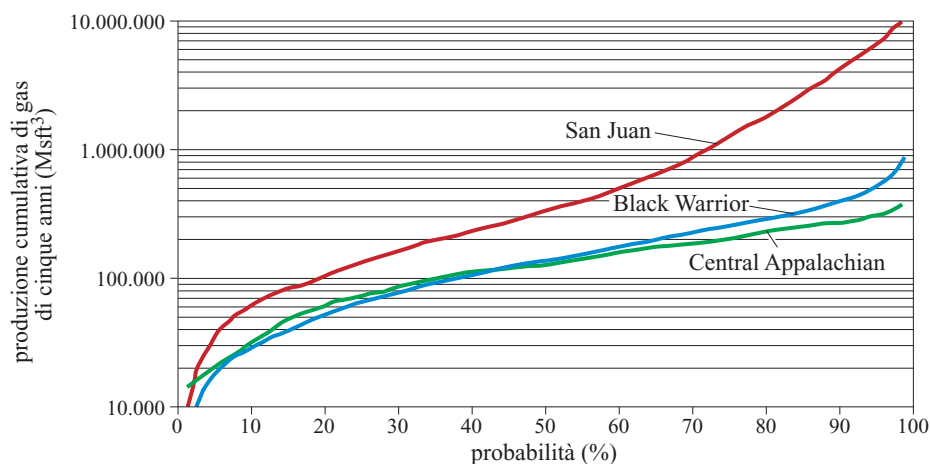


fig. 11. Variazioni locali di rendimento di un gruppo di 23 pozzi simili ubicati nel Black Warrior Basin, Stati Uniti, dovute a cambiamenti locali della permeabilità associata al sistema di fratture (Anderson *et al.*, 2003).

fig. 12. Distribuzione probabilistica della produzione cumulativa effettiva di cinque anni da pozzi di metano da carbone nei bacini San Juan, Black Warrior e Central Appalachian, Stati Uniti (Weida *et al.*, 2005).



la produzione cumulativa di gas da 23 pozzi di metano da carbone in un giacimento nel Black Warrior Basin. Tutti i pozzi sono stati perforati e allestiti in maniera analoga e sono state riscontrate solo piccole differenze da pozzo a pozzo nello spessore del carbone, nel contenuto di gas e in altri parametri del giacimento. I pozzi sono stati inoltre perforati con la stessa ristretta spaziatura: 304 m tra un pozzo e l'altro in una griglia di forma quadrata. Soltanto la variazione nella permeabilità del giacimento può quindi spiegare il forte cambiamento nella produzione dei pozzi in ogni parte del campo. Inoltre, le analisi approfondite dei dati di produzione dei giacimenti di metano da carbone intensamente coltivati testimoniano l'esistenza di un alto grado di variabilità nella produzione tra giacimenti limitrofi e per aree relativamente ristrette (fino alla scala del giacimento) all'interno dei giacimenti stessi. In **fig. 12** sono mostrate, secondo una distribuzione di probabilità della produzione effettiva cumulata in cinque anni, le variazioni di produzione all'interno dei bacini San Juan, Black Warrior e Central Appalachian. Questo elevato grado di variabilità all'interno dei giacimenti di carbone ha implicazioni significative per la valutazione del potenziale economico delle aree di estrazione di metano da carbone (Weida *et al.*, 2005).

L'argilla come riserva di gas

Composizione dell'argilla

L'argilla (shale) è il tipo più comune di roccia sedimentaria, che si deposita comunemente nelle piane alluvionali dei fiumi e sui fondali di laghi, lagune e oceani. Si forma per consolidamento di frammenti detritici di roccia a granulometria fine o di particelle minerali, e tipicamente contiene il 50% di silt, il 35% di minerali argillosi (clay) e il 15% di minerali autigeni. Il silt e i minerali argillosi sono differenziati sulla base del diametro delle particelle di cui sono costituiti. Il silt consiste di particelle di minerali o di roccia che hanno un diametro compreso tra 1/256 e 1/16 mm, mentre i minerali

della famiglia delle argille sono costituiti da frammenti di particelle di minerali o di roccia che hanno un diametro inferiore a 1/256 mm. L'argilla ha una struttura scagliosa sottilmente laminata, che si rompe facilmente in sottili strati paralleli. L'argillite è per composizione simile all'argilla, ma manca di una struttura finemente laminata e scagliosa e in genere si disgrega al contatto con l'acqua (Bates e Jackson, 1980). Il colore delle argille varia dal verde al grigio al nero, in funzione del contenuto in sostanza organica. Più è alto il contenuto in materia organica, più scuro è il colore dell'argilla. La Black Shale (ad alto contenuto in sostanza organica) è una roccia madre comune per la formazione di gas naturale e petrolio greggio (Hill e Nelson, 2000).

L'estrazione di gas da argilla dai giacimenti negli Stati Uniti ha evidenziato un'ampia variabilità nella composizione e nella storia deposizionale delle argille. Le Antrim, Ohio e New Albany Shale, negli Stati Uniti centrali e orientali, fanno parte di un esteso sistema deposizionale dominato da argilla ricca in sostanza organica di età devoniana medio-superiore (Curtis, 2002). Tuttavia, pur essendo sincrona la deposizione di queste formazioni argillose ricche di silicati, le caratteristiche composizionali di queste formazioni sono differenti. Come mostrato nella tab. 4, la Antrim Shale è caratterizzata da un alto contenuto in sostanza organica (fino al 24%) mentre il contenuto in sostanza organica della Ohio Shale raramente supera il 5%. Le differenti quantità di sostanza organica preservata sono state determinate probabilmente da variazioni delle condizioni anossiche all'interno dei sub-bacini dello stesso sistema deposizionale. Simili variazioni nel contenuto in sostanza organica (come tipicamente mostra il kerogene di Tipo II o di Tipo III) sono state osservate nei giacimenti di gas da argille Barnett (4-8%) e Lewis (0,5-2,5%).

Generazione e accumulo del gas da argille

Il gas nelle argille è di origine termogenica o biogenica. Il gas termogenico deriva dalla trasformazione del

kerogene per maturazione termica, tipica dei sistemi petroliferi convenzionali. Jarvie *et al.* (2001) hanno identificato altre 13 formazioni (di età da ordoviciana a pennsylvaniana) arricchite dell'olio generato nella Barnett Shale del Fort Worth Basin occidentale in Texas. La successiva scissione di questo olio può aver contribuito alla formazione del gas attualmente in posto (e prodotto) in questa argilla. Un'analogia generazione di gas termogenico è avvenuta in tutti gli altri sistemi produttivi di gas da argille degli Stati Uniti (Antrim, Ohio, New Albany e Lewis Shale).

Tuttavia, nel caso delle Antrim Shale, sembra che il gas termogenico sia ampiamente migrato dal sistema. In questo giacimento costituito da argille, il gas attualmente in posto ha probabilmente poche decine di migliaia di anni, essendo stato prodotto come gas biogenico recente (Martini *et al.*, 1998). I batteri metanogeni, introdotti nelle argille ricche in sostanza organica dalla ricarica degli acquiferi nel post-Pleistocene, hanno generato gas consumando il kerogene nelle Antrim Shale attorno ai margini del Michigan Basin. Il gas prodotto in questa porzione del bacino è una miscela di gas recente di origine biogenica e di gas geologicamente più vecchio di origine termogenica.

La modalità di accumulo di gas nelle argille è in qualche modo simile a quelle discusse precedentemente per il carbone. Il gas è immagazzinato nel kerogene come gas adsorbito (descritto dalla isoterma di Langmuir), all'interno della porosità intergranulare e all'interno del sistema di fratture naturali come gas libero, e all'interno del kerogene (e nel bitume nelle argille molto più mature termicamente) come gas disciolto. I meccanismi di intrappolamento sono poco efficaci e la saturazione del gas generalmente investe aree molto estese (Roen, 1993). In principio, sulla base dei risultati di produzione dei giacimenti nelle Ohio e Antrim Shale, si supponeva che la maggior parte del gas nei serbatoi di argilla

fosse gas adsorbito. Questo gas è paragonabile al meccanismo di accumulo descritto per il carbone e le isoterme di assorbimento della componente organica nei giacimenti di gas da argilla sono misurate sistematicamente.

Tuttavia, studi recenti hanno dimostrato che la proporzione di gas accumulato nelle argille attraverso le due modalità principali, gas adsorbito e gas libero, può variare significativamente con le condizioni del giacimento. L'Antrim Shale del Michigan Basin è un giacimento freddo (24 °C) e superficiale, ad alto contenuto di sostanza organica (v. ancora tab. 4). Il confronto tra il volume di gas adsorbito e quello di gas libero nel giacimento rispetto al gas totale (a una pressione di 400 psia o 2,8 MPa) evidenzia che il 74% del gas viene adsorbito nella materia organica, mentre il 26% è costituito da gas libero nella porosità intergranulare e delle fratture (**fig. 13**). Al confronto, la Barnett Shale del Fort Worth Basin è un giacimento profondo a temperatura e pressione maggiori, con un contenuto totale di materia organica relativamente basso. A queste condizioni (4.000 psia, o 27,6 MPa, e 90 °C) il 63% è gas libero e il 37% è adsorbito (**fig. 14**). Col procedere dell'esplorazione e dello sviluppo dei giacimenti di gas da argille in tutto il mondo, si prevede un'analogia variabilità nei tipi di giacimenti, che oscilla tra giacimenti dominati da gas adsorbito e giacimenti dominati da gas libero.

Meccanismi di trasporto del gas nelle argille

Analogamente al carbone, i meccanismi di trasporto e circolazione del gas nei giacimenti di gas da argille, oltre che dal flusso convenzionale di Darcy, sono controllati anche da ulteriori fattori. Nella maggior parte dei giacimenti produttivi di gas da argille si trova un duplice sistema di porosità: una microporosità primaria nella matrice dell'argilla accoppiata a una porosità secondaria legata allo sviluppo di un sistema di fratture naturali.

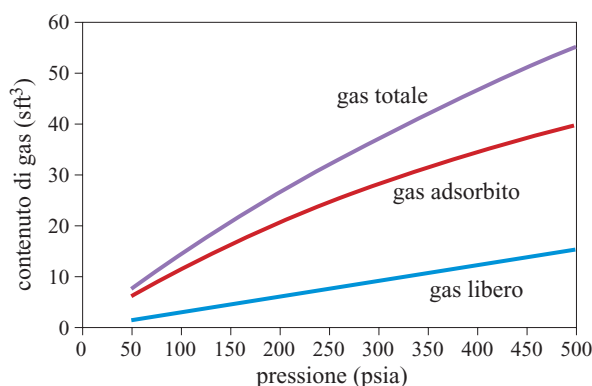


fig. 13. Confronto tra il gas adsorbito e il gas libero contenuto nella formazione dell'Antrim Shale del Michigan Basin, Michigan, Stati Uniti (Zuber *et al.*, 1994a).

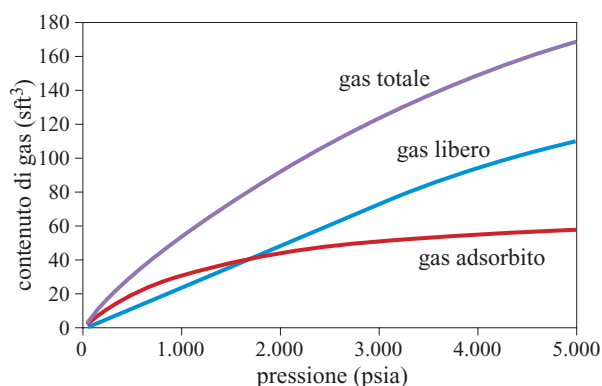


fig. 14. Confronto tra il gas adsorbito e il gas libero contenuto nella formazione della Barnett Shale del Fort Worth Basin, Texas, Stati Uniti (Frantz *et al.*, 2005).

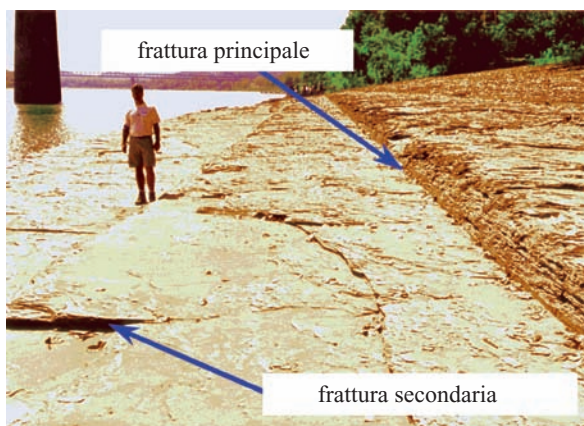


fig. 15. Fratture naturali nella formazione della New Albany Shale dell'Illinois Basin, Indiana, Stati Uniti (per cortesia dell'Autore).

Le fratture naturali, formatesi per sforzi tettonici o durante la generazione degli idrocarburi, hanno una spaziatura che varia da uno ad alcuni metri e spesso sono ortogonali tra loro e perpendicolari alla giacitura degli strati, con un sistema dominante l'uno all'altro subordinato (**fig. 15**). La porosità della matrice è bassa, con una variazione dell'1-10%; la porosità delle fratture è molto bassa, minore dell'1% (Zuber *et al.*, 1994a; Frantz *et al.*, 2005; Curtis, 2002). In alcune aree del giacimento di gas da argille Antrim, le fratture che costituiscono la porosità secondaria possono essere riempite d'acqua anche fino al 100%; altre aree di produzione di gas da argille (per esempio il Barnett Shale) hanno poca o nulla circolazione d'acqua associata alla porosità delle fratture. La permeabilità della matrice è estremamente bassa, variando da $1 \cdot 10^{-4}$ a 10^{-8} mD. Il flusso di gas attraverso questa matrice argillosa a bassa permeabilità è stato confrontato con la diffusione del gas attraverso la matrice del carbone. La permeabilità delle fratture varia ampiamente, da 5 mD nel giacimento superficiale dell'Antrim Shale a $1 \cdot 10^{-4}$ mD nelle Barnett e Lewis Shale. La circolazione nei giacimenti di gas da argille è, quindi, una combinazione di gas deadsorbito dalla sostanza organica, flusso di Darcy (e/o diffusione) del gas libero dalla microporosità della matrice argillosa a bassa permeabilità verso il sistema di fratture naturali e flusso di Darcy di gas e acqua generalmente attraverso il sistema di fratture naturali.

Caratteristiche della produzione di gas da argille

La produzione di gas da giacimenti di argille varia significativamente da un insieme di giacimenti a un altro e all'interno di specifici giacimenti (come nel caso della produzione di metano da strati di carbone). Sono stati identificati tre tipi di produzione: la coproduzione di gas e acqua in giacimenti dominati da adsorbimento (tipo 1);

la produzione di gas in giacimenti dominati da gas adsorbito (tipo 2); la produzione di gas nei giacimenti dominati da gas libero (tipo 3). La produzione di tipo 1 è rappresentata dai rendimenti di produzione dei pozzi nell'Antrim Shale del Michigan Basin (Michigan, Stati Uniti), e nella New Albany dell'Illinois Basin (Illinois, Indiana e Kentucky, Stati Uniti). L'andamento della produzione generale è simile a quello osservato nei pozzi di metano da carbone saturo in acqua, poiché la produzione di gas segue un andamento inizialmente crescente, raggiunge un picco in un determinato momento e quindi decresce, mentre la produzione d'acqua è generalmente caratterizzata da un andamento decrescente (Zuber *et al.*, 1994a). La produzione di tipo 2, caratteristica dell'Ohio Shale dell'Appalachian Basin (specialmente nell'area compresa tra il West Virginia del Sud, il Virginia occidentale e il Kentucky orientale), produce inizialmente gas libero associato al sistema di fratture naturali e alla microporosità. Con la riduzione di pressione associata alla produzione di gas libero, il gas adsorbito viene deadsorbito, diventando la sorgente di gas libero per il sistema. Questi pozzi, di norma, hanno un basso tasso di produzione ma possono produrre per oltre 40 anni (Boswell, 1996). Infine, la produzione di tipo 3 riflette la risposta osservata nel giacimento profondo e ad alta pressione nella Barnett Shale del Fort Worth Basin (Texas nord-orientale). La produzione da questi giacimenti di argille è dominata da un flusso proveniente dal sistema di microporosità, dove il gas adsorbito contribuisce per meno del 10% alla quantità totale di gas prodotto (Frantz *et al.*, 2005).

2.2.3 Perforazione, completamento e produzione

Fino a poco tempo fa, la maggior parte dell'attività di perforazione era limitata a pozzi verticali rivolti a giacimenti di carbone relativamente superficiali – da 150 a 1.000 m di profondità – e ai giacimenti da argille di profondità maggiore – da 1.000 a 2.500 m di profondità. I pozzi superficiali di gas da argille vengono comunemente perforati utilizzando metodi di trivellazione a percussione rotatoria sottobilanciata (*under-balanced rotary percussion*; Hollub e Schafer, 1992). Questa tecnica permette di ottenere rapidi tassi di trivellazione (fino a 15 m/h) e minimizza i danni alle fratture naturali nel giacimento di carbone. In alternativa, vengono utilizzati sistemi di trivellazione convenzionale (*rotary drilling*) con fanghi leggeri (bilanciati o sottobilanciati) quando la pressione nel giacimento è maggiore o il flusso d'acqua è eccessivo, o ancora quando si prefigurano problemi di stabilità del pozzo. Analogamente, anche i pozzi da argille superficiali (come per esempio quelli dell'Ohio Shale nel Big Sandy Field del Kentucky orientale di età

devoniana superiore) vengono perforati utilizzando metodi di trivellazione a percussione rotatoria sottobilanciata, mentre per i pozzi nelle più profonde Barnett Shale nel Fort Worth Basin, Texas nord-orientale, ci si affida sia a sistemi di percussione rotatoria sia a sistemi a rotazione convenzionale con fanghi leggeri.

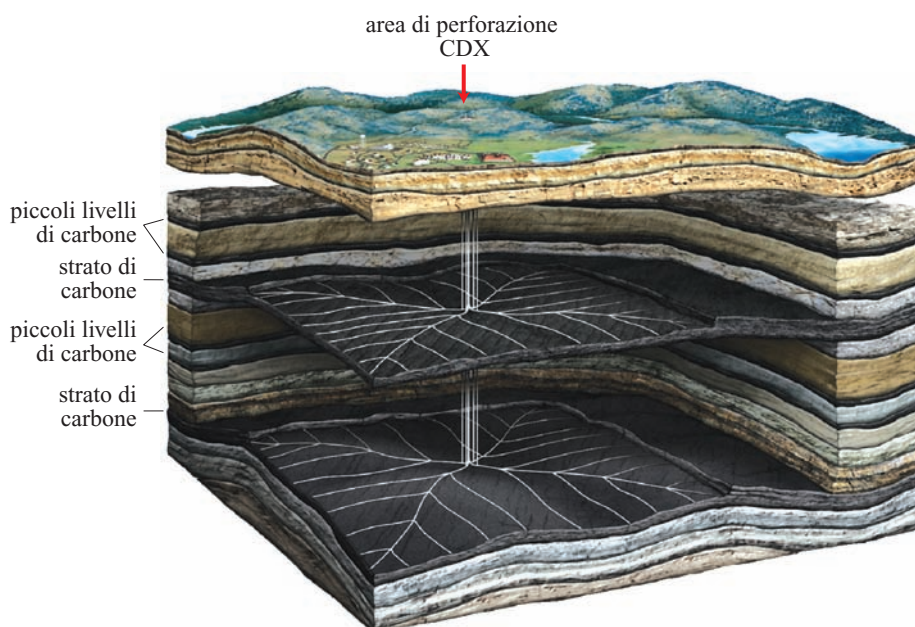
Grazie ai recenti progressi della tecnologia di perforazione e alla conseguente riduzione dei costi, in alcune specifiche geometrie del giacimento, la perforazione orizzontale sta diventando un'alternativa attraente rispetto ai pozzi verticali, sia nei giacimenti da carbone sia in quelli da argille. La prima applicazione su larga scala di pozzi orizzontali nei giacimenti da carbone ha avuto luogo a metà degli anni Novanta nel giacimento da carbone Hartshorne dell'Arkoma Basin nell'Oklahoma (Rutter, 2002). In questo contesto, viene tipicamente perforato un singolo pozzo orizzontale. In seguito al successo di questi pozzi, è stata sviluppata una tecnica multilaterale (*multi-lateral*) per la degassificazione delle miniere e per la produzione di gas naturale nella Pinnacle Mine del Central Appalachian Basin, West Virginia (von Schoenfeldt *et al.*, 2004). Come si vede nella **fig. 16**, viene inizialmente perforato un pozzo verticale. In seguito, viene trivellato un pozzo orizzontale che si interseca con quello verticale; da questa sezione orizzontale principale vengono perforati diversi pozzi laterali, seguendo uno schema 'pinnato'. Le perforazioni orizzontali laterali solitamente non vengono rivestite, esponendo così il sistema di fratture naturali del carbone all'intera superficie del pozzo. Si sono riscontrati però problemi di stabilità del pozzo e di pompaggio artificiale, di cui bisogna tener conto nell'applicazione di questa tecnologia ad altre regioni carbonifere. In questi pozzi multilaterali viene riportata una capacità di estrazione

dell'80-90% di gas originariamente in posto in 24-48 mesi, con significativi benefici economici.

Come per l'applicazione al carbone, l'uso di metodi di perforazione orizzontale in giacimenti di gas da argille (specialmente nella Barnett Shale) è in rapida espansione (Frantz *et al.*, 2005). A partire dal 2003, nella Barnett Shale ha avuto luogo un rapido passaggio dai pozzi verticali a quelli orizzontali, tale che il 60% di tutti i nuovi pozzi perforati in questa formazione da argille è adesso orizzontale. A differenza dei pozzi orizzontali nel carbone, questi pozzi sono solitamente foderati, cementati e fratturati idraulicamente, poiché il sistema naturale di fratture di queste argille è scarsamente progredito.

La forma più comune di allestimento dei pozzi di gas da carbone e da argille è stata la perforazione con rivestimento del pozzo con fratturazione idraulica singola o multistadio. La fratturazione dei giacimenti di gas da carbone è stata ampiamente discussa negli ultimi tre decenni. Nei carboni intensamente fratturati con bassi valori dei moduli elastici, viene spesso creato un sistema complesso di fratture (specialmente nelle aree circostanti il pozzo) per ottenere segmenti più corti e poter applicare gradienti di pressione superiori a 22,6 kPa/m (Palmer *et al.*, 1993). L'inefficienza del fluido dovuta a fuoriuscite dal sistema di fratture, il danno prodotto dal rigonfiamento del carbone che si crea in presenza di certi sistemi che utilizzano gel e il debordamento fuori dall'area di interesse, dovuto alla relativa sottigliezza dei livelli, sono solo una parte delle complessità che riguardano la formazione di fratture nei livelli di carbone. Sebbene generalmente possa essere pericoloso, l'industria si sta indirizzando verso l'utilizzo di fluidi meno dannosi e verso un maggiore uso di sistemi azotati.

fig. 16. Pozzi orizzontali, multilaterali e a geometria 'pinnata' per la produzione di gas da carbone (von Schoenfeldt *et al.*, 2004).



La recente e rapida valorizzazione dei giacimenti da carbone nel Powder River Basin del Wyoming e del Montana ha portato allo sviluppo di un'alternativa alla tradizionale operazione di fratturazione idraulica. La pratica più diffusa di allestimento (in più di 10.000 pozzi attualmente produttivi) è stata l'applicazione di allestimenti di pozzi non rivestiti non distruttivi seguita da un'iniezione d'acqua ($<0,8 \text{ m}^3/\text{min}$) per favorire l'apertura delle fratture del carbone e far defluire e disperdere rapidamente le particelle fini di carbone (DOE/NETL, 2003). Analogamente, il rapido sviluppo dei carboni superficiali e secchi dell'Horseshoe Canyon nella regione degli Alberta Plains in Canada, ha portato a una tecnica di stimolazione alternativa. Poiché non vi è produzione d'acqua in seguito alla perforazione di pozzi in questa formazione di carbone, gli operatori hanno usato con successo trattamenti per indurre la fratturazione a base di solo azoto, senza l'utilizzo di materiale solido in sospensione per impedire la chiusura delle fratture (Gatens, 2004).

I pozzi di gas da argille si servono quasi universalmente della fratturazione idraulica per collegare le fratture naturali (meno sviluppate che nel carbone) al pozzo. Sebbene si sia tentato di fare un numero di pozzi orizzontali non foderati nella New Albany Shale dell'Illinois Basin, la stragrande maggioranza di pozzi da argille orizzontali viene ora ultimata utilizzando trattamenti a livelli multipli, azionati lungo la sezione orizzontale. Come approcci innovativi, per ridurre l'effetto del danno prodotto dal cemento sul sistema di fratture naturali, sono stati sperimentati pozzi rivestiti ma non cementati e pozzi non foderati. Tuttavia, la tendenza generale va verso una sezione orizzontale più convenzionale, rivestita, cementata, perforata a stadi e fratturata (Fisher *et al.*, 2004).

A metà degli anni Ottanta, nell'area produttiva ad andamento allungato in cui si ripetono gli stessi caratteri geologici (*fairway*) del San Juan Basin, venne sviluppato un metodo particolare di completamento sfruttando la cavitazione conseguente alla reazione della formazione alla trivellazione. Il metodo di cavitazione naturale o dinamica consiste in un incremento di pressione seguito da un rapido decremento, che ha come risultato un'alta pressione differenziale nell'interfaccia carbone-parete del pozzo e il collasso del carbone nel pozzo stesso (Logan, 1993). L'applicazione ripetuta di queste pulsazioni di pressione comporta la formazione di un pozzo allargato (fino a 5 m di diametro) e di un'area a forma di ciambella a maggiore permeabilità (stimata in 15-30 m di diametro), che entrambi aumentano significativamente la produttività del pozzo. Tuttavia, il successo di questa tecnica di completamento è stato limitato a questa sola regione del San Juan Basin e ad aree selezionate all'interno del Bowen Basin australiano.

Come discusso precedentemente, la maggior parte dei giacimenti da strati di carbone e taluni di gas da argille

sono saturi d'acqua. La produzione iniziale (stadio 1) da questi giacimenti è dominata dall'acqua, con piccole quantità di gas. A mano a mano che l'acqua fuoriesce dal sistema di fratture naturali, la pressione idrostatica si riduce, il gas deadsorbe dalla superficie interna del carbone e comincia a formarsi un sistema di gas libero. Con l'aumento della saturazione di gas (stadio 2), aumentano anche la permeabilità relativa del gas e la sua produzione mentre decrescono la permeabilità relativa dell'acqua e la sua produzione. Con lo stabilizzarsi del gas e della permeabilità relativa dell'acqua, si verificano picchi di produzione di gas. Da questo momento in poi la produzione di acqua e gas si riduce lentamente (stadio 3), controllata non solo dai parametri chiave del giacimento (specialmente la permeabilità) ma anche dagli effetti di interferenza dei pozzi adiacenti. Al contrario, i giacimenti secchi di gas da carbone e quelli da argille hanno un rendimento pari ai giacimenti di gas convenzionale, con un picco di produzione iniziale seguito da una lenta diminuzione, a mano a mano che il fenomeno di deadsorbimento continua a rifornire di nuovo gas il sistema di fratture naturali.

2.2.4 Risorse e riserve

Poiché le molecole di gas sono intrappolate nel carbone e nelle argille sia come gas adsorbito sia come gas libero, entrambe queste componenti devono essere considerate in ogni stima del volume di gas in posto. Per determinare lo spessore del giacimento viene spesso applicata, nel caso dei giacimenti di gas da carbone, una densità massima di $1,75 \text{ g/cm}^3$. Per i giacimenti di gas da argilla la densità varia tra 2,1 e $2,5 \text{ g/cm}^3$. L'estensione areale del giacimento viene generalmente definita usando i dati di spessore derivanti dai log di pozzo e dalle descrizioni delle carote di pozzo. Il contenuto di gas viene ottenuto dalle misure di deadsorbimento corrette per il gas disperso e il gas residuale. La densità media *in situ* del carbone e dell'argilla può essere determinata con log di densità o con misurazioni sulla carota; il contenuto mineralogico e il grado di umidità dall'analisi dei campioni di carbone e di argilla. Le stime di porosità (1-4%) e del grado di saturazione d'acqua (0-100%) nelle fratture sono generalmente basate su simulazioni numeriche e sulla produttività di pozzo. L'equazione che raggruppa tutti questi parametri nel calcolo del gas in posto è:

$$GIP = Ah \left[\frac{\phi_{cl}(1 - S_{wi})}{B_{gi}} + G_c Q_{cs}(1 - f_{mm} - f_w) \right]$$

dove *GIP* è il gas in posto (m^3), *A* l'estensione superficiale (m^2), *h* lo spessore finale del carbone (m), ϕ_{cl} la porosità secondaria legata alla fratturazione (frazione), S_{wi} la saturazione d'acqua iniziale nelle fratture (frazione), B_{gi} il fattore di formazione del volume di gas

iniziale (m^3/m^3), G_c il contenuto di gas (cm^3/g) in base al *dry mineral matter-free* (dmmf), ρ_{cs} la densità *in situ* del carbone e dell'argilla (g/cm^3), f_{mm} la sostanza minerale (frazione in peso) e f_w l'umidità (frazione in peso).

La determinazione accurata dei parametri per il calcolo del gas in posto è un processo difficile che richiede molto tempo, e le stime che ne derivano possono spesso variare sensibilmente nel momento in cui nuove informazioni divengono disponibili. Ciò è dovuto alla natura eterogenea di questi giacimenti e alle incertezze associate alla raccolta complessa di dati e all'analisi del processo produttivo (Zuber, 1996; Mavor, 1996). In aggiunta, le risorse di gas da carbone e argille non possono essere prodotte vantaggiosamente senza una sufficiente permeabilità, un drenaggio (*dewatering*) efficace e metodi di completamento a costi vantaggiosi. Questo ha portato molti operatori ad acquisire dati sofisticati per comprendere quei fattori che controllano la produttività. Per esempio, grandi differenze nei tassi di produzione di gas da pozzi adiacenti delle Barnett Shale con spessore dell'orizzonte produttivo e tipo di completamento simile spesso possono essere fatte risalire a una maggiore densità delle fratture aperte rilevata dai log di pozzo (*image log*).

Nell'attribuire una quantità di riserve comprovate ai giacimenti di gas da carbone e da argille, devono essere soddisfatti gli stessi criteri richiesti per le riserve convenzionali accertate. Questi includono una ragionevole certezza (con un livello di affidabilità del 90%), una produttività redditizia nelle condizioni vigenti e un'accerata continuità di produzione complessiva dei pozzi. Per un nuovo giacimento di gas da carbone con pozzi produttivi, l'isoterma di adsorbimento può essere utilizzata per stimare un fattore di recupero iniziale assumendo una pressione di abbandono. Si può dedurre che il profilo di un pozzo tipo, stilato sulla base del rendimento di un giacimento analogo, raggiunga un recupero comparabile in un numero limitato di anni. La situazione è più complessa se il giacimento produce gas da argille, poiché la produzione iniziale di gas libero sarà incrementata dalla produzione di gas adsorbito via via che la pressione nel giacimento diminuisce, rallentando il declino nella produzione ed estendendo la vita del pozzo.

Un approccio più sofisticato, che integra efficacemente tutti i dati di carotaggio, log e sondaggi di pozzo, consiste in un modello numerico di simulazione. Sono state sviluppate diverse simulazioni numeriche applicabili ai giacimenti da carbone e da argille (Hower, 2003; Zuber *et al.*, 2002). I vantaggi di questo approccio includono la possibilità di: definire gli effetti delle variazioni dei parametri chiave; incorporare parametri isolati quali la permeabilità direzionale e i contributi relativi di gas libero e gas adsorbito; determinare quali aspetti del modello geologico devono essere riesaminati, come per esempio l'intensità di fratturazione e la dimensione

dell'acquifero; stimare le strategie di sviluppo e di valutazione, come la spaziatura tra i pozzi, la loro distribuzione spaziale e l'andamento delle fratture. Una volta costruito, il modello può essere aggiornato e i risultati ottenuti possono essere confrontati con i dati, regolarmente ottenuti, di produzione, pressione statica e pressioni di produzione a fondo pozzo.

Una volta che il giacimento è sviluppato, le stime di gas iniziale in posto e il fattore di recupero possono essere migliorati utilizzando una tecnica modificata del bilanciamento di massa (Jensen e Smith, 1997). Questa serve anche come controllo affidabile delle stime della quantità iniziale di gas in posto, calcolata in base allo spessore del giacimento e ai dati di contenuto di gas. L'analisi delle curve nel tratto di riduzione della produzione può essere utilizzata anche una volta terminato il periodo di decremento della produzione di gas, associato al drenaggio. Per aumentare l'affidabilità delle stime delle riserve, le curve di riduzione della produzione possono essere confrontate con le curve di pozzi tipo da giacimenti maturi di gas da carbone e da argille.

In aggiunta alle riserve comprovate, le riserve di gas da carbone e da argille possono essere fatte rientrare in categorie probabili e/o possibili. Queste generalmente includono: *a*) riserve che sembrano produttive sulla base dei log di pozzo ma che mancano di un test di pozzo decisivo; *b*) riserve separate tramite faglie o altre discontinuità da riserve comprovate; *c*) riserve potenzialmente comprovate da pozzi di estensione non ancora perforati; *d*) riserve attribuibili a un'interpretazione più ottimistica degli andamenti di produzione rispetto alle riserve comprovate; *e*) riserve considerate non comprovate a causa di incertezze contrattuali, normative o economiche; *f*) riserve attribuibili a progetti che prevedono recuperi maggiori (come l'iniezione e la sottrazione del biossido di carbonio nel carbone) ma che non hanno ancora fatto registrare profitti economici.

2.2.5 Tecnologia e sviluppi futuri

Nel prossimo futuro ci si aspetta che la crescita delle industrie di gas da carbone e da argille continui. Negli ultimi venti anni l'industria di gas da carbone ha fatto registrare un'espansione senza precedenti, oggi sorpassata dalla rapida e recente espansione dell'industria di gas da argille (soprattutto nella Barnett Shale). Soltanto negli Stati Uniti, vengono considerati tecnicamente recuperabili più di $3,7 \cdot 10^{12}$ m^3 di gas naturale nei giacimenti di carbone e argille (DOE/EIA, 2004). In entrambi questi tipi di giacimento, l'applicazione di nuove tecnologie è stata prontamente introdotta dall'industria.

Data l'esistenza di grandi riserve di gas da carbone e da argille in tutto il mondo, quali sono le richieste tecnologiche e le esigenze future per la continua crescita di

tab. 6. Aree di interesse per la ricerca e lo sviluppo di metano da carbone e gas da argille
(Boyer, 2005; Jenkins *et al.*, 2003)

AREE TECNOLOGICHE PRINCIPALI	ESIGENZE TECNOLOGICHE	APPLICAZIONI TECNOLOGICHE
Caratterizzazione del giacimento	Quantificazione dei sistemi di fratture e della loro variabilità Identificazione dei settori ad alta permeabilità	Sismica 3D e 4D
		Strumenti di immagine a fondo pozzo
		Geochemica di superficie
	Misura del contenuto di gas adsorbito	Analisi spettroscopica a fondo pozzo
		Log geochimici
	Misura della permeabilità	Analisi delle microfrazioni pre- e post-chiusura
Isolamento wireline-conveyed/sistemi di iniezione		
Identificazione di riserve <i>behind pipe</i>	Analisi per casing	
	Miglioramento degli algoritmi interpretativi	
Operazioni di perforazione	Rapidità e riduzione dei costi di perforazione	Sistemi ad alta pressione a tubo spiralato jet-assisted
		Perforazione telemetrica e composita
		Utilizzo di fluidi non inquinanti
	Riduzione dell'‘impronta’ di perforazione	Estensione della portata dei pozzi orizzontali laterali
		Estrazione sotto il giacimento
	Stabilizzazione dei pozzi orizzontali	Combinazione dei sistemi lineari e di perforazione
Sistemi meccanici lineari		
Operazioni di allestimento	Cementazione senza danneggiamento	Cementi ultraleggeri
	Accesso alle formazioni	Hydro-jetting a getti
		Perforazione con laser ad alta energia
	Aumento dell'efficacia della fratturazione idraulica	Sistema di avvolgimento e convoglio dei tubi del pozzo /applicazioni orizzontali
		Diagnosi delle fratture, inclusi microsismicità e <i>tiltmeter</i>
		Fluidi non inquinanti
Iniezione materiali solidi ultraleggeri (<i>proppant</i>)		
Operazioni di produzione	Sollevamento artificiale/ Smaltimento dell'acqua	Separazione a fondo pozzo di gas e acqua e reiniezione
		Miglioramento delle tecniche di osmosi inversa
		Miglioramento dell'infiltrazione/segregazione dei contaminanti
		Agenti che modificano la superficie
		Pozzi snelli e sistemi pratici
	Incremento della produzione	Miglioramento di iniezione CO ₂ /N ₂
		Miglioramento delle configurazioni geometriche dei pozzi orizzontali
		Aumento della generazione microbica di gas

questo settore dell'industria di gas naturale? Come per l'industria di gas convenzionale, le principali aree tecnologiche di interesse riguardano la caratterizzazione del giacimento, la perforazione e l'allestimento del pozzo e le operazioni di produzione. All'interno di questi tre principali settori le esigenze più incalzanti e le tecnologie più applicabili sono elencate nella **tab. 6**.

Fondamentale per lo sviluppo di nuove tecnologie è la necessità di comprendere le caratteristiche peculiari della produzione di gas da carbone e da argille. Nel 2004 la produzione media giornaliera per un pozzo di metano da carbone negli Stati Uniti era di circa $5,6 \cdot 10^3$ m³/d; la media per un pozzo di gas da argille era di solo $1,7 \cdot 10^3$ m³/d. Queste semplici medie non tengono conto dell'ampia variabilità della produzione di pozzo, per esempio $5,7 \cdot 10^4$ m³/d di un pozzo nella Barnett Shale contro $8,5 \cdot 10^2$ m³/d di un pozzo nella Ohio Shale. La produttività relativamente bassa di queste formazioni imporrà il continuo sviluppo e utilizzo di nuove tecnologie a costi vantaggiosi. In entrambi i giacimenti di gas da carbone e da argille, per esempio, migliori log di pozzo di immagine e geochimici stanno favorendo la catalogazione e una raffinata valutazione di questi giacimenti. La crescente applicazione della tecnologia dei pozzi orizzontali nei giacimenti di carboni poco permeabili e argille profonde è stata promossa principalmente dalla generale diminuzione dei costi di perforazione, dal miglioramento delle capacità di manovrarne l'andamento e dalla riduzione dei danni nella formazione.

Infine, negli anni a venire, il carattere singolare della modalità di accumulo del gas nei giacimenti di carbone e da argille – gas adsorbito – può fornire la tecnica per migliorare il recupero del gas e per la segregazione del carbonio. Il carbone (e la sostanza organica nell'argilla)

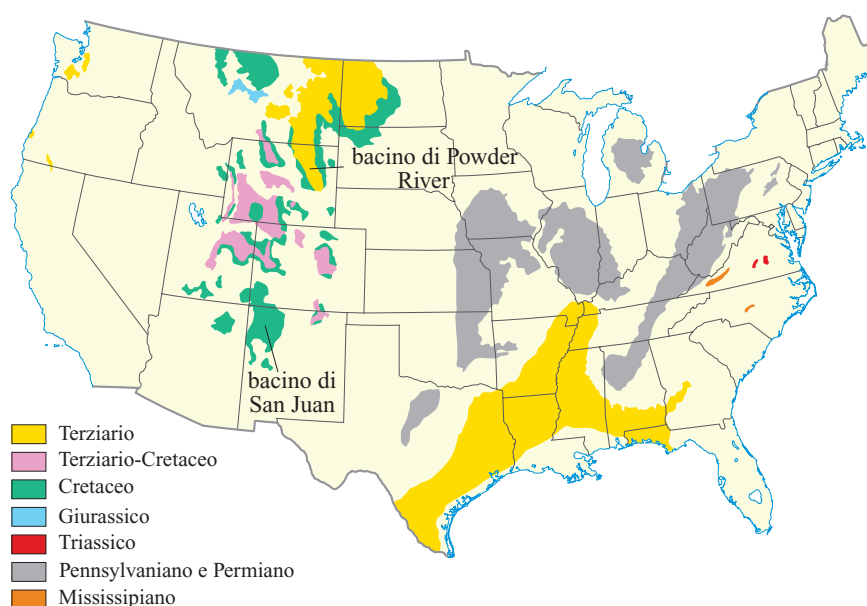
ha la tendenza ad adsorbire preferenzialmente il biossido di carbonio rispetto al metano; l'iniezione di biossido di carbonio iniettato nei giacimenti di carbone e argille può sostituire il metano adsorbito, delineando un'operazione di recupero del gas pseudosecondaria. Questa grande affinità del carbone e dell'argilla per il biossido di carbonio – che viene adsorbito a un tasso di circa tre molecole di biossido di carbonio per ogni molecola di metano sostituita – rende inoltre queste formazioni interessanti per lo stoccaggio del carbonio. Progetti combinati di incremento del recupero e di stoccaggio del gas sono in fase di esecuzione o di progettazione in diversi paesi (Stevens *et al.*, 1998; Reeves, 2001; Pagnier *et al.*, 2005).

2.2.6 Elenco dei progetti e confronto tra le tecnologie applicate

San Juan Basin

Il San Juan Basin, situato nel nord-ovest del New Mexico e nel sud-est del Colorado (**fig. 17**), è il bacino di metano da strati di carbone più prolifico del mondo, con una produzione superiore ai $7,0 \cdot 10^7$ m³/d dal carbone della Fruitland Formation del Cretaceo. Dal punto di vista del giacimento, dell'allestimento e della produzione, questo bacino viene generalmente diviso in due regioni distinte: le aree produttive ad andamento allungato in cui si ripetono gli stessi caratteri geologici (*fairway*) e le aree produttive fuori da questo allineamento (*non-fairway*). Nonostante la prima rappresenti circa il 15% dell'intera area produttiva, da qui si ottiene più del 75% della produzione totale di gas da carbone del bacino. I giacimenti da carbone in questo dominio

fig. 17. Ubicazione dei bacini di San Juan e di Powder River, negli Stati Uniti, da cui viene estratto metano da carbone.



sono in assoluto i più spessi, superando localmente 30 m di spessore cumulativo. Quest'area si distingue anche per la presenza di giacimenti in sovrappressione, per una più alta permeabilità (20-100 mD) e per una quantità maggiore di gas contenuta nei livelli di carbone. Al di fuori di questo dominio, gli strati di carbone sono generalmente più sottili (6-12 m) con una permeabilità più bassa (1-30 mD) e caratterizzati da un ambiente da normale a sottopressurizzato (Schwochow, 2003).

Le spiccate differenze tra le proprietà dei giacimenti delle due aree conducono a tecniche di completamento molto diverse. All'interno della regione allungata caratterizzata dalla ricorrenza dei caratteri geologici, la maggior parte dei pozzi (>90%) viene completata utilizzando la tecnica a cavitazione, mentre all'esterno di questo dominio la tipica fratturazione idraulica, spesso acquisita attraverso episodi multipli, è la norma. La produzione standard di un pozzo nel dominio di allineamento è di $1,7 \cdot 10^5$ m³/d, con picchi di produzione riportati di oltre $7,1 \cdot 10^5$ m³/d. Al contrario, la produzione non-fairway si aggira tra 3,0 e $11,0 \cdot 10^3$ m³/d. Le operazioni di produzione hanno subito trasformazioni in entrambe le aree nell'ultimo decennio. Precedentemente, per ridurre o eliminare la necessità di comprimere il gas, veniva utilizzata una pressione di scorrimento elevata alla sommità del pozzo. Pressioni elevate, però, riducevano il deadsorbimento del gas dalla matrice di carbone. Attualmente, molti operatori utilizzano un compressore alla sommità del pozzo per ridurre efficacemente la pressione portandola fino alla pressione atmosferica, o al di sotto di essa, e massimizzando così il tasso di deadsorbimento all'interno del giacimento. Usando questa tecnica sono stati ottenuti miglioramenti nella produttività sia nella regione caratterizzata dalla ricorrenza lungo direzioni preferenziali dei caratteri geologici sia fuori da questo dominio (Palmer *et al.*, 1995; Ramurthy *et al.*, 2003).

Powder River Basin

Il Powder River Basin, situato nel nord-est del Wyoming e nel sud-est del Montana, è il più attivo giacimento di gas naturale e di metano da strati di carbone degli Stati Uniti (v. ancora fig. 17). L'incertezza sul potenziale di produzione economica del gas da carbone con un contenuto molto basso in gas (<3 m³/t) ha ritardato la crescita dell'attività in questo bacino. Fino ad aprile 1999, solo 848 pozzi producevano 3,8 milioni di m³/d. Entro aprile 2005, 14.034 pozzi producevano 25 milioni di m³/d, con un incremento annuo di oltre il 100%. La combinazione di perforazioni poco profonde (75-450 m), spessi livelli di carbone (fino a 90 m di spessore totale del carbone) e alta permeabilità (da $100 \cdot 10^{-3}$ a 2 D) ha dato inizio al boom della produttività negli anni Novanta, che continua ancora oggi (Williams, 2004; Hower *et al.*, 2003).

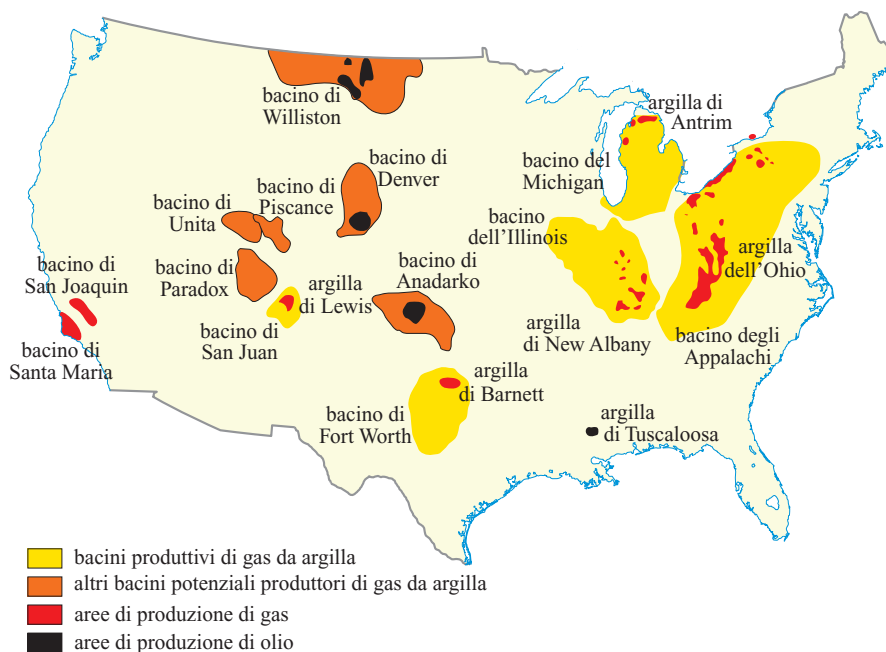
Specifici di questo bacino sono la trivellazione del pozzo e l'allestimento, in quanto dominano allestimenti con pozzi non foderati in singoli settori. Questi includono la svasatura o emissione a getti dei pozzi non foderati, seguita da un processo di immissione d'acqua per ridurre il rivestimento e forse aumentare la permeabilità nei dintorni del pozzo. Nelle aree dove si trovano livelli multipli e spessi di carbone all'interno dell'intervallo stratigrafico, è comune che si abbiano pozzi multipli in un singolo sito, ciascuno dei quali ha come obiettivo un singolo livello isolato. Soltanto adesso si stanno cominciando a collaudare allestimenti multizona; in questi livelli permeabili di carbone c'è ancora preoccupazione per il danno prodotto alla formazione durante il processo di cementazione. Sebbene il Powder River produca mediamente circa $1,7 \cdot 10^3$ m³/d di gas da carbone e 16 m³/d d'acqua per pozzo, si riscontra comunemente un'alta variabilità nei tassi di produzione sia dell'acqua sia del gas. I livelli massimi di produzione di gas variano da meno di 850 a più di $2,8 \cdot 10^4$ m³/d, mentre non è insolito trovare quantità in eccesso d'acqua di 160 m³/d (DOE/NETL, 2003).

Fort Worth Basin

La Mississippian Barnett Shale, nella porzione nord-orientale del Fort Worth Basin (Newark East Field), è il giacimento di produzione di gas più grande dello stato del Texas e uno dei dieci più produttivi degli Stati Uniti (fig. 18). La produzione corrente supera i $3,5 \cdot 10^7$ m³/d con più di $1,5 \cdot 10^{11}$ miliardi di m³ di riserve registrate. Come per il gas da carbone nel Powder River Basin, l'attività in questo giacimento da argille è relativamente recente. I 450 pozzi produttivi del 1999 hanno avuto una rapida espansione, fino ad arrivare a più di 3.700 pozzi attuali, con l'aggiunta di circa 1-2 pozzi ultimati al giorno in questa argilla, a profondità che oscillano da 2.000 a più di 2.500 m (Curtis, 2002; Frantz *et al.*, 2005; Montgomery *et al.*, 2005).

Nonostante la fase iniziale di sviluppo di questo giacimento fosse dominata da pozzi fratturati idraulicamente (l'esplorazione e lo sviluppo iniziali ebbero luogo nei primi anni Ottanta), negli ultimi tre anni c'è stato un rapido passaggio all'uso di pozzi orizzontali. I tipici pozzi laterali ad andamento orizzontale variano da 150 a più di 1.000 m e vengono ultimati sia senza rivestimento, sia rivestiti e cementati. Tale decisione è spesso determinata più dalla preferenza dell'operatore che dai requisiti del giacimento. In questo giacimento sono state largamente applicate innovative mappature microsismiche delle fratture indotte per migliorare e definire meglio le tecniche di fratturazione. I pozzi verticali vengono solitamente completati con un ampio trattamento ($3,8 \cdot 10^3$ m³ di fluido con $1,1 \cdot 10^5$ kg di materiale di sostegno, o *proppant*), mentre quelli orizzontali possono prevedere fino a sei stadi e $4,5 \cdot 10^5$ kg di proppant. La produttività

fig. 18. Ubicazione dei bacini di Fort Worth e del Michigan negli Stati Uniti da cui viene estratto gas da argille.



individuale di un pozzo verticale, come ci si aspetterebbe in questo giacimento con fratture naturali, varia da 2,0 a più di $4,0 \cdot 10^4$ m³/d. Il passaggio ad allestimenti di pozzi orizzontali ha aumentato la produttività giornaliera per pozzo da 7,0 a $14,0 \cdot 10^4$ m³/d (Frantz *et al.*, 2005).

Michigan Basin

La Antrim Shale del Devoniano, nel Michigan Basin degli Stati Uniti (v. ancora fig. 18), fortemente sfruttata e trivellata, fornisce una singolare contrapposizione alla Barnett Shale. Questo giacimento da argille ha conosciuto un rapido sviluppo iniziale nel triennio tra il 1990 e il 1992, facilitato dal Section 29 Tax Credit del governo statunitense. Attualmente, più di 7.000 pozzi producono approssimativamente $5,7 \cdot 10^9$ m³/a, con una produzione totale a oggi di $5,0 \cdot 10^{10}$ m³. Nonostante questo giacimento si estenda lungo tutto il Michigan Basin, il suo sviluppo è rimasto limitato a un'area di sei contee, lungo l'estremità settentrionale del bacino. I pozzi in quest'area hanno come target giacimenti di gas da argille a profondità che vanno da 150 a 700 m (Curtis, 2002).

All'interno della Antrim Shale l'attività è stata rivolta a due diverse zone produttive, il Lachine superiore, di 24 m di spessore, e le zone Norwood inferiori, di 8 m di spessore. La tecnica più comune di perforazione è quella a percussione rotatoria sottobilanciata. Anche se all'inizio i pozzi venivano completati senza rivestimento, attualmente la maggior parte degli operatori fa uso di pozzi rivestiti e di trattamenti in due stadi di fratturazione idraulica con schiuma di azoto. Diversamente dalla Barnett Shale, l'Antrim Shale inizialmente produce grandi quantità d'acqua (a volte più di 80 m³/d), mentre la produzione di gas è bassa. Dopo 1-3 anni di attività, si

raggiungono i livelli massimi di produzione, analogamente alla maggior parte dei giacimenti di metano da strati di carbone. I tassi di produzione di gas variano da $1,4 \cdot 10^3$ a più di $1,4 \cdot 10^4$ m³/d con una produzione media di circa $2,8 \cdot 10^3$ m³/d; la produzione d'acqua è in media di 8 m³/d. Nella Antrim Shale si comincia ad applicare la tecnologia dei pozzi orizzontali con una spaziatura ridotta tra i pozzi per aumentare il rendimento per pozzo (Zuber *et al.*, 1994a, 1994b).

2.2.7 Potenziale internazionale del metano da carbone e del gas da argille

Dopo il successo dell'industria di metano da strati di carbone e di gas da argille negli Stati Uniti, in Canada e in Australia, era inevitabile che gli operatori cominciasse a esplorare il vasto potenziale di questo tipo di giacimenti in tutto il mondo. Come precedentemente analizzato, la quantità complessiva delle risorse di gas naturale contenuta nei depositi di carbone di tutto il mondo è significativa: da $8,3 \cdot 10^{13}$ a $2,7 \cdot 10^{14}$ m³ (v. ancora tab. 1). Attualmente, sono in corso degli studi per definire in modo più completo le risorse di gas da argille: alcune stime danno la grandezza di queste risorse in eccesso di $2 \cdot 10^{14}$ m³. Pertanto, il metano da strati di carbone e il gas da argille rappresentano le maggiori fonti internazionali di gas naturale.

Circa il 98% delle risorse mondiali di carbone (gas da carbone) è ubicato in dodici paesi. Le prime ricerche internazionali di metano da strati di carbone si sono concentrate su queste aree carbonifere più importanti;

tuttavia, molti paesi possiedono risorse di carbone minori, ma comunque significative (e in aggiunta rilevanti quantità di risorse di metano da strati di carbone). Singoli giacimenti in questi bacini più piccoli, in particolare in quelli vicini ai mercati, possono fornire opportunità commerciali vantaggiose per gli operatori. Soltanto adesso si comincia a stimare la presenza di risorse di gas da argille e di opportunità al di fuori degli Stati Uniti e del Canada (Selley, 2005); il potenziale futuro potrebbe essere interessante.

Altri importanti aspetti dei giacimenti internazionali di metano da strati di carbone e di gas da argille sono l'ubicazione di queste risorse di gas naturale e i potenziali benefici per l'ambiente delle nuove riserve di gas. Molti paesi storicamente carenti di idrocarburi possono trovare in queste formazioni una base significativa di risorse di gas che fornirebbe una fonte locale di energia. Inoltre, molti di questi paesi hanno contato fortemente sulla combustione di carbone come fonte primaria di energia, provocando un grave inquinamento dell'aria e dell'acqua. Il metano da strati di gas e il gas da argille possono fornire un'alternativa energetica ecologicamente più allettante (Schlumberger, 2003).

Vincoli e considerazioni economiche

L'industria consolidata di metano da strati di carbone e di gas da argille ha beneficiato di tutta una serie di condizioni speciali che hanno enormemente favorito il suo rapido sviluppo. I grandi giacimenti, geologicamente semplici e approfonditamente studiati (per esempio, il Warrior e il San Juan), la lunga storia di produzione del gas e della trivellazione dei pozzi nei giacimenti di gas da argille (per esempio, l'Appalachian Basin), il sistema completamente integrato di gasdotti di gas naturale e l'iniziale supporto governativo (mediante il Section 29 Tax Credit negli Stati Uniti) sono tutti fattori che hanno accresciuto lo sviluppo e favorito i progetti dal punto di vista economico. Tuttavia, al di fuori degli Stati Uniti, molti di questi fattori vantaggiosi non esistono. Per sviluppare queste risorse di gas con successo è necessario tenere presente una serie di considerazioni politiche, geologiche, ingegneristiche e di mercato.

Vincoli politici

I paesi con una consolidata produzione di gas e di petrolio hanno politiche ben definite per acquisire le locazioni o le concessioni di idrocarburi. Tuttavia, molti dei paesi che possiedono significative risorse di metano da strati di carbone (e possibilmente risorse di gas da argille), ma senza una precedente valorizzazione del gas e del petrolio, hanno una debole struttura legale per amministrare la distribuzione di queste risorse minerali. L'assegnazione delle locazioni e delle concessioni può risultare difficoltosa e può richiedere molto tempo, a causa

della mancanza di leggi consolidate che definiscano come assegnare o vendere all'asta questi terreni o a causa della carenza di leggi precise che governino la proprietà di queste risorse. Oltre a tali incertezze giuridiche, in questi paesi gli incentivi per la valorizzazione di queste risorse non convenzionali sono spesso carenti. Mentre l'industria statunitense di metano da strati di carbone e di gas da argille prosperava grazie ai benefici dei crediti d'imposta (Section 29 Tax Credits), pochi incentivi finanziari venivano destinati alla valorizzazione di queste risorse in territorio non statunitense.

Vincoli geologici

I giacimenti Warrior e San Juan sono bacini intracratonici stabili con livelli di carbone con giacitura suborizzontale e contiguità laterale. Le riserve di gas da argille nei giacimenti Michigan, Appalachian e Fort Worth sono allo stesso modo geologicamente semplici. Gli aspetti poco complessi di questi giacimenti si prestano al consolidamento di ampi progetti commerciali, fornendo una consistente base di riserve e una facile prospettiva di produzione. Al contrario, molti bacini di carbone e di argille nel mondo hanno una architettura stratigrafica e strutturale più complessa. Le tecniche di esplorazione sviluppate per questi giacimenti accertati risultano meno applicabili a tali assetti di bacino strutturalmente complessi. I bacini di carbone più complessi rappresenteranno una sfida per i geologi dell'esplorazione che hanno più familiarità con i caratteri evidenti e facilmente definibili dei giacimenti di metano da strati di carbone e di gas da argille nei bacini degli Stati Uniti, del Canada e dell'Australia.

Vincoli ingegneristici

Come per il geologo la complessità di questi bacini di carbone e argille può essere una sfida, così l'ingegnere dovrà affrontare sfide diverse ma non meno difficili. La crescita dell'industria, negli Stati Uniti, in Canada e in Australia, ha fatto grande affidamento su servizi e materiali rapidamente disponibili per i campi a olio. La disponibilità di questi servizi a livello internazionale è legata a quelle aree caratterizzate da una consolidata lavorazione di olio e gas. Mentre zone come l'Europa occidentale sono dotate di ampi servizi e infrastrutture, altri bacini di carbone di primaria importanza (per esempio, i bacini di carbone dell'Africa meridionale e della Russia centrale) non hanno a disposizione materiali e servizi per olio e gas sul posto. Di conseguenza, i costi di spedizione e di spostamento diventeranno un'importante voce di spesa, specie durante le esplorazioni iniziali e i test pilota. Inoltre, altri fattori come il clima, particolarmente nel caso dei climi più freddi dell'Europa settentrionale e dell'Asia, avranno un impatto sfavorevole sulle operazioni di produzione (specie la produzione e l'eliminazione dell'acqua). La

dislocazione remota di questi giacimenti farà aumentare i costi del personale e le spese generali; le restrizioni ambientali, specialmente nelle regioni fortemente popolate dell'Europa occidentale, faranno aumentare i costi di perforazione e di produzione; poi, in caso di metano da strati di carbone, si dovrà anche prestare attenzione alla necessità di coordinarsi con le problematiche locali relative ai lavori di scavo.

Vincoli economici

Negli Stati Uniti e in Canada, la rete di condutture di gas naturale esistente ha fornito un mezzo rapido per la distribuzione e il commercio del gas prodotto. Tuttavia, creare mercati di gas naturale fuori da Stati Uniti e Canada sarà la sfida del futuro. In Australia, una delle maggiori restrizioni alla valorizzazione del metano da strati di carbone era rappresentata dalla mancanza di condutture che portassero il gas dal giacimento al punto di commercializzazione. In molte località non esistono impianti di condutture per la distribuzione e la vendita di gas. Per collegare il giacimento di metano da strati di carbone o di gas da argille al punto di smercio, potrebbe rendersi necessaria la costruzione di centinaia di miglia di condutture. Oltre alla mancanza di infrastrutture per il trasporto del gas, potrebbe essere necessario creare un mercato per il consumo del gas. Ciò potrebbe richiedere la conversione a lungo termine dei centri industriali e abitati all'uso del gas naturale, l'installazione di centrali elettriche alimentate a gas (specie strutture cogenerate) e la costruzione di nuove industrie chimiche per la produzione di fertilizzanti o metanolo. L'uso del gas come combustibile per il trasporto, come il CNG (Compressed Natural Gas, gas naturale compresso) o il GNL (Gas Naturale Liquefatto), può fornire mercati alternativi per il gas prodotto. In molti casi, un progetto internazionale di successo per il metano da carbone dovrà essere pienamente integrato e autosufficiente – dalla punta del trapano alla punta del bruciatore.

2.2.8 Conclusioni

La produzione di gas da carbone e da argille sta accelerando il progresso delle nuove tecnologie e l'uso più efficace di strumenti e tecniche sta migliorando la nostra comprensione delle condizioni del giacimento. Per produrre e sfruttare con successo questo gas saranno necessari un'integrazione e un coordinamento continui dei contributi delle diverse branche della conoscenza. Il ritmo di sviluppo futuro del gas da carbone e da argille dipenderà dalla rendita economica dello sfruttamento di queste risorse. La tecnologia, piuttosto che i prezzi, sarà il motore per una migliore comprensione dei giacimenti e per un maggiore utile economico dei progetti.

Bibliografia citata

- ANDERSON J. *et al.* (2003) *Producing natural gas from coal*, «Oilfield Review», 15, 8-31.
- ASTM INTERNATIONAL (2005) *Annual book of standards, Section 5: Petroleum products, lubricants, and fossil fuels, 05.06: Gaseous fuels; coal and coke, D388-99 Standard classification of coals by rank*, Philadelphia (PA), ASTM International, 218-223.
- BATES R.I., JACKSON J.A. (editors) (1980) *Glossary of geology*, Alexandria (VA), American Geological Institute.
- BOSWELL R. (1996) *Play UDs: Upper Devonian black shales*, in: Roen J.B., Walker B.J. (editors) *The atlas of major Appalachian gas plays*, Morgantown (WV), West Virginia Geological and Economic Survey, V-25, 93-99.
- BOYER C.M. (1994) *International coalbed methane: where's the production?*, in: *Proceedings of the North American coalbed methane forum*, Morgantown (WV), 11 October.
- BOYER C.M. (2005) *Unconventional gas resources gain importance in future gas production*, in: *Fundamentals of the World gas industry*, London, The Petroleum Economist, 90.
- BOYER C.M., QINGZHAO B. (1998) *Methodology of coalbed methane resource assessment*, «International Journal of Coal Geology», 35, 1-4, 349-368.
- BOYER C.M. *et al.* (1992) *Diverse projects worldwide include mined, unmined coals*, «Oil & Gas Journal», December, 53-58.
- BROADHEAD R.F. (1993) *Petrography and reservoir geology of Upper Devonian shales, Northern Ohio*, in: Roen J.B., Kepferle, R.C. (editors) *Petroleum geology of the Devonian and Mississippian black shales of Eastern North America*, Washington (D.C.), United States Government Printing Office.
- CLOSE J.C. (1993) *Natural fractures in coal*, in: Law B.E., Rice D.D. (editors) *Hydrocarbons from coal*, Tulsa (OK), American Association of Petroleum Geologists, 119-132.
- CROSDALE P.J. *et al.* (1998) *Coalbed methane sorption related to coal composition*, «International Journal of Coal Geology», 35, 1-4, 147-158.
- CURTIS J.B. (2002) *Fractured shale-gas systems*, «American Association of Petroleum Geologists Bulletin», 86, 1921-1938.
- DALLEGGE T.A., BARKER C.E. (2000) *Coal-bed methane gas-in-place resource estimates using sorption isotherms and burial history reconstruction: an example from the Ferron Sandstone member of the Mancos Shale, Utah*, in: Kirschbaum M.A. *et al.* (editors) *Geologic assessment of coal in the Colorado Plateau: Arizona, Colorado, New Mexico, and Utah*, Denver (CO), US Department of the Interior, US Geological Survey.
- DOE (US Department of Energy)-Office of Fossil Energy/NETL (National Energy Technology Laboratory)-Strategic Center for Natural Gas (2003) *Multi-seam well completion technology: implications for Powder River Basin coalbed methane production*, DOE/NETL-2003/1193, 48-49.
- DOE (US Department of Energy)-Office of Fossil Energy/EIA (Energy Information Administration)-Office of Oil and Gas (2004) *Assumptions for the annual energy outlook 2004 with projections to 2025*, DOE/EIA-E-0554, 90.
- FARAJ B. *et al.* (2002) *Shale gas potential of selected Upper Cretaceous, Jurassic, Triassic and Devonian shale formations in the Western Canadian sedimentary basin:*

- implications for shale gas production, Gas Technology Institute, 102.
- FISHER M.K. *et al.* (2004) *Optimizing horizontal completion techniques in the Barnett Shale using microseismic fracture mapping*, in: *Proceedings of the Society of Petroleum Engineers annual technical conference and exhibition*, Houston (TX), 26-29 September, SPE 90051.
- FLORES R.M. (1993) *Coal-bed and related depositional environments in methane gas-producing sequences*, in: Law B.E., Rice D.D. (editors) *Hydrocarbons from coal*, Tulsa (OK), American Association of Petroleum Geologists, 13-37.
- FRANTZ J.H. JR. *et al.* (2005) *Evaluating Barnett Shale production performance using an integrated approach*, in: *Proceedings of the Society of Petroleum Engineers annual technical conference and exhibition*, Dallas (TX), 9-12 October, SPE 98097.
- GATENS M. (2004) *Alberta's coalbed methane activity expands rapidly*, «Oil & Gas Journal», 102, 41-43.
- HETTINGER, R.D. (2000) *A summary of coal distribution and geology in the Kaiparowits Plateau, Utah*, in: Kirschbaum M.A. *et al.* (editors) *Geologic assessment of coal in the Colorado Plateau: Arizona, Colorado, New Mexico, and Utah*, Denver (CO), US Department of the Interior, US Geological Survey.
- HILL D.G., NELSON C.R. (2000) *Gas productive fractured shales: an overview and update*, «GasTIPS», 6, 4-13.
- HOLLUB V.A., SCHAFFER P.S. (1992) *A guide to coalbed methane operations*, Chicago (IL), Gas Research Institute, 2-15.
- HOWER T.L. (2003) *Coalbed-methane reservoir simulation: an evolving science*, in: *Proceedings of the Society of Petroleum Engineers annual technical conference and exhibition*, Denver (CO), 5-8 October, SPE 84424.
- HOWER T.L. *et al.* (2003) *Development of the Wyodak coalbed methane resource in the Powder River Basin*, in: *Proceedings of the Society of Petroleum Engineers annual technical conference and exhibition*, Denver (CO), 5-8 October, SPE 84428.
- JARVIE D.M. *et al.* (2001) *Oil and shale gas from the Barnett Shale, Ft. Worth Basin, Texas*, in: *American Association of Petroleum Geologists annual meeting*, Denver (CO), 3-6 June, Program with abstracts, A100.
- JENKINS C.D. *et al.* (2003) *Technology: catalyst for coalgas growth*, in: *Proceedings of the Society of Petroleum Engineers applied technology workshop on coalbed gas resources of Utah*, Salt Lake City (UT), 24-25 October, SPE 87358.
- JENSEN D., SMITH L.K. (1997) *A practical approach to coalbed methane reserve prediction using a modified material balance technique*, in: *Proceedings of the International coalbed methane symposium*, Tuscaloosa (AL), 12-17 May, Paper 9765.
- KUUSKRAA V.A. *et al.* (1992) *Hunt for quality basins goes abroad*, «Oil & Gas Journal», October, 72-77.
- LANGMUIR I. (1916) *The constitution and fundamental properties of solids and liquids*, «Journal of the American Chemical Society», 38, 2221-2295.
- LAW B.E., CURTIS J.B. (2002) *Introduction to unconventional petroleum systems*, «American Association of Petroleum Geologists Bulletin», 86, 1851-1852.
- LEVINE J.R. (1993) *Coalification: the evolution of coal as source rock and reservoir rock for oil and gas*, in: Law B.E., Rice D.D. (editors) *Hydrocarbons from coal*, Tulsa (OK), American Association of Petroleum Geologists, 39-77.
- LEY H.A. (1935) *Natural gas*, in: Ley H.A. (editor) *Geology of natural gas*, Tulsa (OK), American Association of Petroleum Geologists, 1073-1149.
- LOGAN T.L. (1993) *Drilling techniques for coalbed methane*, in: Law B.E., Rice D.D. (editors) *Hydrocarbons from coal*, Tulsa (OK), American Association of Petroleum Geologists, 269-285.
- MARTINI A.M. *et al.* (1998) *Genetic and temporal relations between formation waters and biogenic methane: Upper Devonian Antrim Shale, Michigan Basin, USA*, «Geochimica et Cosmochimica Acta», 62, 1699-1720.
- MAVOR M.J. (1996) *Coalbed methane reservoir properties*, in: Schaffer P.F. *et al.* (editors) *A guide to coalbed methane reservoir engineering*, Chicago (IL), Gas Research Institute.
- MONTGOMERY S.L. *et al.* (2005) *Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, North-Central Texas: gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential*, «American Association of Petroleum Geologists Bulletin», 89, 155-175.
- MUKHOPADHYAY P.K., HATCHER P.G. (1993) *Composition of coal*, in: Law B.E., Rice D.D. (editors) *Hydrocarbons from coal*, Tulsa (OK), American Association of Petroleum Geologists, 79-118.
- NPC (National Petroleum Council) (1980) *Unconventional gas sources*, Washington (D.C.), NPC, 6v.; v.I: *Executive summary*, 56.
- PAGNIER, H.J.M. *et al.* (2005) *Field experiment of ECBM-CO₂ in the Upper Silesian Basin of Poland (RECOPOL)*, in: *Proceedings of the Society of Petroleum Engineers Europe/EAGE annual conference*, Madrid, 13-16 June, SPE 94079.
- PALMER I.D., MANSOORI J. (1998) *How permeability depends on stress and pore pressure in coalbeds: a new model*, «SPE Reservoir Evaluation & Engineering», 1, 539-544.
- PALMER I.D. *et al.* (1993) *Coalbed methane well completions and stimulations*, in: Law B.E., Rice D.D. (editors) *Hydrocarbons from coal*, Tulsa (OK), American Association of Petroleum Geologists, 303-339.
- PALMER I.D. *et al.* (1995) *Completions and stimulations for coalbed methane wells*, in: *Proceedings of the Society of Petroleum Engineers international meeting on petroleum engineering*, Beijing, 14-17 November, SPE 30012.
- PATCHEN D.G. *et al.* (1991) *Coalbed gas production, Big Run and Pine Grove Fields, Wetzel County, West Virginia*, Morgantown (WV), West Virginia Geologic and Economic Survey, C-44, 1-33.
- PEEBLES M.W.H. (1980) *Evolution of the gas industry*, New York, New York University Press, 235.
- PURI R., YEE D. (1990) *Enhanced coal-bed methane recovery*, in: *Proceedings of the Society of Petroleum Engineers annual technical conference and exhibition*, New Orleans (LA), 23-26 September, SPE 20732.
- RAMURTHY M. *et al.* (2003) *Case history: reservoir analysis of the Fruitland coals results in optimizing coalbed methane completions in the Tiffany Area of the San Juan Basin*, in: *Proceedings of the Society of Petroleum Engineers annual technical conference and exhibition*, Denver (CO), 5-8 October, SPE 84426.
- REEVES S.R. (2001) *Geological sequestration of CO₂ in deep, unmineable coalbeds: an integrated research and commercial-scale field demonstration project*, in: *Proceedings of the*

- Society of Petroleum Engineers annual technical conference and exhibition*, New Orleans (LA), 30 September-3 October, SPE 71749.
- RICE D.D. (1993) *Composition and origins of coalbed gas*, in: Law B.E., Rice D.D. (editors), *Hydrocarbons from coal*, Tulsa (OK), American Association of Petroleum Geologists, 159-184.
- ROEN J.B. (1993) *Introductory review: Devonian and Mississippian black shale, Eastern North America*, in: Roen J.B., Kepferle R.C. (editors) *Petroleum geology of the Devonian and Mississippian black shales of Eastern North America*, Washington (D.C.), United States Government Printing Office.
- RUTTER D. (2002) *Horizontal CBM development in the Hartshorne coal, Arkoma Basin, Oklahoma*, in: *4th Oklahoma coalbed methane workshop*, Oklahoma Geological Survey, Open File Report 9-2002, 134.
- SCHLUMBERGER (2003) *A dynamic global gas market*, «Oilfield Review», 15, 4-7.
- SCHOENFELDT H. VON *et al.* (2004) *Unconventional drilling methods for unconventional reservoirs in the US and overseas*, in: *Proceedings of the International coalbed methane symposium*, Tuscaloosa (AL), 3-7 May, Paper 0441.
- SCHOPF J.M. (1956) *A definition of coal*, «Economic Geology», 51, 521-527.
- SCHWOCHOW S.D. (2003) *Major plays*, «Oil and Gas Investor Supplement», December, CBM-3.
- SELLEY R.C. (2005) *UK shale-gas resources*, in: Doré A.G., Vining B.A. (editors) *Petroleum geology: North-West Europe and global perspectives. Proceedings of the 6th Petroleum geology conference*, London 6-9 October, London, Geological Society, 707-714.
- SPARKS D.P. *et al.* (1993) *Coalbed gas well flow performance controls, Cedar Cove Area, Warrior Basin, USA*, in: *Proceedings of the International coalbed methane symposium*, Tuscaloosa (AL), 17-21 May, Paper 9376, 529-548.
- STACH E. *et al.* (1975) *Stach's textbook of coal petrology*, Stuttgart, Gebrüder Borntraeger, 34-54.
- STEVENS S.H. *et al.* (1998) *Enhanced coalbed methane recovery using CO₂ injection: worldwide resource and CO₂ sequestration potential*, in: *Proceedings of the Society of Petroleum Engineers international conference and exhibition*, Beijing, 2-6 November, SPE 48881.
- TEWALT S.J. *et al.* (2001) *A digital resource model of the Upper Pennsylvanian Pittsburgh coal bed, Monongahela Group, Northern Appalachian Basin coal region*, in: *2000 Resource assessment of selected coal beds and zones in the Northern and Central Appalachian Basin coal regions*, Denver (CO), US Department of the Interior, US Geological Survey.
- WEIDA S.D. *et al.* (2005) *Challenging the traditional coalbed methane exploration and evaluation model*, in: *Proceedings of the Society of Petroleum Engineers Eastern regional meeting*, Morgantown (WV), 14-16 September, SPE 98069.
- WILLIAMS P. (2004) *Coalbed methane*, «Oil and Gas Investor», 24, 30-39.
- YEE D. *et al.* (1993) *Gas sorption on coal and measurement of gas content*, in: Law B.E., Rice D.D. (editors) *Hydrocarbons from coal*, Tulsa (OK), American Association of Petroleum Geologists, 203-218.
- ZUBER M.D. (1996) *Basic reservoir engineering for coal*, in: *A guide to coalbed methane reservoir engineering*, Chicago (IL), Gas Research Institute, 3.1-3.33.
- ZUBER M.D. *et al.* (1994a) *Reservoir characterization and production forecasting for Antrim shale wells: an integrated reservoir analysis methodology*, in: *Proceedings of the Society of Petroleum Engineers annual technical conference and exhibition*, New Orleans (LA), 25-28 September, SPE 28606.
- ZUBER M.D. *et al.* (1994b) *Characterization of Michigan Antrim shale reservoirs based on analysis of field-level data*, in: *Proceedings of the Society of Petroleum Engineers Eastern regional conference and exhibition*, Charleston (WV), 8-10 November, SPE 29169.
- ZUBER M.D. *et al.* (2002) *A comprehensive reservoir evaluation of a shale reservoir: the New Albany shale*, in: *Proceedings of the Society of Petroleum Engineers annual technical conference and exhibition*, San Antonio (TX), 29 September-2 October, SPE 77469.

CHARLES M. BOYER

JOSEPH H. FRANTZ

Schlumberger Technology Corporation
Pittsburgh, Pennsylvania, USA

CRETIES D. JENKINS

DeGolyer and McMaughton
Dallas, Texas, USA

