



Ente per le Nuove tecnologie,
l'Energia e l'Ambiente

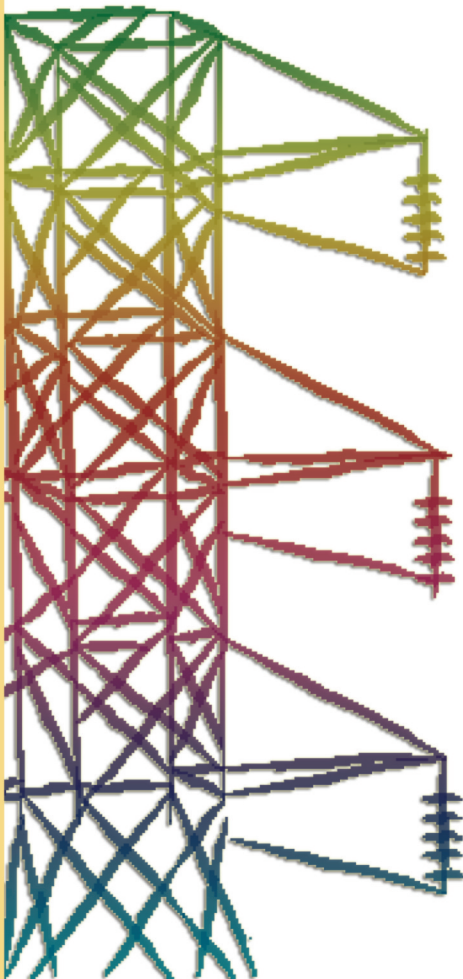


Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA SISTEMA ELETTRICO

Impostazione del progetto dell'impianto Test Site

Alberto Plaisant, Rafaele Cara





Ente per le Nuove tecnologie,
l'Energia e l'Ambiente



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA SISTEMA ELETTRICO

Impostazione del progetto dell'impianto Test Site

Alberto Plaisant, Raffaele Cara

IMPOSTAZIONE DEL PROGETTO DELL'IMPIANTO TEST SITE

Alberto Plaisant, Rafaele Cara (SOTACARBO)

Marzo 2009

Report Ricerca Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Area: Produzione e fonti energetiche

Tema: Tecnologie innovative che consentano una riduzione dei costi di investimento delle centrali a polverino di carbone. Sviluppo di tecnologie di impiego del polverino di carbone a differenti granulometrie con cattura e sequestro della CO₂

Responsabile Tema: Paolo Deiana, ENEA

*Accordo di collaborazione tra ENEA e SOTACARBO per l'attività di ricerca dal titolo
"Tecnologie di impiego del polverino di carbone a differenti granulometrie con cattura e
sequestro della CO₂"*

nell'ambito del tema di ricerca 5.2.5.2.

*"Tecnologie innovative che consentano una riduzione dei costi di investimento delle
centrali a polverino di carbone" dell'accordo di programma MSE-ENEA*

Rapporto tecnico

Attività 5.2.5.2.- F1

Impostazione del progetto dell'impianto

Test Site

Eseguito da:	Alberto Plaisant, Rafaele Cara	
Verifica	Alessandra Madeddu	
Supervisione	Carlo Amorino	

INDICE

INTRODUZIONE	2
1. INDIVIDUAZIONE DELL' AREA	3
1.1 LA PROVINCIA CARBONIFERA DEL SULCIS	3
1.2 INQUADRAMENTO GEOLOGICO.....	3
1.3 CRITERI DI SELEZIONE DEI SITI.....	7
1.4 MECCANISMI DI STOCCAGGIO	9
1.5 FASI DI SVILUPPO DEL PROGETTO DELL'IMPIANTO TEST SITE.....	10
2. CARATTERIZZAZIONE DEL CARBONE SULCIS	12
3. INDAGINI GEOFISICHE	18
3.1 INDAGINI SISMICHE	18
3.2 SISMICA IN FORO	19
3.3 INDIVIDUAZIONE PRELIMINARE DELL' AREA INTERESSATA DA INDAGINI GEOFISICHE	20
3.4 PROGETTO DI RILIEVO SISMICO.....	21
4 TRIVELLAZIONI	23
4.1 DIMENSIONI DEL CAMPO PILOTA ECBM	25
5. IMPIANTO SPERIMENTALE (TEST SITE)	27
6. STIMA DEI COSTI DI UN IMPIANTO PILOTA (TEST SITE)	29
6.1 TRIVELLAZIONI	29
6.2 COMPRESIONE E TRASPORTO DELLA CO ₂	29
6.3 STIMA DELLA CO ₂ IMMAGAZZINABILE NEL TEST SITE.....	32
7. MODELLI DI SIMULAZIONE	33
8. MONITORAGGIO AMBIENTALE	34
8.1 TECNICHE DI MONITORAGGIO.....	34
9. RIFERIMENTI NORMATIVI	37
9.1 QUADRO GENERALE DI RIFERIMENTO	37
9.2 DISPOSIZIONI COMUNITARIE GIÀ IN VIGORE NEL SETTORE DELLA PROPOSTA	38
9.3 PRINCIPIO DI SUSSIDIARIETÀ E DI PROPORZIONALITÀ DELLA PROPOSTA	38
9.4 CONTENUTI DELLA PROPOSTA.....	40
9.5 QUADRO NORMATIVO RELATIVO A: AUTORIZZAZIONE ALL'INDAGINE E PERMESSO DI RICERCA	41
BIBLIOGRAFIA	45

Introduzione

Il presente lavoro si inserisce nell'ambito dell'Accordo di Programma MSE-ENEA relativamente al tema di ricerca 5.2.5.2 "Tecnologie innovative che consentano una riduzione dei costi di investimento delle centrali a polverino di carbone" e riguarda l'impostazione del progetto dell'impianto pilota ECBM (Test Site).

Con riferimento al tema oggetto del lavoro, Sotacarbo ha già realizzato (nell'ambito dell'attività 5.2.5.2. E) uno studio generale in cui, oltre ad analizzare le condizioni del bacino carbonifero del Sulcis in merito all'applicazione delle tecnologie ECBM, sono state effettuate alcune valutazioni preliminari sulla possibilità di applicazione delle tecnologie CCS agli impianti di generazione elettrica del Sulcis nonché una valutazione tecnico-economica di un impianto zero-emission con separazione e confinamento geologico della CO₂.

L'attuale lavoro si propone pertanto, sulla base delle informazioni raccolte su base bibliografica, di individuare l'area più idonea alla applicazione delle tecniche ECBM e di definire le fasi principali di realizzazione di un progetto di ricerca sperimentale per l'applicazione di tali tecniche ECBM al bacino carbonifero del Sulcis. In particolare sono state definite ed illustrate le seguenti fasi del progetto:

- sviluppo di indagini geofisiche e realizzazione dei rilievi sismici,
- selezione del sito su cui ubicare un impianto pilota (test site),
- realizzazione di sondaggi necessari a caratterizzare il carbone,
- configurazione del test site,
- stima preliminare dei costi,
- modellistica e simulazione e monitoraggio ambientale.

Lo studio si completa con una analisi della normativa di riferimento che regola l'attività sperimentale di applicazione delle tecnologie ECBM alla luce delle recenti disposizioni a livello comunitario

1. INDIVIDUAZIONE DELL'AREA

1.1 La Provincia Carbonifera del Sulcis

In Italia non sono presenti significative riserve di carbone, ad eccezione della “Provincia Carbonifera del Sulcis” (PCS) che risulta non ancora esaurita ed è caratterizzata da una considerevole presenza sia di carbone coltivabile, sia di strati carboniferi profondi adatti allo sfruttamento di tecniche di produzione CBM-ECBM (Coal Bed Methane - Enhanced Coal Bed Methane).

La PCS occupa la porzione SW della Sardegna, dalla valle del fiume Cixerri al Golfo di Palmas, su cui si affacciano le isole di San Pietro e S. Antioco, ed è adiacente all'area del nucleo industriale del Sulcis Iglesiente. Risultando orientata lungo la direttrice N-S e limitata ad Ovest dal mare, caratterizzato da bassi fondali, la PCS sembrerebbe idonea all'applicazione di tecniche di perforazione sia “on-shore” sia “off-shore”.

1.2 Inquadramento Geologico

Una precisa ricostruzione della geologia, delle caratteristiche strutturali e idrogeologiche del bacino carbonifero, appaiono di fondamentale importanza per valutare il potenziale CBM di un carbone.

La migrazione del gas all'interno del bacino, infatti, si manifesta attraverso fenomeni di desorbimento e diffusione, che trovano origine da un aumento della temperatura o una diminuzione della pressione al suo interno. Per questo motivo quindi, è importante avere una conoscenza approfondita dei movimenti tettonici di sollevamento a livello regionale che hanno interessato il bacino carbonifero nel suo passato geologico .

Gli aspetti di maggiore interesse che dovranno essere considerati sono:

1. Lo stadio geologico in cui i letti di carbone hanno intrappolato i fluidi (es. sorgenti) ed i gas nella loro posizione attuale.
2. L'estensione areale dei fluidi intrappolati e la susseguente infiltrazione di acque sotterranee.
3. La presenza di fratture aperte comunicanti con l'esterno o con i vuoti in sottosuolo;
4. la ricerca dell'elemento che influisce sulla pressione idrostatica nonché la quantità e la velocità dell'adsorbimento/desorbimento della CO₂ e del CH₄.

L'area interessata dai lavori minerari (attualmente e nel passato) comprende il bacino di Gonnese (settore a NO del bacino carbonifero del Sulcis), e si estende dal golfo di Funtanamare (verso l'estremo nord) fino a Carbonia (verso l'estremo sud).

Il corpo minerario carbonifero ("Produttivo") risulta inserito in una sequenza sedimentaria considerata di ambiente paralico (ambiente di transizione tra lacustre e marino), riconducibile all'Eocene inferiore. Il "Produttivo" è costituito da diversi livelli di carbone intercalati a sedimenti calcarei, marnosi e arenacei, ed è delimitato al letto, da un calcare a "Miliolidae" (microfossili) e al tetto, dalla porzione inferiore della formazione del Cixerri di origine continentale.

Il complesso degli strati di carbone, comprese le lenti di argilla carboniosa, ha un'altezza di circa 150 m. Lo spessore del carbone è circa il 20-40 % del totale e, nell'area di estrazione, possono essere stimate circa 250 Mt di carbone. Dal punto di vista minerario il taglio ha un'altezza normalmente pari a 1,40 m e lo spessore tra due letti è maggiore di 3,00 m.

Nel resto del settore, in particolare nella zona costiera, potrebbero essere stimati valori superiori al miliardo di tonnellate di carbone. In questa parte del bacino potrebbero localizzarsi le aree maggiormente promettenti all'applicazione delle tecniche CBM e ECBM.

La geologia e l'assetto stratigrafico del bacino appare idonea all'applicazione della tecnica ECBM. La copertura del bacino carbonifero, infatti, è costituita dalle formazioni appartenenti al ciclo vulcanico alcalino terziario (ignimbriti e andesiti) e dalla formazione sedimentaria eocenica – oligocenica del Cixerri (di notevole importanza idrogeologica per le sue caratteristiche impermeabili, i cui litotipi sono costituiti da: arenarie quarzose, conglomerati e marne argillose e siltose) di potenza complessiva pari a circa 500-600 m. Questo spessore è considerato sufficiente per evitare il degasamento del flusso di CO₂ in superficie dopo l'iniezione.

Inoltre la buona capacità tampone e il pH delle numerose rocce a Miliolidae (calcari organogeni con intercalazioni marnose e calcareo marnose, ad elevata permeabilità per fessurazione e carsismo), è in grado di assicurare trappole solubili nel primo periodo di attività e trappole minerali nel lungo periodo.

La stratigrafia dal fondo alla sommità è:

1. Piattaforma Cambro-Siluriano Paleozoico (filladi, filladi carboniose, quarziti, metacalcari, metaconglomerati).

2. Formazione Calcare Miliolitico dell'Eocene, Paleogene Carbonifero (Cuisiano-Luteziano) strato Produttivo di carbone”.
3. Formazione del Cixerri (Pecorini, Pomesano & Cerchi, 1969, clays, sands, 300 m);
4. Andesiti, Andesiti basaltiche e Basalti Oligo-Miocenici.
5. Ignimbriti.

Dal punto di vista strutturale il complesso delle deformazioni subite nel passato geologico hanno creato nel bacino carbonifero del Sulcis un sistema costituito da *horst* (alto strutturale) e *graben* (basso strutturale). Gli alti strutturali sono rappresentati dalle isole di S. Pietro e S. Antioco, l'area tra Porto Paglia e M.te Sirai, mentre l'area che va da Portovesme fino all'istmo di S. Antioco costituisce uno stretto graben con direttrici NW-SE.

Questo schema relativamente semplice nasconde in realtà problematiche strutturali relative a più eventi tettonici susseguitisi in un arco di tempo piuttosto ampio (Cerchi et al., 1990), E' stato infatti possibile riconoscere quattro fasi tettoniche susseguitesi in epoche recenti dal Miocene (Messiniano) al Quaternario (Tirreniano) e che avrebbero interessato le aree della Sardegna meridionale.

La prima delle quattro fasi della tettonica campidanese (Messiniano sup – Pliocene inf.) in realtà, ha influenzato solo marginalmente il Sulcis, interessando principalmente la zona del Campidano di Cagliari, mentre nel Pliocene superiore si ha un'accentuazione della subsidenza del graben campidanese che si ripercuote anche nel bacino del Cixerri e nel Sulcis, con una rapida subsidenza ed accentuazione dei fenomeni di sedimentazione. Tra la fine del Neogene ed il glaciale Mindel si verificarono importanti movimenti tettonici (con direttrici principali NW-SE) che diedero luogo a potenti rigetti associati ad un vulcanismo prettamente lineare sui bordi delle fosse, riconosciuto in tutta la parte meridionale dell'Isola.

Durante il periodo interglaciale Mindel-Riss i movimenti tettonici si susseguirono nel Campidano meridionale e nel Golfo di Palmas, rinnescando movimenti secondo le direttrici NW-SE e NE-SO.

Le principali caratteristiche tettoniche sono evidenziate dalle seguenti linee di faglia (area interessata dalle coltivazioni):

- *Faglia di Serbariu-Sirai* (Est del bacino, 50 m dislocazione, immersione W).

- *Faglia di Sinni* (direzione circa NNE-SSW; immersione N30).
- *Faglia di Cortoghiana* (direzione NNW-SSE, immersione N170).
- *Faglia di Maiorchina* (direzione NW-SE, dislocazione di circa 7-20 m).
- *Faglia di Ponente* (direzione N-S, limitata alla zona ad W di Seruci, dislocazione di 40-100 m).
- *Faglia di Acqua Sa Canna* (direzione N80, immersione N, dislocazione 50 m).
- *Faglia di Paringianu* (direzione NE-SW, immersione N, dislocazione 20-50 m).
- *Faglia di M. Ulmus* (direzione N80E, dislocazione 100 m, limitata al Permiano).

Gli strati carboniferi, di età terziaria, mostrano un'inclinazione verso ovest e tendono ad affiorare nella parte nord-est del bacino del Sulcis, diventando progressivamente regolari ed orizzontali lontano dal limite Terziario-Paleozoico localizzato ad est. Gli strati di carbone si presentano con uno spessore del "Produttivo" maggiore verso ovest (circa 70 m, con un potenziale aumento dei banchi di carbone compreso tra il 20 ed il 40 %) e con un incremento dell'immersione del 8-10%.



Fig. 1: Nella figura è riportata la possibile area d'indagine per l'applicazione delle tecniche CBM e ECBM. Il sito per i primi tests potrebbe essere localizzato nella parte a SW del bacino carbonifero, dove sono segnalati sondaggi che hanno rinvenuto livelli di carbone alla profondità di circa -800 m. (requisito fondamentale per l'applicazione della tecnologia ECBM).

Queste variazioni probabilmente rispecchiano le diverse condizioni d'assetto che ha subito il bacino sedimentario e mettono in evidenza una morfologia irregolare, individuando probabili aree soggette a subsidenza differenziata.

I movimenti tettonici hanno sbloccato a gradinata il "Produttivo" che affiora nel settore orientale dove si appoggia sul basamento paleozoico, in prossimità del paese di Bacu Abis. Nell'area di Seruci si ritrova a circa -200 m, mentre a Portovesme si rileva dai sondaggi ad una profondità di oltre -700 m sotto il livello del mare. Sembra probabile quindi una continuità del "Produttivo" anche sotto il braccio di mare compreso tra la coste e le isole di S. Pietro e S. Antioco.

Come già detto in direzione Sud-Sud Ovest, oltre all'approfondimento del bacino, si verifica anche un progressivo incremento della potenza del "Produttivo", la cui geometria è strettamente controllata dal sistema di fratture. Quest'ultimo genera, infatti, un complesso strutturale costituito da blocchi dislocati, contraddistinti da fratture secondarie e fenomeni di stress rimarcati da piegamenti anche di notevole entità.

Infine è da sottolineare che il sondaggio esplorativo n. 37/87 eseguito da Carbosulcis nell'entroterra (*on-shore*) in località Monte Ulmus, ha evidenziato la presenza dei letti di carbone alla quota di -800m (considerata la profondità minima per l'iniezione della CO₂)(*). Tuttavia si rileva che nelle aree a mare (*off-shore*) dove lo spessore degli strati dei letti a carbone tende ad approfondirsi, e a divenire progressivamente più rilevante e continuo, si hanno le potenzialità di sviluppo maggiori.

Un eventuale progetto comporterebbe, con ogni probabilità, l'esecuzione di pozzi orizzontali perforati da terra verso il mare sino a raggiungere gli strati di carbone profondi, che appaiono più idonei per le tecniche CBM ed ECBM. Questa scelta minimizzerebbe inoltre l'impatto ambientale del progetto rispetto alla realizzazione di eventuali piattaforme off shore.

(*) Riferimenti bibliografici

1.3 Criteri di selezione dei siti

L'esperienza sino ad ora maturata nello sviluppo delle tecnologie di confinamento geologico della CO₂ suggerisce alcuni criteri per la selezione di un sito ambientalmente sostenibile ed economicamente conveniente, per l'applicazione delle tecniche CO₂-

ECBM. In primo luogo il reservoir deve avere per quanto possibile le seguenti caratteristiche:

1. *omogeneità ed isolamento*: il reservoir di carbone negli strati profondi del giacimento dovrebbe essere lateralmente continuo e stratigraficamente isolato, al fine di consentire il contenimento della CO₂ iniettata nel reservoir e di ottenere una efficiente distribuzione laterale del gas iniettato attraverso lo stesso;
2. *confinamento*: i letti di carbone dovrebbero essere contenuti fra strati di rocce impermeabili;
3. *struttura semplice*: i carboni dovrebbero avere il minimo numero di faglie e pieghe, o comunque minori complicazioni della struttura geologica; faglie ancora attive e fratturazioni possono essere causa di migrazione di CO₂, sebbene i processi di diffusione e di convezione dei fluidi dal sottosuolo profondo verso la superficie siano molto lenti (in alcuni casi, le faglie possono favorire lo stoccaggio di gas serra, in quanto possono avere un effetto di compartimentalizzazione del reservoir a letti di carbone profondi);
4. *adeguata permeabilità primaria (interna al carbone stesso) e secondaria (dei deats di fratturazione)*: una moderata "cleat permeability" è necessaria per ottenere una effettiva produzione ECBM (1-5 mDarcy); permeabilità minori possono essere accettabili se il carbone ha una adeguata iniettività e spessore;
5. *geometria del carbone*: pochi e spessi letti di carbone sono preferibili a letti di carbone stratigraficamente dispersi (multipli e fini);
6. *condizioni di saturazione del GIP(gas in place)*: per un migliore rendimento nella estrazione di CH₄ con tecniche CO₂-ECBM, i carboni saturati con CH₄ sono preferibili a carboni sottosaturati (Law and Rice, 1993; Yee et al., 1993).

La selezione dei settori geologici idonei allo sviluppo di tecniche ECBM deve inoltre tener in debito conto i seguenti aspetti:

- profondità del carbone approssimativamente compresa tra 800 ed 1500 m, in prossimità della quale si ha massima produzione di idrocarburi;
- caratteristiche del carbone (composizione, grado, macerali, ceneri, umidità, etc);
- geochimica dei fluidi (per dettagli Van Voast, 2005);
- circolazione dei fluidi ed idrogeologia;

Alla luce di quanto sopra emerge che l'area individuata, riportata nella fig.1 presenta, caratteristiche promettenti al ritrovamento di strati carboniferi profondi. In particolare la zona, che comprende un area on shore ed una off shore, è localizzata tra l'isola di Sant'Antioco e il paese di San Giovanni Suergiu e potrebbe essere oggetto di applicazione della tecnologia ECBM ed in primo luogo dell'installazione di un impianto pilota (test site). Occorre, quindi, programmare accertamenti diretti prima di procedere alla fase di progettazione.

Lo sviluppo del progetto dell'impianto industriale ECBM è influenzato dai diversi meccanismi di stoccaggio della CO₂ che saranno oggetto della sperimentazione che verrà effettuata con l'impianto pilota test site, che costituisce una fase indispensabile per la realizzazione di un progetto di applicazione industriale delle tecnologie ECBM al bacino carbonifero del Sulcis.

In particolare nella fase di sperimentazione con il test site verranno indagati i meccanismi di stoccaggio di seguito illustrati.

1.4 Meccanismi di stoccaggio

Esistono differenti meccanismi di stoccaggio geologico della CO₂, che entrano in atto quando il gas pompato ad alta pressione, essenzialmente liquido, è intrappolato nella roccia. Lo stoccaggio strutturale entra in azione immediatamente, le altre tipologie di immagazzinamento si verificano nel tempo aumentando l'efficacia confinamento.

Structural Storage

Quando la CO₂ è pompata nel sottosuolo, inizialmente ha una maggiore spinta statica rispetto all'acqua e risale attraverso i pori della roccia fino a raggiungere il limite della formazione dove viene intrappolato da un cap-rock.

Residual Storage

Il reservoir si comporta come una spugna stretta e rigida. Solitamente la spugna deve essere strizzata più volte per far fuoriuscire il liquido e ripristinare l'aria negli alveoli; mentre quando la CO₂ è pompata nella formazione rocciosa, gran parte di questa viene imprigionata nei pori della roccia e non si sposta più, fenomeno detto intrappolamento residuo.

Dissolution Storage

La CO₂ si scioglie nell' acqua salata e questa contenendo CO₂ risulta più pesante dell'acqua circostante, la maggiore densità raggiunta né determina il confinamento alla base della formazione rocciosa, intrappolando il gas definitivamente.

Mineral Storage

La CO₂ dissolta in acqua salata è debolmente acida e può reagire con i minerali delle rocce circostanti, formando dei nuovi. Un tale processo può essere rapido o molto lento, a seconda della reattività dell'acqua e delle rocce, e contribuisce anch'essa a legare la CO₂ alla roccia.

L'individuazione dell'ubicazione dell'impianto pilota, la sua progettazione e realizzazione richiedono preliminarmente la conoscenza delle caratteristiche idrogeologiche del giacimento carbonifero e la caratterizzazione geochemica del carbone negli strati profondi. Al riguardo le informazioni necessarie possono essere raccolte attraverso lo sviluppo di indagini geofisiche, l'effettuazione di sondaggi e trivellazioni nonché dell'analisi chimica dei campioni di carbone raccolti. I dati e le informazioni raccolti verranno utilizzati per lo sviluppo e la validazione di modelli di simulazione dei processi di adsorbimento e di desorbimento dei gas nel sottosuolo nonché del sistema di monitoraggio ambientale per il controllo del rilascio di anidride carbonica.

Le attività di prospezione mineraria necessarie all'individuazione di un sito idoneo all'applicazione della tecnologia ECBM richiede inoltre una precisa conoscenza del quadro normativo e dei vincoli ambientali, eventualmente presenti, al fine dell'ottenimento delle autorizzazioni di indagine e dei permessi di ricerca.

1.5 Fasi di sviluppo del progetto dell'impianto test site

Alla luce di quanto sopra, in questa fase di impostazione del progetto dell'impianto pilota (test site) necessario per l'applicazione della tecnologia ECBM al bacino carbonifero del Sulcis, vengono individuate le attività necessarie alla sua realizzazione.

Tali attività includono operazioni che richiedono investimenti e risorse che potranno essere affrontati con adeguati finanziamenti.

In particolare è necessario:

- Individuare l'area interessata da indagini geofisiche.
- Effettuare i rilievi sismici.
- Selezionare il sito su cui ubicare l'impianto pilota.
- Effettuare i sondaggi necessari a caratterizzare il carbone.
- Definire la configurazione del test site.
- Effettuare una stima preliminare dei costi.

2. Caratterizzazione del carbone Sulcis

Uno dei fattori maggiormente significativi, in uno studio di fattibilità ECBM, riguarda la composizione del carbone e, a tale scopo, il diagramma di Krevelev (Law and Rice, 1993) risulta essere uno strumento largamente utilizzato.

Di seguito si riporta la classificazione ASTM maggiormente utilizzata per i carboni:

ASTM classification of coal

<i>I Anthracitic</i>	1 meta-anthracite
	2 anthracite
	3 semi-anthracite
<i>II Bituminous</i>	1 low volatile bituminous coal
	2 medium volatile bituminous coal
	3 high volatile A bituminous coal
	4 high volatile B bituminous coal
	5 high volatile C bituminous coal
<i>III Subbituminous</i>	1 Subbituminous A coal
	2 Subbituminous B coal
	3 Subbituminous C coal
<i>IV Lignitic</i>	1 lignite A
	2 Lignite B

Il carbone Sulcis (studio Sotacarbo 2006) è classificato come “*High volatile C bituminous*”, ed è caratterizzato da un contenuto di macerali (costituenti organici del carbone riconoscibili per la loro morfologia e per il loro diverso indice di riflettanza) pari a 89,3 % (suddivisi in Vitrinite: 73.3 %, Exinite: 11 %, Inertite: 5%) e 10.7% di altri minerali. Il coefficiente di riflettanza della vitrinite per il carbone Sulcis è compreso fra 0,5 e 0,7% (R_0).

La massima potenzialità CBM per un carbone si ha per $R_0=0,7\%$ (raggiunto dal carbone Sulcis nelle analisi effettuate su campioni prelevati a -400 m) in presenza di fasi di

bitumizzazione. Valori più elevati del coefficiente di riflettanza, per esempio $R_0 = 1,2 \%$ come ci si aspetterebbe in alcune zone degli strati produttivi più profondi del bacino carbonifero del Sulcis, indicherebbero l'assenza di idrocarburi liberi e la prevalenza dell'acqua nella struttura del carbone. Le migliori condizioni sono presumibili per la PCS a circa 800-1000 metri di profondità.

L'umidità è maggiore, rispetto al contenuto di idrocarburi, per carboni *low rank* e *high rank*, mentre i carboni di grado intermedio ("*intermediate rank*", previsti sotto gli -800 m di profondità. nella PCS) hanno un quantitativo di idrocarburi (quali petrolio ed asfalti) più elevato (Levine, 1992 e White et al., 2005).

Una stima del GIP è basata sull' "Analisi di Pirolisi" (degradazione termica in assenza di ossigeno) o "*Pirolysis Analysis*" usata per determinare il potenziale di gas e la composizione del pirolizzato (Higgs, 1986).

La proiezione sui diagrammi classificativi esistenti permette di stimare, per carboni come il Sulcis, un generazione potenziale di gas (*Potential Gas Generation*) intorno a $100-120 \text{ ml}_{\text{CH}_4}/\text{g}_{\text{coal}}$.

Durante la carbonizzazione fino al grado di antracite, un carbone di tipo "*Carboniferous sub-hydrous*" genererà un massimo di $150 \text{ ml}_{(\text{CH}_4)}/\text{g}_{(\text{coal})}$, mentre un carbone "*Tertiary per-hydrous*" (come previsto per il Sulcis) potrà generare al massimo $200 \text{ ml}_{\text{CH}_4}/\text{g}_{\text{coal}}$. (alla pressione di 1 bar).

Il *Potential Gas Generation* atteso dai dati di letteratura è stimato in $150-200 \text{ ml}_{\text{CH}_4}/\text{g}$ di carbone alle condizioni standard di pressione e temperatura (STP).

Questo valore potrebbe variare in funzione delle reali caratteristiche intrinseche del carbone:

- La capacità di adsorbimento.
- La porosità (da cui dipende lo spazio disponibile per il gas libero o "*free gas*").
- Le caratteristiche di permeabilità.
- La geologia strutturale e la storia dell'approfondimento del bacino.
- La generazione del gas CBM e la sua migrazione.
- La geometria delle faglie e del sistema di fratturazione.

Visto il grado di maturità del carbone Sulcis, si prevede un adsorbimento del gas CO₂ di circa 10 m³ di CO₂ per tonnellata di carbone, ulteriori calcoli potranno essere effettuati sulla base dei risultati sperimentali raccolti dalla presente ricerca.

Nel complesso, la capacità di adsorbimento del carbone, in funzione della pressione del metano, come ad esempio sperimentato per un carbone *high-volatile B bituminous* (hvBb) pertinente all' *Illinois Basin* (Joubert et al., 1974), varia in funzione del contenuto in umidità riportato come peso %, con capacità di adsorbimento significativamente più elevata per il carbone secco.

Per il carbone Sulcis, di grado simile, il confronto con il carbone dell' *Illinois Basin* suggerisce circa 6 cm³ CH₄/grammo di carbone alle condizioni STP considerando 6-7 % di umidità; contro i 16 cm³ CH₄/grammo di carbone per lo stesso carbone, secco.

Il carbone Sulcis è caratterizzato da un'umidità che va dal 3.8 al 7 % alla profondità di campionamento (- 400 m).

I risultati delle analisi necessarie per caratterizzare le potenzialità della PCS nell'utilizzo di tecniche CBM ed ECBM, sono riportate nelle tabelle seguenti.

	Media %	Met. ASTM
Umid.	6.91	3302-02
M.V.	44.09	5142-02
Ash = A%	31.26	5142-02
C fix	19.40	5142-02
C tot	45.96	5373-02
H	4,04	5373-02
N	1,21	5373-02
O	11,93	3176-02
S	5.60	4239-02
U _i	5.25	
R _o (old datum)	0.48	
PCS	4415 Kcal/kg	
PCI	4177 Kcal/kg	

Tab. 1 Proximal Analysis del carbone Sulcis effettuate dalla Carbosulcis S.p.A. (campionamento del 24/02/05, carbone prelevato a -400 m, "in situ").

Campione	Vitrinite, %
Seam-1	93
Seam-2	89
Seam-3	85
Seam-4	82
Seam-5	100
Seam-10	89
China	76

Tab. 2 Analisi dei macerali ed in particolare % di Vitrinite in alcuni carboni del Sulcis (campionamento del marzo 2005, carbone prelevato a – 400 m s.l.m), effettuate da INGV (in collaborazione con l'Institute of Petroleum Chemistry -IPC, Tomsk, Siberia, Russia) e confronto con un campione di provenienza cinese.

Campione	PCS (MJ/kg)			
	code	<i>daf*</i>	<i>maf**</i>	<i>Native</i>
Seam 1	31	31.3	29.3	25.7
Seam 2	31	31.4	29.7	26.5
Seam 3	32	32.8	30.7	23.6
Seam 4	32	32.9	30.5	27.3
Seam 5	34	34.8	31.9	26.5
Seam 10	32	32.2	29.4	27.3
China	35	35.0	33.9	29.9

* condizioni secche, su base priva di ceneri (ash)

** condizioni umide, su base priva di ceneri (ash).

Tab. 3 Analisi del potere calorifico superiore del carbone del Sulcis (campionamento del marzo 2005, carbone prelevato a – 400 m s.l.m) effettuate da INGV (in collaborazione con l'*Institute of Petroleum Chemistry-IPC*, Tomsk, Siberia, Russia).

Le tabelle successive, (tabb. 4-7), relative ad ulteriori analisi composizionali (*Proximal Analysis*), effettuate sul carbone Sulcis (campionamento del marzo 2005, carbone prelevato a – 400 m s.l.m), completano le informazioni utili per caratterizzare le potenzialità di applicazione delle tecniche CBM ed ECBM alla PCS.

Campione	Riflettanza Vitrinite		Caratteristiche del riflettogramma				Composiz. gruppo macerale (mmf)			
	code	$\bar{R}_0, \%$	code	standard deviation	tipo	code	vol%	code	vol%	
Seam-1	06	0.67	0	0.03	no gap	seam coal	0	7	1	0
Seam-2	06	0.67	0	0.03	no gap	seam coal	0	0	3	11
Seam-3	06	0.68	0	0.05	no gap	seam coal	0	3	3	12
Seam-4	06	0.67	0	0.03	no gap	seam coal	0	0	4	18
Seam-5	06	0.67	0	0.03	no gap	seam coal	0	0	1	0
Seam-10	07	0.70	0	0.05	no gap	seam coal	0	0	3	11
China	09	0.90	0	0.03	no gap	seam coal	2	20	G1	4

Tab. 4 Determinazione del coefficiente di riflettanza della vetrinite del carbone e composizione del gruppo macerale

Campione	Crucible swelling number		Volatile Matter <i>daf</i>		Ash, dry (*)		S tot (dry seam)	
	code	Number	code	wt%	code	wt%	code	wt%
Seam-1	0	0	46	47.8	12	12.2	76	7.63
Seam-2	0	0	48	50.0	10	10.9	115	11.55
Seam-3	0	0	48	49.7	23	23.13	103	10.37
Seam-4	0	0	44	45.6	10	10.62	58	5.89
Seam-5	0	0	48	55.6	16	16.8	48	4.87
Seam-10	0	0	48	48.3	7	7.0	22	2.29
China	0	0	36	37.8	11	11.72	02	0.24

(*)Le ceneri sono state determinate con l'utilizzo della procedura standard ISO 1171:1997 (riscaldamento del carbone, dopo rimozione dell'umidità). Il riscaldamento avviene a 815 ± 10 °C, dopo il quale viene determinate la perdita in peso.

Tab. 5 Determinazione della percentuale di componenti volatili, ceneri e zolfo totale (sul secco)

Campione	30 °C	106 °C	Umidità totale
	(umidità superficiale)	(umidità igroscopica)	
Seam-1	0.27	4.35	4.61
Seam-2	0.51	3.34	3.83
Seam-3	0.17	3.66	3.82
Seam-4	0.44	5.07	5.48
Seam-5	0.57	5.43	5.96
Seam-10	0.4	6.78	7.15
China	0.02	1.75	1.77

(*) Il contenuto di umidità è stato determinato con la procedura DIN 51718

Tab. 6 Determinazione dell'umidità del carbone (superficiale, igroscopica e totale)

Campione	Proprietà del blocco	Test dilatometrico
Seam-1	None	No indebolimento
Seam-2	None	No indebolimento
Seam-3	None	No indebolimento
Seam-4	None	No indebolimento
Seam-5	None	No indebolimento
Seam-10	None	No indebolimento
China	None	No indebolimento

Tab. 7 Risultati del test dilatometrico sul carbone

3. Indagini geofisiche

3.1 Indagini sismiche

I metodi sismici sono quelli che studiano la propagazione nel terreno delle onde sismiche generate artificialmente, stabilendone la relazione con la struttura geologica del sottosuolo. La velocità delle onde dipende essenzialmente dalle costanti elastiche e dalla densità del mezzo. I contatti tra i corpi geologici, caratterizzati da differenti velocità di trasmissione delle onde sismiche, definiscono superfici di discontinuità, in corrispondenza delle quali le onde vengono rifratte, riflesse o diffratte (Legge di Snell). L'indagine sismica consiste proprio nella registrazione, in sito, dei tempi di propagazione delle onde sismiche che costituiscono, a loro volta, i dati essenziali per la successiva elaborazione delle informazioni e per la ricostruzione del sottosuolo attraverso un modello interpretativo.

Conoscendo i valori dei tempi di propagazione, si potranno calcolare, attraverso le leggi fondamentali dell'ottica, la velocità di propagazione delle onde sismiche che, a loro volta, rappresentano la base per la determinazione della natura, profondità ed inclinazione degli strati (rifrattori).

La prospezione sismica utilizza le onde di tipo longitudinale generate da una sorgente di energia artificiale di tipo: modeste cariche esplosive; vibratorii elettromagnetici o elettro-idraulici; massa battente.

L'energia così prodotta si propagherà nel sottosuolo sotto forma di onde sferiche che, nel corso del loro cammino, subiranno riflessioni (onde riflesse) o rifrazioni (onde rifratte) in funzione delle caratteristiche elastiche e delle discontinuità presenti nelle rocce che attraverseranno.

Una volta raggiunta la superficie, le onde vengono rilevate da un certo numero di geofoni allineati sul terreno (stendimento). I geofoni trasformano le vibrazioni prodotte nel terreno in segnali elettrici che vengono inviati al sismografo registratore che li restituisce in forma numerica e grafica (sismogramma).

Il sismogramma è composto da un insieme di linee (tracce) che riproducono graficamente il progressivo arrivo in superficie delle onde sismiche riflesse (sismica a riflessione) o rifratte (sismica a rifrazione). Si sottolinea che il numero di tracce in esso contenuto corrisponde al numero di geofoni utilizzato durante la prospezione, pertanto,

a parità di condizioni sperimentali, per ottenere un sismogramma più dettagliato occorre utilizzare un alto numero di geofoni.

Le modalità con le quali si manifesteranno i fenomeni di riflessione o rifrazione delle onde nel sottosuolo dipenderanno dal tipo e dal numero delle superfici di discontinuità presenti nel sottosuolo, dalle caratteristiche fisiche ed elastiche delle rocce attraversate, dalla loro compattezza, grado di litificazione o alterazione o fratturazione, porosità e tessitura, etc.

La sismica a riflessione possiede, rispetto alla tecnica a rifrazione, il vantaggio che non è richiesta l'esistenza nel sottosuolo di orizzonti sismici a velocità progressivamente crescente con la profondità bensì la presenza di orizzonti sismici caratterizzati da nette differenze di velocità. Inoltre fornisce risposte più precise circa la morfologia delle superfici di discontinuità.

I tempi di arrivo t (sec.) delle onde sismiche registrate dai geofoni posti a distanze x (m) dalla sorgente costituiranno le coppie di valori base da utilizzare per l'elaborazione, su base sismica, del modello interpretativo del sottosuolo.

3.2 Sismica in foro

Si realizza tramite l'introduzione in un sondaggio precedentemente rivestito, di una sonda che registra i tempi di arrivo delle onde P ed S, in base ai quali si calcolano la velocità di propagazione e i moduli di deformazione dinamici del terreno (che come già detto dipendono dalla velocità delle onde elastiche longitudinali e trasversali).

Si adottano essenzialmente due tecniche che si realizzano all'interno dei sondaggi e che vengono chiamate down-hole e cross-hole.

Un'ipotesi è quella di procedere utilizzando la tecnica del cross-hole per meglio definire le caratteristiche dell'area del test site. Si esegue tra due o tre sondaggi vicini; in due di questi si introduce la sonda a determinate profondità e nell'altro si effettua l'energizzazione, anch'essa a profondità variabile. Tramite la tomografia sismica si riesce ad ottenere l'"immagine" della distribuzione spaziale della velocità di propagazione delle onde sismiche nella sezione di terreno interessata (Fig. 2)

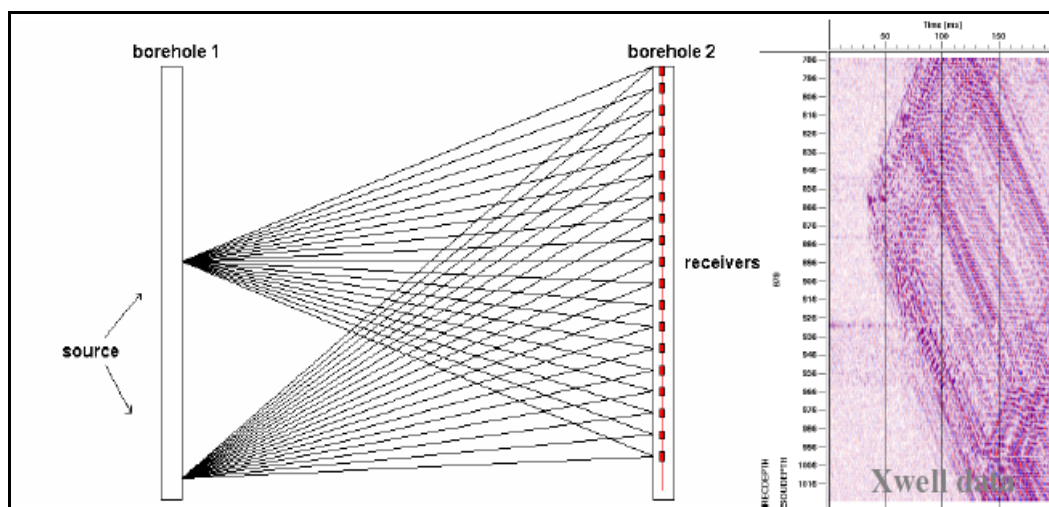


Fig. 2 Immagine tratta da una presentazione del progetto RECOPOL

L'utilizzo di questa tecnica permetterebbe durante la fase di controllo ambientale di monitorare le concentrazioni della CO₂ ed eventuali suoi aumenti, semplicemente registrando "un'immagine" alterata dalla presenza della CO₂.

3.3 Individuazione preliminare dell'area interessata da indagini geofisiche

Con riferimento a quanto sopra indicato, in merito alle indagini geologiche, ed in base a quanto emerso da alcuni dati disponibili da prime attività preliminari, è possibile effettuare prime valutazioni circa l'estensione e la localizzazione dell'area che potrà essere oggetto delle indagini geofisiche. A tal fine ci si è basati inoltre sui rapporti stratigrafici del bacino carbonifero con le altre formazioni e al suo assetto strutturale. Le attuali conoscenze della "geologia" e la necessità di ritrovare livelli carboniferi profondi (800-1500 s.l.m.), necessari per l'applicazione della tecnologia ECBM, hanno portato infatti ad individuare come più probabile la zona occidentale (Fig. 3) del giacimento di carbone localizzata ad W della faglia di Ponente, in cui è ipotizzabile un incremento dell'immersione dei banchi di carbone pari all'8-10%, considerando anche la zona a mare (offshore) compresa tra l'isola di Sant'Antioco ed il litorale di Matzaccara.

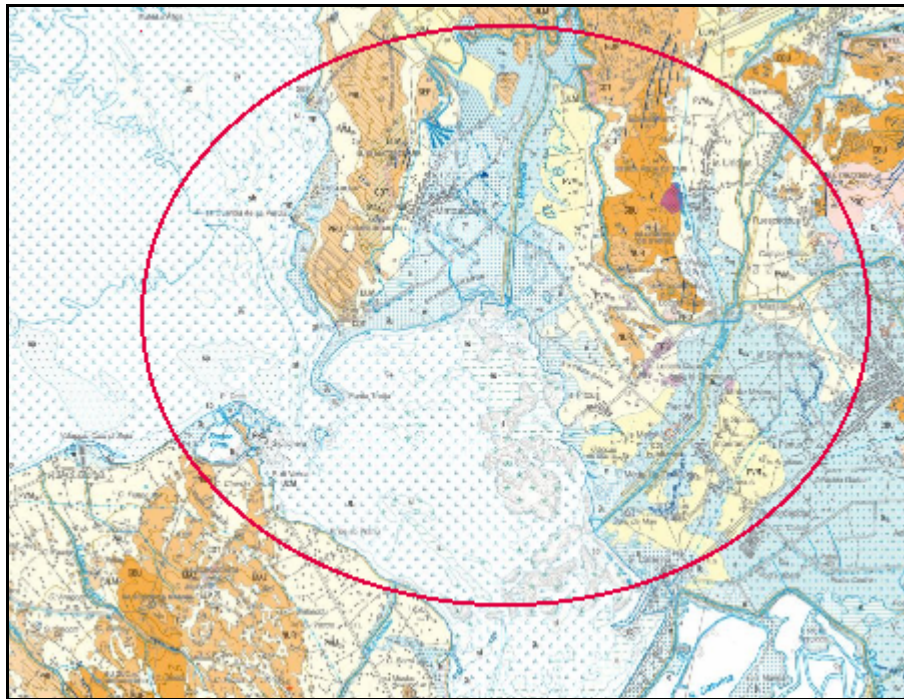


Fig. 3: Area interessata dalle indagini geofisiche riportata sullo stralcio della carta geologica in scala 1:50.000 del foglio 564 "Carbonia"

3.4 Progetto di Rilievo Sismico

Una volta localizzata l'area di interesse occorre effettuare l'applicazione di tecniche sismiche per l'individuazione del best site in cui realizzare l'impianto pilota di iniezione della CO₂ e di estrazione del CH₄. e procedere dunque allo sviluppo della fase di progettazione e realizzazione del rilievo sismico a riflessione nelle aree on-shore.

Questa fase include:

a) Acquisizione degli elementi conoscitivi utili alla progettazione del rilievo sismico a riflessione. Si valuta la possibilità di utilizzare aggiornati software sismici per il trattamento di dati acquisiti in passato allo scopo di ottenere un maggiore numero possibile di informazioni (caratteristiche geostrutturali, idrogeologiche e giacimentologiche).

La rielaborazione e la reinterpretazione dei vecchi dati consentirebbero di disporre di ulteriori elementi conoscitivi permettendo così di ricostruire con maggiore dettaglio il quadro strutturale e la stratigrafia dell'area d'interesse.

b) Sviluppo la progettazione del rilievo sismico a riflessione in copertura multipla utilizzando gli elementi conoscitivi emersi dallo sviluppo dell'attività di cui al punto (a) e tenendo conto degli obiettivi della ricerca e delle caratteristiche geo-giacimentologiche e strutturali del bacino carbonifero.

c) Realizzazione di una prospezione sismica a riflessione 2D con linee sismiche ad orientamento NW-SE e NE-SW (ortogonali alla direzione delle linee tettoniche principali). L'elevato dettaglio delle indagini previste comporta la necessità di un rilievo topografico di precisione dei singoli punti di misura lungo i profili.

d) Trattamento avanzato dei dati sismici a riflessione di nuova acquisizione e loro interpretazione sismostratigrafica al fine di:

- ricostruire l'assetto geologico-strutturale e stratigrafico del bacino
- ricostruire gli stadi evolutivi del bacino
- definire l'eventuale presenza dello strato produttivo
- individuare, ove possibile, i livelli di carbone entro lo strato produttivo

e) analisi integrata dei dati geologici, geo-giacimentologici, idrogeologici, geochimici e geofisici per la localizzazione ottimale dei pozzi di iniezione della CO₂ e di estrazione del CH₄.

4 Trivellazioni

La tecnica dei sondaggi è un efficace strumento d'indagine che permette la diretta conoscenza del sottosuolo. Possono attraversare qualsiasi tipo di materiale, così come prelevare campioni (carote) o permettere l'esecuzione di prove in foro.

I metodi di perforazione dipendono dalla natura dei terreni attraversati e dal tipo di campionatura e di prove che si devono realizzare. Chiaramente a seconda della profondità di indagine da raggiungere varia la tipologia di trivella da utilizzare.

Il macchinario da utilizzarsi sarà montato su cingoli con una torre (derrick) inclinabile e dotato di una tavola rotary posta nella parte inferiore della torre.

Gli elementi andranno a costituire la batteria di perforazione sono:

- Aste di perforazione
- Attrezzo tagliente (scalpello o campionatore) avvitato all'estremità inferiore della batteria di aste.

Il collegamento delle aste di perforazione in acciaio avviene tramite connessione filettata conica.

La batteria delle aste è collegata superiormente alla "testa d'iniezione" che consente l'immissione del fango di perforazione durante le fasi di perforazione.

Le aste fungono da mezzo per la trasmissione del movimento all'attrezzo tagliente e per portare, al fondo del foro, il fluido di perforazione costituito da acqua o da una miscela composta da acqua e sostanze colloidali (argilla a base bentonitica).

I più comuni sistemi di perforazione sono i sondaggi a rotazione, quelli a percussione e di tipo a roto-percussione.

I sondaggi a **percussione** consistono nell'infissione di tubi d'acciaio attraverso la percussione di una massa battente; richiedono tempi di perforazione lunghi e non consentono il prelievo di campioni indisturbati.

Nello specifico, vista la profondità dei livelli carboniferi da raggiungere, si procederà utilizzando la metodologia più diffusa nella pratica dei sondaggi, ovvero il sistema a **rotazione**. I sondaggi a rotazione possono perforare qualsiasi tipo di terreno o di roccia e con diverse inclinazioni.

La perforazione potrà svolgersi secondo la tecnica del “*carotaggio continuo*” o della “*distruzione di nucleo*”.

carotaggio continuo, questo sistema permette l’asportazione del terreno con continuità e sotto forma di cilindri di diametro e lunghezza corrispondenti a quelli del carotiere (carote) in condizioni integre o a limitato disturbo. Alla base del carotiere è sistemata la corona, con taglienti in widia o di diamante, che permette tramite la sua rotazione il taglio del terreno.

- *a distruzione di nucleo*, con questa tecnica la perforazione del terreno avviene mediante l’uso dello scalpello. Lo scalpello a differenza del carotiere ruotando frantuma la roccia per mezzo di lame o di rulli di cui è dotato. Quello costituito da lame è efficace in presenza di litotipi teneri o mediamente duri (argille, marne, calcari) e che quindi sono facilmente penetrabili da parte dell’utensile. Lo scalpello con rulli conici da 2 a 6 disposti a corona (tricono, quadricono, ecc.) è indicato in presenza di rocce particolarmente dure.

Questa tecnica è caratterizzata da tempi di avanzamento della perforazione relativamente veloci, in quanto le operazioni di manovra delle aste sono limitati e i frammenti (cuttings) sono portati in superficie attraverso il foro per mezzo dello stesso fluido di perforazione.

Per la realizzazione di pozzi profondi come nel caso in esame si dovrà prevedere l’utilizzo di tubi di rivestimento (casing) con diametri progressivamente decrescenti (dal maggiore al minore).

Nel tratto iniziale del pozzo sarà presente un tubo guida con lo scopo di indirizzare e garantire la verticalità dell’opera nei terreni incoerenti superficiali. Successivamente si passa alla colonna di produzione, cementata alla parete del pozzo che si sviluppa sino a raggiungere il produttivo.

Lo scopo della cementazione è di ancorare alle pareti le tubazioni di rivestimento, facendo sì che la malta cementizia vada ad occupare le intercapedini e permetta di “stabilizzare” il pozzo.

All’interno delle tubazioni di rivestimento passerà la tubazione di iniezione della CO₂, naturalmente di diametro inferiore e finestrata nella parte terminale, internamente rivestita con fibra di vetro per prevenire la corrosione. Lo spazio anulare tra le due

tubazioni è occluso da un sistema a tenuta (packer), con lo scopo di impedire eventuali risalite del gas.

In corrispondenza del livello produttivo di carbone il rivestimento sarà perforato per permettere l'iniezione dell'anidride carbonica in condizioni supercritiche.

Di seguito si riporta un tipico della perforazione che si dovrebbe realizzare secondo le specifiche sopraccitate con le possibili litologie (caratteristiche del bacino carbonifero) che si andranno ad incontrare.

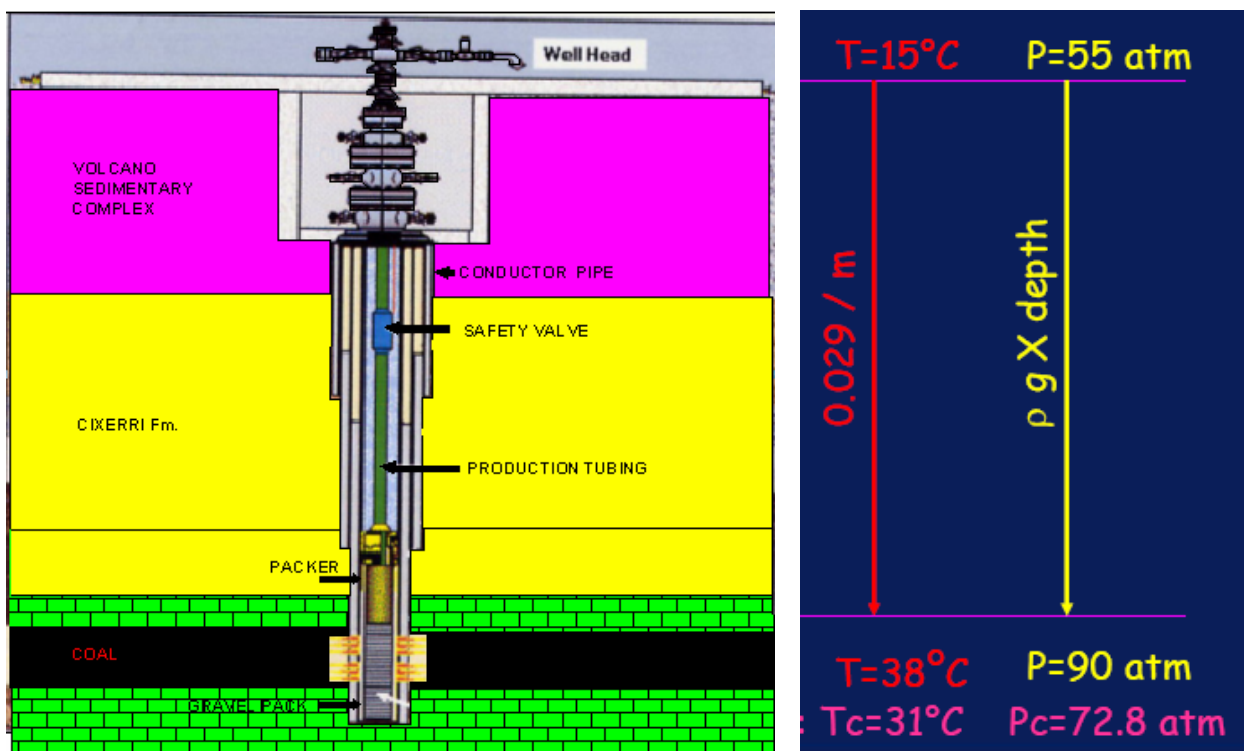


Fig. 4 Schema esemplificativo di perforazione con condizioni d'esercizio ipotizzate ad 800 m di profondità.

4.1 Dimensioni del campo pilota ECBM

Nella fasi iniziali della sperimentazione si potrebbero considerare semplicemente due pozzi, uno per l'iniezione della CO₂ e l'altro per l'estrazione del metano.

Successivamente si potrebbe prendere in considerazione l'ipotesi di una disposizione dei pozzi a quadrato con al centro il pozzo di iniezione della CO₂ e con ai vertici i pozzi di estrazione del metano, posizionati ad una distanza di circa 1.500 m tra loro come si evidenzia nello studio "The Allison Unit CO₂- ECBM Pilot: A Reservoir Modeling Study".

L'utilizzo della tecnica ECBM prevede, talvolta, l'esecuzione di pozzi di iniezione inclinati rispetto alla verticale, deviando la traiettoria dello scalpello mediante l'uso di attrezzi opportuni. I pozzi deviati vengono eseguiti sia per perforare più pozzi che raggiungano il giacimento in punti diversi partendo dalla stessa posizione di partenza, che per raggiungere zone "produttive" situate nel sottosuolo in corrispondenza di aree in cui non sia consentita la perforazione. La perforazione direzionata è più costosa della perforazione verticale, ma in casi particolari consente notevoli risparmi.

Una volta raggiunto il giacimento, inoltre, è possibile realizzare un foro orizzontale in corrispondenza dei banchi di carbone. Il foro orizzontale consente una diffusione della CO₂ iniettata superiore a quello ottenibile con un foro che attraversi verticalmente la formazione. La direzione di perforazione, inizialmente verticale, viene deviata gradualmente di qualche grado ad intervalli di perforazione di qualche decina di metri.

Le fasi di sviluppo di un campo ECBM possono così essere riassunte:

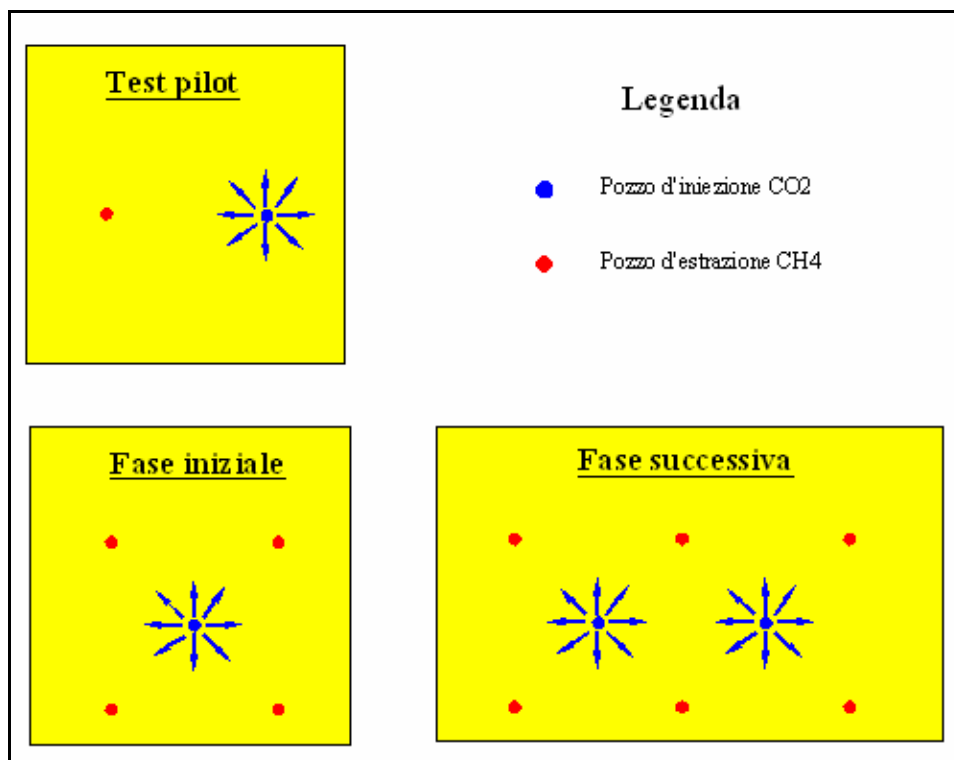


Fig. 5 Fasi di sviluppo del campo pilota

La superficie di applicazione della tecnologia ECBM al bacino carbonifero del Sulcis, così come determinato nella fig. 5 è pari a circa 50 Km².

5. Impianto sperimentale (Test Site)

Per definire la configurazione dell'impianto sperimentale ci si è basati sulla disposizione di impianti già esistenti.

Una volta che è stata decisa l'ubicazione del test site si passerà allo sviluppo del suo progetto che, nel caso più semplice, consisterà nella realizzazione di un pozzo di iniezione, uno di estrazione ed un impianto di pompaggio della CO₂ ed estrazione del CH₄. La CO₂ prodotta dagli impianti di potenza individuati nell'area viene compressa e può essere trasportata nel sito ECBM-Test Site, mediante una tubazione dedicata (CO₂-dotto) o trasportata mediante camion ed infine stoccata in apposito serbatoio in prossimità dell'impianto pilota.

In entrambe i casi la CO₂ si presenta allo stato criogenico (temperatura -27°C e pressione di 12-15 bar) e, prima dell'iniezione dovrà passare attraverso un impianto di trattamento.

Una tipica configurazione d'impianto per l'applicazione della tecnologia ECBM è mostrata in fig.6 e prende in considerazione la CO₂ proveniente da un impianto di produzione energetica nei due casi sopra descritti.

L'impianto illustrato in entrambe i casi è costituito da una unità di pompaggio per l'iniezione della CO₂, da un riscaldatore e dai sistemi di regolazione e controllo della pressione nonché dei sistemi di sicurezza contro le sovrappressioni. I sistemi presenti in questa configurazione consentono di garantire le condizioni di pressione e temperature necessarie al processo di iniezione e consentire una condizione supercritica (vedi fig.4) della CO₂ all'interno del reservoir. Tali condizioni sono monitorate da un apposito pannello di controllo.

In particolare il riscaldatore consente di aumentare la temperatura della CO₂ criogenica al di sopra di 10 °C, per evitare situazioni di stress all'interno del pozzo di iniezione, dovuti a fenomeni di contrazione/dilatazione delle tubazioni.

La fig. 4 mette in evidenza quali sono i gradienti di pressione e temperatura (da accertare nel corso della perforazione) all'interno di un pozzo, che determinano le condizioni di iniezione della CO₂. I gradienti T/P e la profondità del pozzo (quindi anche del reservoir), costituiscono i parametri essenziali che determinano le condizioni di stato

supercritico in cui si deve trovare la CO₂ all'interno del reservoir per garantirne la stabilità.

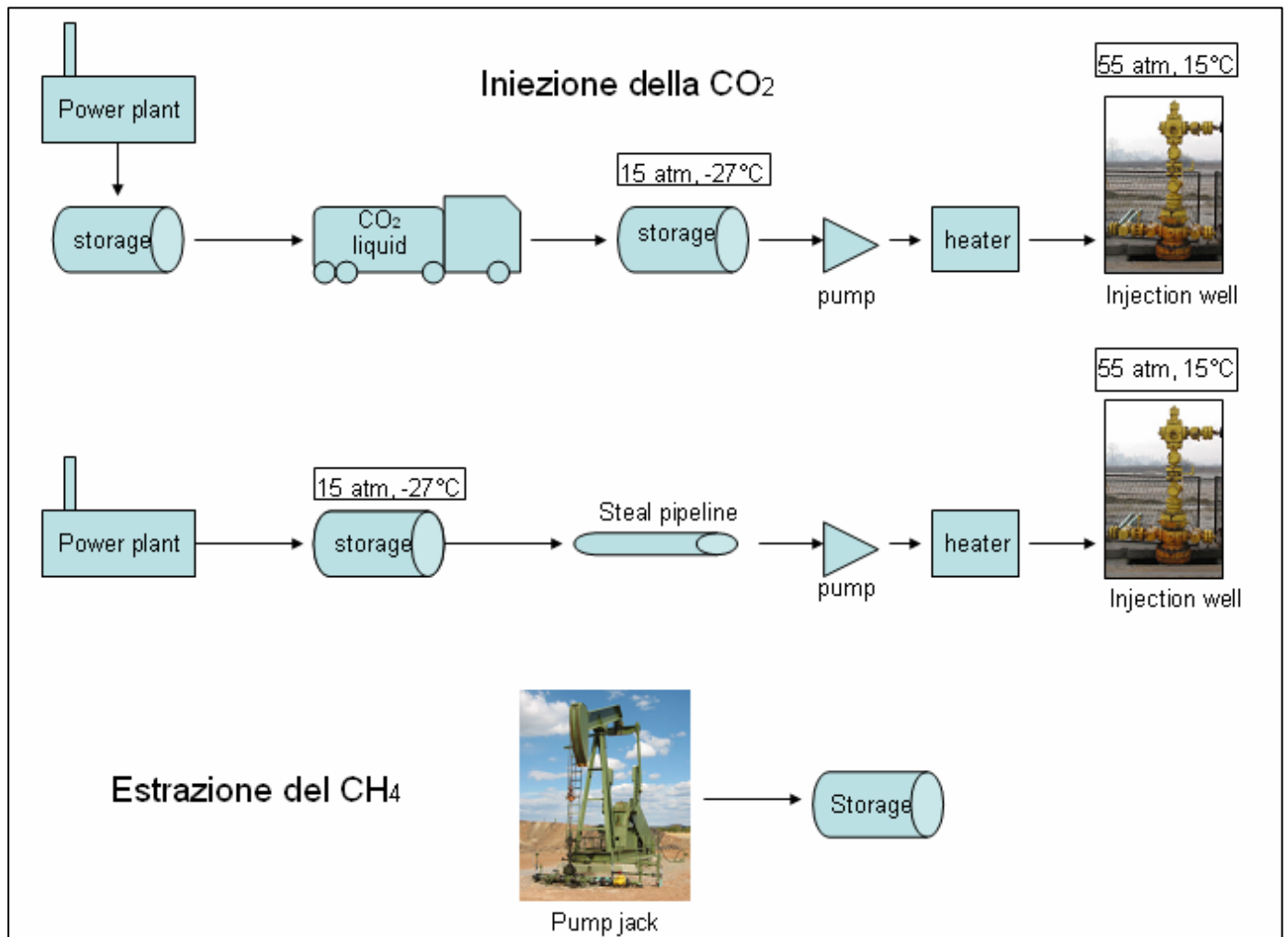


Fig. 6 Tipica configurazione d'impianto pilota

6. Stima dei costi di un impianto pilota (Test site)

L'incidenza maggiore sui costi di realizzazione di un test site sono imputabili alla realizzazione dei pozzi di iniezione ed estrazione.

Oltre i costi delle perforazioni, saranno considerati ulteriori costi riguardanti la compressione e il trasporto della CO₂, così come indicato nello studio "Carbon capture and sequestration (CCS): a scenary for application of CCS technologies on power generation plants located in south-west Sardinia".

Un'incidenza minore sul totale dei costi è attribuita infine all'impianto pilota precedentemente descritto, costituito principalmente da un sistema di pompaggio e da un riscaldatore (fig.6).

Infine sarà valutato il quantitativo totale di CO₂ stoccabile nel test site, sulla base di considerazioni già viste nello studio preliminare.

6.1 Trivellazioni

Sono stati considerati sia i costi di mercato delle perforazioni profonde, sia i dati acquisiti dallo studio Ecofys "Global carbon dioxide storage potential and costs". I costi di perforazione si possono considerare quantificabili in circa 1.000 € a metro, per un costo totale di 800.000 – 1.000.000 € a sondaggio (ipotizzando di realizzare perforazioni con profondità compresa tra gli 800 m e i 1.000 m).

Tenuto conto che la prima fase di avvio di un campo pilota ECBM prevede la realizzazione di un pozzo di iniezione di CO₂ e un pozzo per l'estrazione del CH₄, il costo totale potrebbe essere stimato intorno ai **1,5-2 M€**

Tale importo, sulle base delle considerazioni fatte precedentemente, sarà moltiplicato per il numero di campi ECBM che si predisporrà nelle successive fasi del progetto.

6.2 Compressione e trasporto della CO₂

In questo studio sono state prese in considerazione due ipotesi principali:

- nella prima si è ipotizzato l'approvvigionamento di CO₂ (da ditte specializzate) con trasporto in autocisterna;
- nella seconda è stato considerato l'impianto di generazione elettrica Sulcis CFBC di Portovesme (tab.9) come potenziale produttore di emissioni antropiche di CO₂

(nell'area del Sulcis vicino al test site) ed approvvigionamento mediante CO₂-dotto.

Con l'approvvigionamento di CO₂ da ditte specializzate e con trasporto in autocisterna, è stato considerato un costo medio della CO₂ pari a 2 €/kg (costi SIAD) e, supponendo di immagazzinarla in serbatoi di stoccaggio (ad esempio da 5m³) nell'area del test site, è possibile prevedere una campagna di test della durata di un anno per un quantitativo di CO₂ stoccata sino a 1000 t (es. progetto Recopol). I costi in questo caso si aggirerebbero attorno ai 2 M€.

Quantità CO ₂ stoccata [Mt/yr.]	0.1
Costi annui fornitura e trasporto [M€/yr.]	2

Tab. 8 Costi fornitura e trasporto ditta specializzata

Nel secondo caso considerato, l'impianto di generazione elettrica dovrà essere dotato di un opportuno sistema di cattura della CO₂ (come ad esempio il processo di assorbimento con ammine ritenuto ad alta affidabilità).

La CO₂ assorbita dall'impianto di separazione si ipotizza venga compressa e trasportata, tramite CO₂-dotto, dall'impianto fino al pozzo di iniezione.

La tecnologia di compressione, basata su un compressore inter-refrigerato multistadio di tipo convenzionale, è abbastanza ben sviluppata e non necessita di ulteriori sviluppi per l'utilizzo con la CO₂.

Il trasporto della CO₂ mediante gasdotti è una tecnologia molto affermata, che utilizza i metodi costruttivi per un normale gas (gli unici potenziali problemi sono dati dalla corrosione della condotta e dalla presenza nel fluido di due fasi, liquida e gassosa).

I costi di compressione e trasporto (inclusi i costi capitali delle infrastrutture e i costi operativi) sono stati assunti costanti per tutti gli anni di vita del progetto. Nello specifico, è stato considerato un costo di compressione di 0,75 c€/kg (riferito a una concentrazione di CO₂ tra l'83 e il 97%). D'altra parte, è stato assunto un costo di trasporto di 1,4 c€/(t km), riferito solo a condotte di terra (soluzione percorribile in uno stadio avanzato del progetto).

I costi annui di compressione e trasporto tramite CO₂-dotto sono mostrati nella tabella 1, insieme alla lunghezza stimata per la condotta.

La tabella di seguito riportata mostra il costo annuo di compressione e trasporto della CO₂.

	Sulcis CFBC
Quantità CO ₂ Mt/yr.]	1,99
Distanza dal test site [km]	15
Costi annui	
Compressione [M€/yr.]	14,96
Trasporto [M€/yr.]	0,42

Tab. 9 Costi compressione e trasporto CO₂-dotto

In conclusione è possibile stimare il costo totale annuo dell'impianto industriale per l'applicazione delle tecniche ECBM al carbone Sulcis

Caso 1

	Trasporto e Compressione	Perforazione Pozzi	Totale
Costi M€/yr	2	2	4

Caso 2

	Trasporto e Compressione	Perforazione Pozzi	Totale
Costi M€/yr	15,38	2	17,38

Sulla base dei dati sopra riportati si evidenziano gli alti costi di trasporto e compressione tramite CO₂-dotto nella fase di test site che, tuttavia, saranno ammortizzati nei periodi successivi di sviluppo del campo ECBM.

Pertanto la soluzione migliore dal punto di vista economico nella fase iniziale di test, appare quella che prevede la fornitura di CO₂ con trasporto in autocisterna, anche per i modesti quantitativi utilizzati durante la sperimentazione.

6.3 Stima della CO₂ immagazzinabile nel test site

Come nello “Studio preliminare per l’applicazione di tecniche ECBM nel bacino minerario del Sulcis”, è stato stimato il quantitativo di CO₂ immagazzinabile nell’area del test site (stimata in 2,25 Km²).

	TEST SITE
PG [Mt]	184
CO ₂ S Capacità di stoccaggio di CO ₂ in regime ECBM [Mt]	0.41
CO ₂ S _{extra} Capacità di stoccaggio oltre l'applicazione delle tecniche ECBM [Mt]	1.10
CO₂S + CO₂S_{extra} [Mt]	1.51

Tab. 10 Capacità di stoccaggio geologico di CO₂ nell’area di interesse per l’applicazione delle tecnologie ECBM nell’area del test site

PG = Gas Producibile in loco in metri cubi;

CO₂S = Anidride Carbonica che può essere immagazzinata nel sottosuolo [Mt];

CO₂S_{extra}= indica l’ulteriore quantitativo immagazzinabile oltre le tecniche ECBM

7. Modelli di simulazione

Per costruire un modello di simulazione sulla diffusione spaziale della CO₂ e del CH₄ all'interno del reservoir tramite software applicativi, sarà necessario inserire tutti i parametri relativi alle caratteristiche (spessore, numero dei livelli di carbone, profondità, permeabilità, grado di fratturazione, velocità di assorbimento, pressione, temperatura e caratteristiche geometriche) del giacimento.

Il modello può essere articolato su livelli differenti per meglio definire la distribuzione dei gas nelle tre dimensioni.

Un aspetto importante è l'individuazione delle leggi fondamentali che regolano i meccanismi di diffusione della CO₂ in condizioni supercritiche all'interno di solidi e liquidi.

8. Monitoraggio ambientale

Eventuali alte concentrazioni di CO₂ in atmosfera possono essere associate o a fuoriuscite di CO₂ durante le fasi operative quali la cattura, il trasporto e l'iniezione in sottosuolo o al rilascio in atmosfera dal sito di stoccaggio.

Nel primo caso riguardante la cattura, il trasporto e l'iniezione della CO₂, il problema è da considerarsi risolto, vista la possibilità di utilizzare tecnologie all'avanguardia. Nelle tubazioni utilizzate per il trasporto e per l'iniezione sono previste valvole di sicurezza che interrompono il flusso di gas al loro interno, nel caso in cui si registri una variazione di pressione dovuta alla rottura della tubazione.

I rischi in questa fase possono essere ulteriormente contenuti provvedendo ad utilizzare materiali anticorrosione, evitando in questo modo fuoriuscite incontrollate di CO₂.

Le considerazioni sul rilascio della CO₂ dai siti nei quali viene stoccata, si basano esclusivamente su eventi naturali. Infatti la CO₂ è normalmente presente nel sottosuolo e le fuoriuscite sono correlabili ad attività vulcanica dove le concentrazioni della CO₂ al suolo dipendono dai fattori di dispersione in atmosfera.

E' chiaro che la pericolosità della CO₂ è associata ad un rilascio molto rapido in spazi ristretti, tale da generare alte concentrazioni. Detto ciò il processo di iniezione in sottosuolo dell'anidride carbonica si basa su processi di diffusione nei livelli carboniferi, e le eventuali perdite sono lente e diffuse.

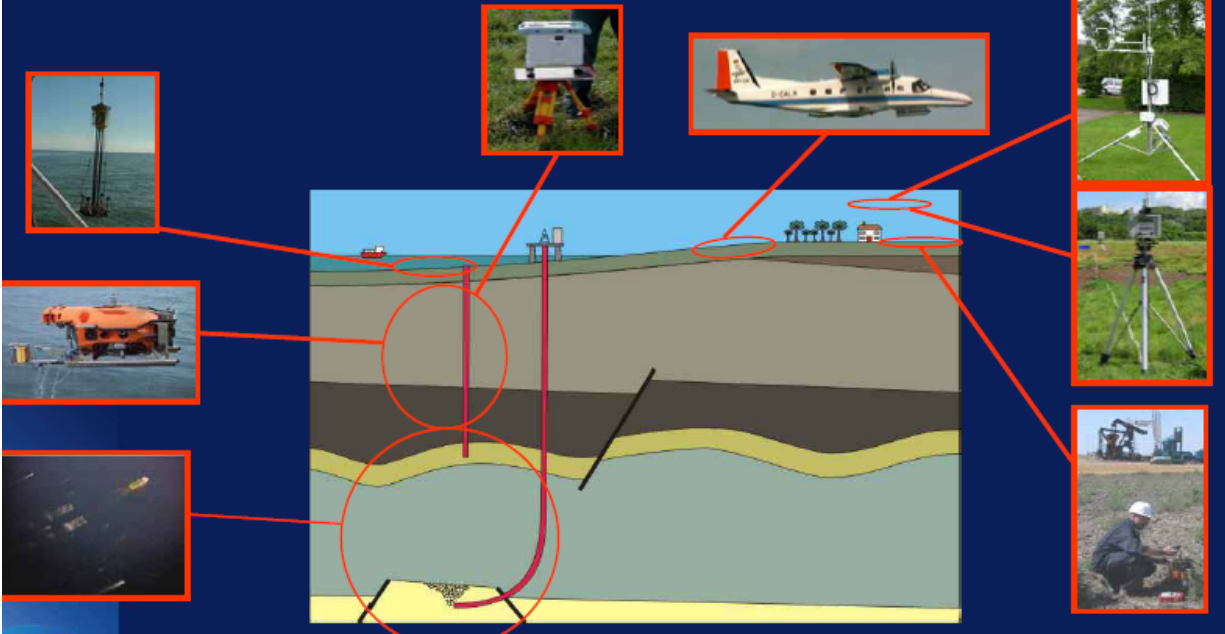
Per valutare possibili effetti dell'iniezione di CO₂ è necessario stabilire le condizioni iniziali, di base, che esistono prima dell'inizio delle operazioni. Pertanto saranno prelevati i campioni durante la fase iniziale delle perforazioni che saranno analizzati in laboratorio per determinare le condizioni della roccia intatta.

8.1 Tecniche di monitoraggio

- **Analisi isotopiche:** la CO₂ ha una segnale isotopico ben determinato in relazione alle sue origini. Ad esempio la marcatura della CO₂ iniettata nel reservoir consentirà di distinguerla da quella presente e da quella che si rileva nel gas al suolo o nei campioni prelevati dalle eventuali gallerie minerarie chiuse localizzate nella zona. Per evidenziare quanto sopra detto, saranno prelevati campioni di gas: dai pozzi di produzione e di iniezione, da pozzi superficiali eventualmente presenti nell'area, per poi determinarne i loro traccianti isotopici.

- Monitoraggio del gas del terreno: potrebbero essere utilizzati dei sensori per il rilevamento della concentrazione di CO₂, da posizionarsi a 2 m di profondità all'interno di tubazioni vicino ai pozzi di iniezione. Potrebbe essere registrata una variazione di concentrazione della CO₂ dovuto alla attività biogenica (processi di fotosintesi ed attività da parte di microrganismi) del suolo; in generale potrà riscontrarsi una diminuzione durante la notte e un aumento generale durante il giorno. Inoltre le misurazioni potranno essere influenzate dalle condizioni climatiche e dalle vicine attività industriali (zona industriale di Portovesme).
- L'eventuale presenza di gallerie minerarie nella zona permetterebbe il monitoraggio del gas all'interno di esse. Le rilevazioni della CO₂ solitamente mostrano una larga variazione di concentrazione che dipende, nelle gallerie minerarie dimesse, dai processi di ossidazione del carbone.
- Successivamente alla modellazione ottenuta dai rilievi sismici, si dovrebbe procedere alla sismica in foro nei pozzi di iniezione. Tali studi che si basano sulla velocità di propagazione delle onde riflesse o rifratte andranno eseguiti prima dell'iniezione e ripetuti osservando eventuali cambiamenti nei tempi di arrivo e di ampiezza delle onde.
- composizione del gas prodotto: la composizione del gas è monitorata per evidenziare ogni eventuale aumento di CO₂. Ci si aspetta di osservare un aumento lento e graduale dell'anidride carbonica nel gas estratto composto quasi esclusivamente da metano.
- composizione dell'acqua prodotta: saranno condotti esami per rilevare possibili cambiamenti nella composizione dell'acqua prodotta, in particolar modo variazioni del pH influenzato dall'azione acidificante del gas.

Examples of monitoring



9. RIFERIMENTI NORMATIVI

9.1 Quadro generale di riferimento

Relativamente al quadro normativo che regola le attività CCS (carbon capture and storage), questo non è ancora definito a livello nazionale anche se a livello comunitario è stata pubblicata una Proposta di Direttiva del Parlamento Europeo relativa alle operazioni di stoccaggio geologico del biossido di carbonio.

La proposta di direttiva ha luogo nell'ambito dei nuovi indirizzi di politica energetica definiti dalle comunicazioni del 2007: SEC(2007)7 e SEC(2007)8: "Limitare il surriscaldamento climatico dovuto ai cambiamenti climatici a +2 gradi Celsius. La via da percorrere fino al 2020 e oltre". Le comunicazioni del gennaio 2007 hanno individuato i nuovi obiettivi strategici della politica energetica della U.E.:

- ridurre i gas a effetto serra del 30% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2020, in ambito di negoziati internazionali e per i paesi industriali
- l'impegno dell'UE di raggiungere il 20% di riduzione del gas di serra rispetto al 1990.

Per il raggiungimento di tali obiettivi è stato definito, tramite la Comunicazione SEC(2007)12: "Una politica energetica per l'Europa", un Piano d'Azione tra le cui misure è prevista l'introduzione delle tecnologie "Carbon Capture & Storage" – CCS come potenziali "carbon sink", considerata un'azione necessaria per la riduzione delle emissioni tramite la possibilità di sequestrare il gas CO₂ emesso dagli impianti industriali e di prevedere il suo successivo stoccaggio in formazioni geologiche.

Sulla base di queste nuove indicazioni, è scaturita nel gennaio 2008 la Proposta di Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio n. {COM(2008) 30 definitivo} {SEC(2008) 54} {SEC(2008) 55} "relativa allo stoccaggio geologico del biossido di carbonio e recante modifica delle direttive 85/337/CEE e 96/61/CE del Consiglio e delle direttive 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE e del regolamento (CE) n. 1013/2006".

Il testo della Proposta verte principalmente sulla regolamentazione dello stoccaggio del CO₂ e sull'eliminazione degli ostacoli attualmente previsti dalla legislazione in vigore che ne impediscono l'applicazione.

“La proposta è coerente con la strategia per lo sviluppo sostenibile in quanto riesce a conciliare l'aspetto della sicurezza dell'approvvigionamento energetico con gli obiettivi in materia di cambiamenti climatici. È inoltre compatibile con la strategia per la crescita e l'occupazione, perché la CCS favorirà l'innovazione e potrà aprire all'UE nuovi mercati tecnologici” (1 – Proposta di Direttiva {COM(2008) 30 definitivo} {SEC(2008) 54} {SEC(2008) 55}) .

9.2 Disposizioni comunitarie già in vigore nel settore della Proposta

Ulteriori disposizioni correlate all'argomento, già in vigore, sono state modificate per gestire i rischi della applicazione delle tecnologie CCS:

- la direttiva 96/61/CE sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento (direttiva IPPC), è utilizzata per regolamentare i rischi connessi alla cattura del CO₂,
- la direttiva 85/337/CEE concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati è di riferimento per la valutazione dell'impatto connesso alla cattura, al trasporto e allo stoccaggio del CO₂,

direttiva 2004/35/CE è di riferimento nella definizione delle **responsabilità** in caso di danni ambientali causati a livello locale dalla CCS,

- la direttiva 2003/87/CE è di riferimento per quanto riguarda lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra derivanti dalle azioni CCS nonché per la restituzione di quote in caso di fuoriuscite di CO₂.

9.3 Principio di sussidiarietà e di proporzionalità della Proposta

Poiché la proposta non riguarda un campo di competenza esclusivo della Comunità, è stata considerata l'applicazione del principio di sussidiarietà per i seguenti motivi:

- gli interventi degli Stati membri potrebbero non essere sufficienti a garantire, in tutta Europa, lo stesso alto livello di comparabilità dell'integrità ambientale delle attività di stoccaggio del CO₂;
- l'azione degli Stati membri potrebbe non riguardare la concessione di autorizzazioni per utilizzo di siti di stoccaggio transfrontalieri;
- l'azione degli Stati membri potrebbe non garantire parità di accesso alla rete di trasporto e stoccaggio di CO₂ in tutta Europa.
- le diverse procedure nazionali per le autorizzazioni potrebbero comportare distorsioni della concorrenza.

Inoltre nel caso in cui non si riuscisse a garantire un livello di sicurezza dello stoccaggio comparabile in tutta Europa, il quantitativo di CO₂ sequestrato e stoccato, computato CO₂ non emesso nell'ambito del sistema di scambio ETS, potrebbe creare distorsioni al mercato del carbonio e gli Stati membri potrebbero non riuscire a conseguire i rispettivi obiettivi climatici.

Pertanto, "l'azione dell'UE potrà garantire che gli aspetti illustrati vengano affrontati coerentemente con la definizione di condizioni comuni di autorizzazione, condizioni comuni per il trasferimento della responsabilità allo Stato, disposizioni in materia di parità di accesso al trasporto e allo stoccaggio del CO₂ e modalità per il rilascio delle autorizzazioni ai siti transfrontalieri. Si potrà inoltre garantire un livello elevato e uniforme di tutela dell'ambiente e della salute umana in Europa, evitando distorsioni del mercato del carbonio" (1).

"Gli obblighi in materia di autorizzazioni, gestione, monitoraggio e chiusura dei siti si limitano a quelli strettamente necessari per garantire un livello di tutela ambientale comparabile in tutta l'UE. Le misure di altro genere sono limitate ai campi in cui l'intervento dei singoli Stati membri potrebbe causare distorsioni della concorrenza, ovvero: trasferimento delle responsabilità allo Stato, disposizioni finanziarie ai fini della responsabilità civile e accesso alla rete di trasporto e stoccaggio" (1).

La proposta è inoltre conforme al principio di proporzionalità contemplando come strumento normativo esclusivamente la direttiva in quanto tramite quest'ultima è

possibile fissare “gli obiettivi e le disposizioni generali in materia di stoccaggio del CO₂, lasciando agli Stati membri la facoltà di decidere le modalità di applicazione” (1).

Inoltre considerato che le disposizioni in materia di autorizzazioni per i siti di stoccaggio e quelle relative alla caratterizzazione, al monitoraggio e alla chiusura dei siti sono da considerarsi elementi essenziali per garantire sia l'integrità ambientale sia per evitare eventuali distorsioni della concorrenza, è opportuno “definire con precisione i requisiti per la scelta e il monitoraggio dei siti, perché solo così sarà possibile garantire la massima tutela dell'ambiente e conquistare la fiducia del pubblico sin dall'inizio. L'esame delle autorizzazioni cui la Commissione dovrebbe provvedere è motivato dal fatto che garantirà una maggiore fiducia per quanto riguarda la sicurezza dei siti di stoccaggio di prima generazione e fornirà esperienza per la caratterizzazione e il monitoraggio dei siti. Grazie a tale esperienza la Commissione potrà predisporre altre norme o linee guida sull'attuazione al momento opportuno. Entro il 2015 la Commissione valuterà se sarà necessario proseguire l'esame delle autorizzazioni e potrà proporre le misure del caso.” (1)

9.4 Contenuti della Proposta

La Proposta, riportata in allegato, è suddivisa in otto diversi capi:

- capo 1 riguarda l'oggetto, l'ambito di applicazione della Proposta nonché le definizioni dei termini nella stessa utilizzati. Dagli articoli si evince che l'obiettivo dello stoccaggio geologico è il confinamento permanente della CO₂, non contemplando le operazioni di stoccaggio nella colonna d'acqua.
- capo 2 riguarda la scelta dei siti e le licenze di esplorazione. Gli articoli stabiliscono che le aree disponibili per lo stoccaggio, le condizioni per l'utilizzo dei siti, comprese le disposizioni in materia di esplorazione, sono designate dagli Stati membri.
- capo 3 è relativo alle autorizzazioni allo stoccaggio. “L'articolo 10, in particolare, stabilisce che la Commissione procede ad un esame delle bozze di decisione in materia di autorizzazioni. In quest'ambito, la Commissione può esprimere un parere di cui l'autorità competente dovrebbe tener conto quando adotta le decisioni sulle autorizzazioni. Un'altra disposizione utile in questo contesto è l'applicazione della direttiva sulla valutazione ambientale (direttiva 85/337/CEE,

modificata dalla direttiva 97/11/CE) ai siti di stoccaggio del CO₂ (si veda l'articolo 29, paragrafo 1, lettera b), che garantisce lo svolgimento di una valutazione d'impatto e di una consultazione pubblica" (1)

- capo 4 riguarda gli obblighi in materia di gestione, chiusura e fase postchiusura, del sito di stoccaggio. Riguarda inoltre i criteri di ammissione del gas CO₂, gli obblighi in materia di: monitoraggio e comunicazione delle informazioni, i controlli, i provvedimenti da adottare in caso di irregolarità e/o fuoriuscite di CO₂, gli obblighi in fase di chiusura e postchiusura delle strutture e una disposizione sulla garanzia finanziaria.
- capo 5 riguarda le disposizioni in materia di accesso al trasporto e allo stoccaggio del gas CO₂.
- capo 6 contiene le disposizioni generali riferite a: autorità competenti, cooperazione transfrontaliera, sanzioni, comunicazione delle informazioni, modifiche e procedure di comitato applicabili.
- capo 7 è relativo alle modifiche delle normative in vigore, compresi i necessari adeguamenti della legislazione in materia di acque e rifiuti,
- capo 8 contiene le disposizioni conclusive.

Infine gli allegati:

- I elenca i criteri specifici ai fini della caratterizzazione del sito e della valutazione dei rischi di cui all'articolo 4,
- Il figura i criteri specifici per il monitoraggio di cui all'articolo 13.

9.5 Quadro normativo relativo a: autorizzazione all'indagine e permesso di ricerca

Per l'avvio di un impianto ECBM di particolare interesse, e con riferimento agli obblighi di legge, è sicuramente l'individuazione delle autorità competenti in materia di licenze di esplorazione e autorizzazione allo stoccaggio.

In tale ambito esiste una regolamentazione nazionale che subirà delle modifiche quando la Proposta diventerà strumento normativo e verrà recepita a livello nazionale.

9.6 Indicazioni introdotte dalla Proposta su: Scelta del sito, licenze di esplorazione e autorizzazione allo stoccaggio

Relativamente alla scelta del sito, la nuova Proposta di Direttiva prevede rimanga diritto degli Stati membri (art. 4).

Relativamente alle licenze di esplorazione sono ancora rilasciate dagli stati membri che “provvedono affinché tutti i soggetti in possesso delle capacità necessarie abbiano accesso alle procedure per il rilascio delle licenze di esplorazione e le licenze siano rilasciate in base a criteri oggettivi e resi pubblici” (art. 5, comma 2).

“Le licenze di esplorazione sono rilasciate per una superficie limitata e per un massimo di due anni, rinnovabili per altri due anni al massimo” (art. 5, comma 3).

Il titolare di una licenza di esplorazione ha il diritto esclusivo di esplorazione del potenziale complesso di stoccaggio del CO₂. Gli Stati membri provvedono affinché, durante il periodo di validità della licenza, non siano consentiti utilizzi confliggenti del complesso (art. 5 comma 4).

Per quanto riguarda l'autorizzazione allo stoccaggio, questa è rilasciata dagli Stati membri i quali “garantiscono che tutti i soggetti in possesso delle capacità necessarie abbiano accesso alle procedure per il rilascio delle autorizzazioni allo stoccaggio e che queste siano rilasciate in base a criteri oggettivi e resi pubblici” (art. 6 comma 2).

Relativamente ai contenuti della domanda per l'autorizzazione, questi sono definiti all'art. 7:

- (1) nome e indirizzo del richiedente e, se diverso, del potenziale gestore;
- (2) prove della competenza tecnica del richiedente o del potenziale gestore;
- (3) caratterizzazione del sito e del complesso di stoccaggio e valutazione della sicurezza di stoccaggio prevista a norma dell'articolo 4, paragrafi 2 e 3;
- (4) quantitativo totale di CO₂ da iniettare e stoccare, nonché fonti e composizione dei flussi di CO₂ e tassi di iniezione previsti;
- (5) proposta di piano di monitoraggio a norma dell'articolo 13, paragrafo 2;
- (6) proposta di piano sui provvedimenti correttivi a norma dell'articolo 16, paragrafo 2;

- (7) proposta di piano provvisorio per la fase post-chiusura a norma dell'articolo 17, paragrafo 3;
- (8) informazioni di cui all'articolo 5 della direttiva 85/337/CEE;
- (9) prove della garanzia finanziaria o altro mezzo equivalente a norma dell'articolo 19".

Le condizioni per il rilascio delle autorizzazioni allo stoccaggio sono definite all'art. 8:

“L'autorità competente rilascia un'autorizzazione allo stoccaggio solo se sussistono le seguenti condizioni:

- (1) l'autorità competente ha accertato che:
 - a) sono state rispettate tutte le disposizioni applicabili della presente direttiva;
 - b) il sito di stoccaggio sarà gestito da una persona fisica affidabile e che dispone delle competenze tecniche necessarie per la gestione del sito; è prevista la formazione e lo sviluppo tecnico-professionale della persona in questione e di tutto il personale;
- (2) la Commissione ha formulato il suo parere sulla bozza di autorizzazione a norma dell'articolo 10, paragrafo 1;
- (3) l'autorità competente ha tenuto conto del parere della Commissione a norma dell'articolo 10, paragrafo 2”.

9.7 Attuale quadro normativo nazionale e regionale relativo alla autorizzazione all'indagine e permesso di ricerca

Per ciò che riguarda il quadro normativo regionale in materia di ricerca mineraria ed in particolare di autorizzazione di indagine e permessi di ricerca qui di seguito sono elencate le principali leggi che regolano il settore:

- R.D. 29 luglio 1927, n. 1443, sulla disciplina dell'attività mineraria. Aggiornato e coordinato al d.lgs. 4 agosto 1999, n. 213.
- L.R. 7 maggio 1957, n. 15.
- L.R. 19 dicembre 1959, n. 20, sulla disciplina dell'indagine, ricerca e coltivazione degli idrocarburi (liquidi e gassosi (quindi anche CH₄)).
- D.P.G.R. 31 ottobre 1986, n. 152. Norme integrative al R.D. 29 luglio 1927, n. 1443.

L'autorizzazione di indagine, il permesso di ricerca di coltivazione per il CH₄ sono accordate con decreto dell'Assessore Regionale all'Industria e Commercio e il Comitato Regionale delle Miniere (sentito per il solo permesso di ricerca e concessione di coltivazione).

In particolare le istanze per ottenere l'autorizzazione di indagine devono essere corredate di una relazione geologica del programma dei lavori, del programma finanziario ad essi relativo, del piano topografico dell'area richiesta e dei documenti comprovanti la capacità tecnica ed economica del richiedente a condurre l'indagine.

Le istanze saranno pubblicate per estratto nella parte terza del Bollettino Ufficiale della Regione.

Bibliografia

- Amorino C., Bencini R., Cara R., Cinti D., Deriu G., Fandinò V., A. Giannelli, M. Mazzotti, S. Ottiger, L. Pizzino, R. Pini, F. Quattrocchi, R.G. Sardu, G. Storti, N. Voltattorni, *CO₂ geological storage by ECBM techniques in the Sulcis area (SWSardinia Region, Italy)*, Proc. Second International Conference on Clean Coal Technologies for Our Future, Castiadas, Italy, 10-12 May 2005.
- AGIP, (1990), Reprocessing ed interpretazione delle linee sismiche NUFI 1-2-3-4. *Relazione Conclusiva Contratto 103/89. S. Donato Milanese.*
- Angelone, M., Gasparini, C., Guerra, M., Lombardi, S., Pizzino, L., Quattrocchi, F. Sacchi, E. and Zuppi G.M. (2004), Fluid geochemistry throughout the Sardinian Rift-Campidano Graben: fault segmentation, seismic quiescence of geochemically «active» faults and new constrains for the selection of the CO₂ storage sites, *Applied Geochemistry*, **20**: 317-340.
- Asghari, K., Al-Dliwe, A., (2004), Optimization of carbon dioxide sequestration and improved oil recovery in oil reservoirs *Proc. 7th Int. Conf. on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7)*. On web site <http://www.ghgt7.ca/>
- Bowden, A.R., Lane, M.R., and Martin, J.H. (2001). Triple Bottom Line Risk Management – Enhancing Profit, Environmental Performance and Community Benefit. New York: Wiley and Sons.
- Bowden, A.R., and Rigg, A. (2004). Assessing risk in CO₂ storage projects. *The APPEA Journal*/Vol. :677-702.
- Busch, A., Gensterblum, Y. and Krooss, B., (2005), Methane and carbon dioxide adsorption-diffusion experiments on coal: upscaling and modelling, *Intern.. Coal Geology*, in press.
- Busch, A., Gensterblum, Y. and Krooss, B., (2003), Methane and CO₂ sorption and desorption measurements on dry Argonne premium coals: pure components and mixtures, *Inter. J. Coal Geology* **55**: 205-224.
- Czernichowski-Lauriol, I., Le Nidre, Y.M., Azaroual, M., Quattrocchi, F., Pearce, J.M., Sprinter, N., (2001), The Weyburn CO₂ Monitoring Project. Baseline hydrogeology, hydrochemistry and mineralogy, *Confidential Report BRGM/RP-51414-FR*.
- Carbosulcis, (1994), "Il Bacino carbonifero del Sulcis: geologia, idrogeologia, miniera", Carbosulcis S.p.A., Rimin S.p.A., Montan Consulting GMBH (1990-91), RIMIN S.p.A, 143 pp.
- Carroll, R.E. and Pashin, J.C., (2004), Relationship of sorption capacity to coal quality: CO₂ sequestration potential of coal bed methane reservoirs in the Black Warrior Basin, In: *Proc. 7th Int. Conf. on Greenhouse Gas Control Technologies. Vol. 1 Peer-Reviewd Papers and Plenary Presentations, BC, September 5-9, 2004.*
- Chaback J.J., Yee D., Voltz R.F., Seidle J.P., Puri R., (1995) Method for treating a mixture of gaseous fluids within a solid carbonaceous subterranean formation. U.S. Patent N. 5,439,054.
- Chiesa P., *Sintesi e indirizzi sulle tecnologie di produzione più promettenti per il sistema italiano*, Proc. Interazioni tra mercato dell'elettricità, sistema elettrico e centrali di produzione, Milano, Italy, 2006.
- Clarkson C.R., Bustin R.M. (1999) Gas Adsorption/Desorption isotherms: effects of moisture and coal composition upon component selectivity. In: *Proceeds of Internat. Coalbed Methane Symposium, Univ. of Alabama, Tuscaloosa, AL, May 3-7, 1999, 214.*
- Coal gasification Guidebook: Status, Applications and Technologies, Dicembre 1993
- Collodi G., Commercial operation of ISAB Energy and Sarlux IGCC, Proc. 2001 Gasification Technology Conference, 2003.

- Comitato Interministeriale dei Prezzi (CIP), *Prezzi dell'energia elettrica relativi a cessione, vettoriamento e produzione per conto dell'Enel, parametri relativi allo scambio e condizioni tecniche generali per l'assimilabilità a fonte rinnovabile*, ordinance n. 6, 1992.
- Decker, J.I., Klusman, R., Horner D.M., (1987) Geochemical techniques applied to the identification and disposal of connate coal water. In: *Proceeds. Of the 1987 Coalbed Methane Symposium, Tuscaloosa, Alabama*, 229-242.
- ENEA, Rapporto energia e ambiente 2004, ENEA (Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente), Rept. ISBN 88-8286-112-0, Roma, Italy, 2004.
- Emberley, S., Hutcheon, I., Shevalier, M., Durocher, K., Gunter, W.D. and Perkins, E.H., (2003), Geochemical monitoring of fluid-rock interaction and CO₂ storage at the Weyburn CO₂-injection EOR site, Sask., Canada, "Greenhouse gas control technologies" Eds. Pergamon (Gale & Kaya), 1879 pp., Vol. 1, p. 365-370.
- Ettinger I.L., Dmitriev A.M., Shaupakhina E.S. (1958) Systemic handbook for the determination of the methane content of coal seams from the seam pressure of the gas and the methane capacity of coal. U.S: Bureau of Mines, Translation N. 1505/National Coal Board Translation A. 1606SEH.
- Giannelli A., Tesi di Laurea: Il trattamento dei rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE) verso una piattaforma ecologica, 2003.
- Giacomelli R., *L'ETS come parte di una politica per il governo del cambiamento climatico*, proceedings of the seminar "Emissions Trading Scheme: changing risks into opportunities", Milan, Italy, 13 February 2007.
- Grammelis P., Kakaras E, Koukouzas N., *The situation of coal-fired power plants in Europe and European Union's priorities*, proceeding of the International Conference on Clean Coal Technologies for Our Future, Chia Laguna, Sardinia, Italy, 21-23 October 2002.
- Groshong, R.H., Cox, M.H., Pashin, J.C. and McIntyre, R., (2004), Relationship between gas and water production and structure in Southeastern Deerlick Creek coal bed methane field Black Warrior Basin, Alabama, In: *Proc. 7th Int. Conf. on Greenhouse Gas Control Technologies. Vol. 1 Peer-Reviewd Papers and Plenary Presentations, BC, September 5-9, 2004*.
- Gunter, W.G., Perkins, E.H. and McCann, T.J., (1993), Aquifer disposal of CO₂-rich gases: reaction design for added capacity, *Energ.Conv.and Manag*, **34**: 941-948.
- Gunter W.D., Wiwcar, B. and Perkins, E.H., (1997), Aquifer disposal of CO₂ rich greenhouse gases: extension of the time scale of experiments for CO₂ sequestering reactions by geochemical modeling, *Miner and Petrol.* **59**: 121-140.
- Gunter B., *Alberta Research Council (ARC) enhanced coalbed methane (ECBM) recovery project in Alberta, Canada*, Proc. COAL-SEQ I, 2002.
- Gunter, W.D.; Gentzis, B.A. and Rottenfusser, B.A., (1999), Study quantifies Powder coal seam properties, *Oil and gas Journal*, **97(17)**: 35-40.
- Gunter W.D., Chalaturnyk R.J., Scott J.D. (1999) Monitoring of Aquifer disposal of CO₂: experience from underground gas storage and enhanced Oil recovery. In GreenHouse Gas Control Technologies; Eliasson B., Riemer P., Wokaun A. Eds. Permagon Press, Amsterdam, 151-156.
- Gunter, W.G., Perkins, E.H. and Hutcheon, I., (2000), Aquifer disposal of acid gases: modeling of water-rock reactions for trapping acid wastes, *Applied Geochem.* **15**: 1086-1096.
- Gunter W.D. (2002) Alberta Field Pilot to test CO₂ enhanced coalbed nethane recovery. Available via internet at www.arc.ad.ca/energy/coalbed_pilot.asp.
- Gunter, W.D., Mavor, M.J. and Robinson, J.R., (2004), CO₂ storage and enhanced methane production; field testing at Fenn-Big Valley, Alberta, Canada, with application, In: *Proc. 7th Int. Conf. on Greenhouse Gas Control Technologies. Vol. 1 Peer-Reviewd Papers and Plenary Presentations, BC, September 5-9, 2004*.

- Gunter, W.D. and Chalaturnyk, R., (2004), The Canistore Program, *ARC Copyrigh, April 2004*, 94 pp.
- Harpalani S., Zhao X. (1989) An investigation of the effect of gas desorption on coal permeability. In: Proceed. Of the coalbed methane symposium, Univ. Alabama, Tuscaloosa, AL, April 17-20, 1989, pp. 57-64.
- Hendriks C., Graus W., van Bergen F., *Global carbon dioxide storage potential and costs*, ECOFYS Rept. EEP-02001, Utrecht, The Netherlands, 2004.
- Huang , H., Wang, S, Lein, T.M., Calkins, H. (1999), Thermogravimetric and Rock-Eval studies of coal properties and coal rank, *Energy & Fuels*, **13**:396-400.
- International Energy Agency website (<http://www.iea.org/>), 2007.
- Italian Ministry of Environment, Italian Ministry of Economy, *Piano nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra: 2003-2010*, resolution CIPE no. 123, 19/12/2002.
- Jones, D.G., Baubien, S., Baubron, C., Cinti D., Davis, J.R., Emery, C., Fascetti, A., Lombardi, S., Michel, K., Morgantini., N., Penner, L., Quattrocchi, F. and Strutt, M.H., (2005). Continued soil gas monitoring at the Weyburn Unit in 2004. *British Geological Survey Commissioned Report CR/05/033*, 68 pp.
- Kaiser, W.R., Swartz, T.E., Hawkins, G.J. (1991) Hydrology of the Fruitland Formation, San Juan Basin geologic and hydrogeologic controls on the occurrence and productivity of coalbed methane. Gas Research Institute, Topical Report GRI-91/0072, pp. 195-241.
- Kjaer S., Review of super critical power plant technology, Proc. CCT Roadmap Workshop, 2003.
- Krooss, B.M., Van Bergen, F., Gensterblum, Y., Siemons, N., Pagnier, H.J.M. and David, P., (2002), High-pressure methane and carbon dioxide adsorption on dry and moisture-equilibrated Pennsylvanian coals *Intern.J.Coal. Geol.* **51**: 69-92.
- Law, D.H.S., Van der Meer, L.G.H., Mavor M.J. and Gunter, W.D., (2001), Modeling of carbon dioxide sequestration in coal beds: a numerical challenge In: Williams, D., Durie, B., McMullan, P., Paulson, C. and Smith, A. (Eds.). *Proc. of 5th Intern. Conf. "Greenhouse gas control technologies"* Eds. Pergamon , Cairns, Australia, CSIRO Publishing, 537-542.
- Law, B.E. and Rice D.D. (Eds.), (1993), Hydrocarbons from Coal, *AAPG Studies in Geology #38*, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, 400 pp..
- Le Nidre, Y.M. and Gaus, I. (2004), Characterization of the lower watrous aquitard as a major seal for CO₂ geological storage, (Weyburn Unit, Canada), In: *Proc. 7th Int. Conf. on Greenhouse Gas Control Technologies. Vol. 1 Peer-Reviewd Papers and Plenary Presentations, BC, September 5-9, 2004*.
- MacDonald, D., Wong, S., Gunter, W.D., Nelson, R. and Reynan, W., (2003), Surface facilities computer model: an evaluation tool for enhanced coalbed methane, In: Gale, J. and Kaya, Y. (Eds.). *Proc. of 6th Intern. Conf. "Greenhouse gas control technologies"* Eds. Pergamon , Pergamon, 575-580.
- Malik, Q.M. and Islam, M.R., (2000), CO₂-injection in the Weyburn Field of Canada: optimization of Enhanced Oil Recovery and greenhouse gas storage with horizontal wells. *SPE Paper 59327*, presented at the Society of petroleum Engineers/DOE Improved Oil Recovery Symposium, April 3-5, Tulsa, Oklahoma, USA.
- Marroquin, I.D. and Hart, B.S., (2004), Seismic attribute-based characterization of coalbed methane reservoirs: an example from Fruitland Formation, San Juan Basin, New Mexico, *AAPG Bull.* **88(11)**: 1603-1621.
- Mavor, M.J., Pratt, T. and De Bruyn, (1999), Study quantifies Powder coal seam properties, *Oil and gas Journal*, **97(17)**: 35-40.
- Mavor, M.J., Gunter, J.R., Robinson, D.H., Law, D.H.S. and Gale, J. (2002), Testing for CO₂ sequestration and Enhanced Methane production from coal. *SPE paper 75680*, presented at the SPE Gas Technology Symposium, May 30-April, 2, Calgary, Canada.

- Mavor, M.J., Gunter, J.R. and Robinson, (2004 a), Alberta multiwell micro-pilot testing for CBM properties, enhanced methane recovery and CO₂ storage potential. *SPE paper 90256*, presented at the SPE Annual Tech. Conf., Houston, Texas, Sept. 26-29, 2004.
- Mavor, M.J. and Gunter, J.R., (2004 b), Secondary porosity and permeability of coal vs. gas composition and pressure, *SPE paper 90255*, presented at the SPE Annual Tech. Conf., Houston, Texas, Sept. 26-29, 2004.
- McIntyre, M.R., Groshong, R.H. and Pashin, J.C., (2004), Structure of Cedar Cove and Peterson coal bed methane fields and correlation to gas and water production, In: *Proc. 7th Int. Conf. on Greenhouse Gas Control Technologies. Vol. 1 Peer-Reviewed Papers and Plenary Presentations, BC, September 5-9, 2004*.
- Metz B., Davidson O., de Coninck H., Loos M., L. Meyer, *Carbon dioxide capture and storage, IPCC Special Report, Rept. ISBN 92-9169-119-4, 2005*
- Miller, S.A., Colletini, C., Chiaraluce, L., Cocco, M., Barchi, M. and Kaus, B.J., (2004), Aftershocks driven by a high-pressure CO₂ source at depth, *Nature* **427**: 724-727.
- Nelson C.R. (1999) Critical Assessment of coalbed reservoirs Gas-In-Place analysis methods. In: *Proceed. Of Intern. Coalbed methane symposium*. University of Alabama, Tuscaloosa, AL, May 3-7 1999, pp 77-90.
- NOVEM, (2001), Potential for CO₂ sequestration and enhanced CBM production in the Netherlands, *NOVEM pubbl. ISBN 90-5847-020-4*, 105 pp.
- NOVEM, (2003), Feasibility study on CO₂ sequestration and enhanced CBM production in Zuid-Limburg, *NOVEM pubbl. ISBN 90-5747-031-X*, 76 pp. and Appendix.
- Oremland, R.S., March L.M., Polcim S. (1982) Methane production and simultaneous sulphate reduction in anoxic, salt marsh sediments. *Nature*, **296**: 143-145.
- Pagnier, H et 20 al., (2004), Field experiments of ECBM-CO₂ in the Upper Silesian Basin of Poland (RECOPOL). In: *Proc. 7th Int. Conf. on Greenhouse Gas Control Technologies. Vol. 1 Peer-Reviewed Papers and Plenary Presentations, BC, September 5-9, 2004*.
- Pareschi A., Impianti industriali, *Progetto Leonardo, Bologna, 1994*.
- Parson E.L., *Advanced fossil power system comparison study*, NETL, Morgantown (West Virginia, USA), Final Report, December 2002
- Pasquon I. – Principi della chimica industriale (vol. 3): Metodi di separazione e di purificazione e la loro applicazione all'industria chimica e petrolifera, Marzo 1993;
- Pettinau, A. and Meloni, E., (2005), Valutazione delle emissioni atmosferiche in Sardegna, *Rapporto Interno Sotacarbo-Università di Cagliari*.
- Pettinau A., Cocco D., Cau G., *Tecnologie avanzate per la produzione di energia elettrica da carbone*, Università degli Studi di Cagliari, Dipartimento di Ingegneria Meccanica, report interno, ottobre 2003.
- Pettinau A., Puddu C., Amorino C., "Technical and economical analysis of a zero-emissions power generation plant integrated with a sub-bituminous coal mine in South-West Sardinia", proceedings of the 24th Annual International Pittsburgh Coal Conference, Johannesburg (South Africa), September 10-14, 2007.
- Piras, P. (2000), Miniera ed ambiente. La qualità delle acque nell'area di Nuraxi Figus (Gonnesa), Tesi di Laurea inedita. Università di Cagliari, 27 pp.
- Pini, R. Ottinger, S., Rajendran, A., Storti, G. and Mazzotti, M., (2005), Experimental study of the adsorption of carbon dioxide aimed at ECBM. Poster presented at the RECOPOL Project Workshop, Szczyrk, Polonia, February, 2005,
- Pizzino, L., Galli, G., Mancini, C., Quattrocchi, F. and Scarlato, P., (2002), Natural Gases Hazard (CO₂, ²²²Rn) within a quiescent volcanic region and its relations with seismotectonics: the case of the Ciampino-Marino area (Colli Albani), *Natural Hazards* **27**: 257-287.

- Porcu M., Amorino C, Pettinau A., Puddu C., "A hypothesis of a 650 MW zero-emissions plant integrated with a sub-bituminous coal mine in South-West Sardinia", proceedings of the Third International Conference on Clean Coal Technologies for Our Future, Cagliari, 15-17 May 2007.
- Pruess, K., Garcia, J., Kavscek, T., Oldenburg, C., Rutqvist, J., Steefel, C., Xu, T., (2004), Code intercomparison builds confidence in numerical simulation models for geologic disposal of CO₂, *Energy* **29**: 1431-1444.
- Quattrocchi, F., (1999), In search of evidences of deep fluid discharges and pore pressure evolution in the crust to explain the seismicity style of Umbria-Marche 1997-98 seismic sequence (Central Italy), *Annali di Geofisica* **42 (4)**: 609-636.
- Quattrocchi, F., Guerra, M., Pizzino, L. and Lombardi, S., (1999), Radon and helium as pathfinders of fault systems and groundwater evolution in different Italian areas, *Il Nuovo Cimento* **22 (3-4)**: 309-316.
- Quattrocchi, F., Bencini, R., Baubien, S., Cinti, D., Cardellini, C., Galli, G., Lombardi, S., Pizzino, L. and Voltattorni, N., (2003), Geological sequestration of industrial CO₂: approaches and perspectives, In: *Proc. Workshop on "European Strategies on climate change: options and strategies for the future. Semester of Italian EU Presidency Meeting*, Firenze, Fortezza da Basso, 11-12 Settembre, 2003.
- Quattrocchi, F., Bencini, R., Cinti, D., Galli, G., Pizzino, L., Voltattorni, N. and Navarra, A., (2004 a), CO₂ geological sequestration in Italy: state of art and potential sites, In: *Proc. XI Inter. Conf. "Water Rock Interaction" "WRI-XI", Saratoga Spring, New York, USA, June 2004*, pg. 573-576.
- Quattrocchi, F., Barbieri, M., Bencini, R., Cinti, D., Durocher, K., Galli, G., Gunter, W.D., Perkins, E.H., Pizzino, L., Shevalier, M., Voltattorni, N., (2004 b), Strontium isotopes in produced oilfield waters. The IEA Weyburn CO₂ monitoring and storage project, In: *Proc. 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Poster*.
- Quattrocchi, F., Barbieri M., Bencini R., Cinti D., Durocher K., Galli G., Gunter W.D., Perkins E.H., Pizzino L., Shevalier M., Voltattorni, N. (2005), Study of CO₂ natural emissions in different Italian geological scenarios: refinement of natural hazard and risk assessment, In: *NATO Advanced Series, Special Volume "CO₂ geological storage"*, in press.
- Quattrocchi, F., Bencini, R., (2005), Lo stoccaggio geologico della CO₂: stato dell'arte in Italia ed all'estero. *Termotecnica*, **5**, 39-46.
- Rajendran, A., Hocker, T., Di Giovanni, O. and Mazzotti, M., (2002), Experimental observation of critical depletion: nitrous oxide adsorption on silica gel, *Langmuir* **18**: 9726-9734.
- Reeves, S.R., (2004), The COAL-SEQ Project: key results from field, laboratory and modelling studies, In: *Proc. 7th Int. Conf. on Greenhouse Gas Control Technologies. Vol. 1 Peer-Reviewed Papers and Plenary Presentations, BC, September 5-9, 2004*.
- Riding, J.B., Czernichowsky-Lauriol, I., Lombardi, S., Quattrocchi, F., Rochelle, C., Savage, D. and Sprinter, N., (2003), The International IEA Weyburn CO₂ Monitoring Project – The European Dimension, "*Greenhouse gas control technologies*" Eds. Pergamon (Gale & Kaya Eds.), 1879 p., 1629-1632.
- Riding J. and Rochelle C. + among the 44 contributing authors: Quattrocchi F., Bencini R., Cantucci B., Cardellini C., Cinti D., Galli G., Granieri D., Pizzino L., Voltattorni N. (2005), The IEA Weyburn CO₂ monitoring and storage project. Final Report of the European Research Team *British Geological Survey Research Report, RR/05/03*, 54 pp (ISBN 085272 507 8). BGS, Keyworth, Nottingham.
- Rigg, A., Allinson, G., Bradshaw, J., Ennis-King, J., Gibson-Poole, C., Hillis, R.R., Land, S.C., and Streit, J.E. (2001). The search for sites for geological sequestration of CO₂ in Australia: a progress report on GEODISC. *The APPEA Journal*, **41**: 711 – 727, Hobart.

- Rubin E.S., Rao A.B, Chen C., *Comparative assessment of fossil fuel power plants with CO₂ capture and storage*, proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, 2004.
- Salvi, S., Quattrocchi, F., Angelone, M., Brunori, C.A., Billi A., Buongiorno, F., Doumaz, F., Funicello, R., Guerra, M., Lombardi, S., Mele, G., Pizzino L. and Salvini F. (2000), A multidisciplinary approach to earthquake research: implementation of a Geochemical Geographic Information System for the Gargano site, Southern Italy, *Natural Hazard* **20 (1)**: 255-278.
- Schoubye P., Høberg S., Collodi G., *The SNOX process for power plants using high sulphur fuels*, proceedings of the International Conference on Clean Coal Technologies for Our Future, Chia Laguna, Sardinia, Italy, 21-23 October 2002.
- Shaik A.Qader – Natural Gas Substitutes From Coal and Oil – Elsevier 1985
- Shi, J.Q. and Durocan, S., (2004), A numerical simulation study of the Allison Unit CO₂-ECBM Pilot: the impact of matrix shrinkage and swelling on ECBM production and CO₂ injectivity, In: *Proc. 7th Int. Conf. on Greenhouse Gas Control Technologies. Vol. 1 Peer-Reviewed Papers and Plenary Presentations, BC, September 5-9, 2004*.
- Srivastava, R.K., Huang, S. and Dong, M., (2000), Laboratory investigations of Weyburn miscible flooding, *J. of Canadian Petroleum Technology* **39**: 41-51.
- Smith D., Italy: where industrial IGCC come of age, *Modern Power Systems*, vol. 22(5), pp. 55-57, 2002.
- Snyder, G.T., Riese, W.C., Franks, S., Fehn, U., Pelzmann, W.L., Gorody, W.A. and Moran, J.E., (2003), Origin and history of waters associated with coalbed methane: 129I, 36Cl and stable isotope results from the Fruitland Formation, CO and NM, *JGeoch. Cosmoc. Acta* **67(23)**: 4529-4544.
- Sotacarbo, (2006), “Attività preliminari per l'applicazione della tecnologia ECBM al bacino Carbonifero del Sulcis”, Studio di pre-fattibilità.
- STANDARDS ASSOCIATION OF AUSTRALIA. (1999). AS/NZS 4360: Risk management. *Standards Association of Australia*, April 12. Strathfield, NSW.
- Stevens S.H., Kuuskraa J.A, Schraufnagel R.A., *Technology spurs growth of U.S. coalbed methane*, Oil and Gas Journal, vol. 94(1), pp. 56-63, 1996
- Strutt, M.H., Baubron, J.C., Beaubien, S.E., Brach, M., Cardellini, C., Granieri, D., Jones, D.G., Lombardi, S., Benner, L.A., Quattrocchi, F., and Voltattorni, N., (2003). Soil gas as a monitoring tool of deep geological sequestration of carbon dioxide: preliminary results from the PanCanadian EOR project in Weyburn, Saskatchewan (Canada). In: *“Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6)*, Vol. I, J. Gale and Y. Kaya (Eds), p. 391-396, Kyoto, Japan, Oct. 1st-4th 2002. Elsevier Science Ltd.
- Strutt, M., Baubron, J.C., Beaubien, S.E., Cardellini, C., Granieri, D., Jones, D.G., Lombardi, S., Penner, L., Quattrocchi, F. and Voltattorni, N., (2004), Soil gas as a monitoring tool of deep geological sequestration of carbon dioxide: results from the three year monitoring of the Encana EOR Project, Weyburn, Saskatchewan (Canada). In: *Proc. 7th Int. Conf. on Greenhouse Gas Control Technologies, Vancouver, BC, September 5-9, 2004*. <http://www.ghgt7.ca/>
- Su, X., Lin, X., Zhao, M., Song, Y. and Liu, S., (2005), The Upper Paleozoic coalbed methane system in the Qinshui basin, China, *AAPG Bull.* **89(1)**: 81-100.
- Thambimuthu K. – Gas cleaning for advanced coal-based generation; IEA coal research 1993; IEACR/53; TNO, (2003) Risk Assessment using FEPs. TNO Information Magazine, May 2003
- Van Voast, W.A. (2005), The Geochemical signature of formation waters associated with coalbed methane, *AAPG Bull.* **87(4)**: 667-676.

- Tissot, B.P. and Welte, (1984), Petroleum formation and occurrence, 2nd Edition, Springer & Verlag, p. 661-664.
- U.S. Department of Energy, *Market-Based Advanced Coal Power Systems*, Final report, May 1999.
- Van Bergen F., Pagnier H.J.M., Damen K., Faaij A.P.C., Ribberink J.S., *Feasibility study on CO₂ sequestration and Enhanced CBM production in Zuid-Limburg*, NOVEM (the Netherlands Agency for Energy and the Environment) Rept. ISBN 90-5747-031-X, 2004.
- Van Voast W.A. (2005) Geochemical signature of formation waters associated with coalbed methane. *AAPG Bulletin*, **87(4)**: 667-676.
- Vel'kov, AM. (1960) Hydrochemical indicators of gas and oil productivity. *Petroleum Geology*, **4**: 539-541.
- Voltattorni, N., Caramanna, G., Cinti, D., Galli, G., E.H., Pizzino, L., Quattrocchi, F., (2005), Strontium isotope (⁸⁷Sr/⁸⁶Sr) chemistry in produced oil field waters: the IEA CO₂ monitoring and storage project, In: *NATO Advanced Series, Special Volume "CO₂ geological storage"*, in press.
- Umbria Region, Italy, (2003) Environmental Impact Assessment – Loc. Monteluco – SPOLETO – FINAL PROJECT – March 2003
- White, D.J., Burrowes, G., Davis, T., Hajnal, Z., Hirsche K., Hutcheon, I., Majer, E., Rostron, B. and Whittaker, S. 2004, Greenhouse gas sequestration in abandoned oil reservoir: The International Energy Agency Weyburn pilot project, *GSA Today* **14**: 4-10.
- White C.M., Smith D.H., Jones K.L., Goodman A.L., Jikich S.A., LaCount R.B., DuBose S.B., Ozdemir E., Morsi B.I., Schroeder K.T. (2005) Sequestration of Carbon Dioxide in Coal with Enhanced Coalbed Methane Recovery – A Review. *Energy & Fuels*, **19(3)**: 659-724.
- Wilson, M. and Monea, M. (Eds.), (2004), IEA-GHG Weyburn CO₂ Monitoring and Storage Summary Report 2000-2004. In: *Proc. 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Vol. III, Petroleum Technology Research Center (PTRC Eds.)*, 243 pp.
- Wong, S., Foy, C., Gunter, W.D. and Jack, T., (1999), Injection of CO₂ for enhanced energy recovery: coalbed methane versus oil recovery, In: Eliasson, N. Reimer, P.W.F. and Wokaun (Eds.). *Proc. Of 4th Intern. Conf. "Greenhouse gas control technologies" Eds. Pergamon*, Elsevier Science Ltd., Oxford, 189-194.
- Wong S., Gunter W.D., Bachu S. (1999) Geological Storage for CO₂: options for Alberta. In: *Proceed. Of the Combustion Conference, Calgary, Canada, May 25-28, 1999*, Paper N. 990519.
- Wong, S., Gunter, W.D. and Mavor, M.J., (2001), Flue gas injection and CO₂ sequestration in coalbed methane reservoir: economic considerations. In: Williams, D., Durie, B., McMullan, P., Paulson, C. and Smith, A. (Eds.). *Proc. of 5th Intern. Conf. "Greenhouse gas control technologies" Eds. Pergamon*, Cairns, Australia, CSIRO Publishing, 543-548.
- Wong S., Bioletti R., *Carbon dioxide separation technologies*, Alberta Research Council Rept., 2002.
- Yamagushi, S., Ohga, K., Fujioka, M and Muto, S., (2005), Prospect of CO₂ sequestration in the Ishikari coal field, Japan, In: *Proc. 7th Int. Conf. on Greenhouse Gas Control Technologies, Vancouver, BC, September 5-9, 2004*. <http://www.ghgt7.ca/>
- Yee, D., Seidele, J.P. and Handson, 1993, Gas sorption on coal and measurements of gas content, In: *Law, B.E. and Rice D.D. (Eds.), Hydrocarbons from Coal, AAPG Studies in Geology #38, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma*, 203-218.