



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

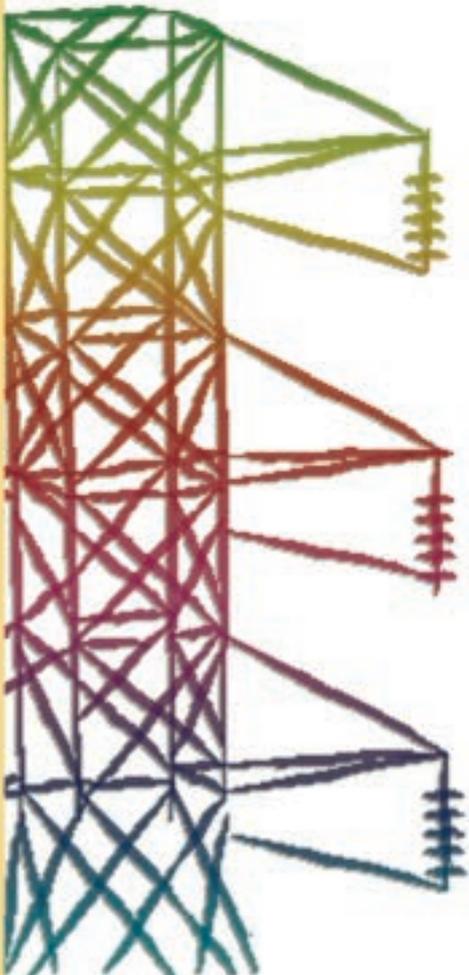


Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA SISTEMA ELETTRICO

Studio preliminare per l'applicazione di tecniche ECBM nel bacino carbonifero del Sulcis

A. Plaisant, R. Cara, D. Multineddu





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



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA SISTEMA ELETTRICO

Studio preliminare per l'applicazione di tecniche ECBM nel bacino
carbonifero del Sulcis

A. Plaisant, R. Cara, D. Multineddu

STUDIO PRELIMINARE PER L'APPLICAZIONE DI TECNICHE ECBM NEL BACINO CARBONIFERO
DEL SULCIS

A. Plaisant, R. Cara, D. Multineddu (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.- E

Studio preliminare per l'applicazione di tecniche ECBM nel bacino carbonifero del Sulcis

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

INDICE

PREMESSA.....	3
INTRODUZIONE.....	4
1. EMISSIONI DI CO2 E MECCANISMI INTRODOTTI DAL PROTOCOLLO DI KYOTO.....	6
1.1 IL PROTOCOLLO DI KYOTO.....	6
1.2 I MECCANISMI FLESSIBILI INTRODOTTI DAL PROTOCOLLO.....	7
1.3 I MECCANISMI DI MERCATO ETS.....	10
1.3.1 <i>Autorizzazione e assegnazione quote.....</i>	<i>10</i>
1.3.2 <i>Rilascio quote.....</i>	<i>11</i>
1.3.3 <i>Scambio quote.....</i>	<i>11</i>
1.3.4 <i>Restituzione quote.....</i>	<i>11</i>
1.3.5 <i>Registri nazionali.....</i>	<i>12</i>
1.4 OPPORTUNITÀ DERIVANTI DAL MECCANISMO EMISSION TRADING.....	12
2. TECNOLOGIE CCS.....	14
2.1 TECNOLOGIE DI GENERAZIONE ELETTRICA.....	15
2.1.1 <i>Gli impianti a vapore supercritici.....</i>	<i>15</i>
2.1.2 <i>Gli impianti AFBC.....</i>	<i>17</i>
2.1.3 <i>Gli impianti PFBC.....</i>	<i>19</i>
2.1.4 <i>Gli impianti integrati IGCC.....</i>	<i>20</i>
2.2 PROCESSI DI SEPARAZIONE DI CO2 A BASSA TEMPERATURA.....	23
2.2.1 <i>Lavaggio con acqua.....</i>	<i>23</i>
2.2.2 <i>Processi fisici e chimico-fisici.....</i>	<i>27</i>
2.3 TECNOLOGIE DI CONFINAMENTO GEOLOGICO DELL'ANIDRIDE CARBONICA.....	30
3. SVILUPPO DELLE TECNOLOGIE ECBM.....	40
3.1 TECNOLOGIA ECBM.....	40
3.1.1 <i>Criteri di selezione dei siti.....</i>	<i>40</i>
3.1.2 <i>Ruolo del rank del carbone (ai fini di sviluppo CBM-ECBM).....</i>	<i>42</i>
3.1.3 <i>Mineral matter.....</i>	<i>44</i>
3.1.4 <i>Umidità.....</i>	<i>45</i>
3.1.5 <i>Requisiti di permeabilità.....</i>	<i>46</i>
3.1.6 <i>Stime della produzione di CH₄ e di stoccaggio di CO₂ e valutazioni economiche.....</i>	<i>49</i>
3.2 LA PROVINCIA CARBONIFERA DEL SULCIS.....	51
3.2.2 <i>Caratterizzazione del carbone Sulcis.....</i>	<i>57</i>
3.2.3 <i>Analisi delle acque sotterranee.....</i>	<i>62</i>
3.3 PROVE SPERIMENTALI DI ADSORBIMENTO/DESORBIMENTO SUL CARBONE SULCIS.....	65
3.3.1 <i>Definizione dei criteri di campionamento del carbone Sulcis.....</i>	<i>65</i>
3.3.2 <i>Processi e meccanismi di trasporto e di assorbimento del gas nel carbone.....</i>	<i>65</i>
3.3.3 <i>Valutazione dei dati analitici di laboratorio.....</i>	<i>67</i>
3.4 POTENZIALITÀ CBM ED ECBM DELLA PROVINCIA CARBONIFERA DEL SULCIS.....	74
3.4.1 <i>Valutazioni sulle riserve CBM ed ECBM e sulle delle capacità di confinamento geologico della CO₂ nel Bacino carbonifero del Sulcis.....</i>	<i>75</i>
4. APPLICAZIONE DELLE TECNOLOGIE CCS AGLI IMPIANTI DI GENERAZIONE ELETTRICA DEL SULCIS.....	80
4.1 IL TERRITORIO DEL SULCIS.....	80
4.2 ASSUNZIONI E ANALISI.....	83
4.3 IMPIANTO DI SEPARAZIONE DELLA CO2.....	84
4.4 COMPRESSIONE E TRASPORTO DELLA CO2.....	86
4.5 STOCCAGGIO GEOLOGICO DELLA CO2.....	87
4.6 RISULTATI.....	88

5	ANALISI TECNICO-ECONOMICA IMPIANTO ZERO-EMISSIONS CON SEPARAZIONE E CONFINAMENTO GEOLOGICO DELLA CO2	93
5.1.	L'IMPIANTO DI GENERAZIONE ELETTRICA INTEGRATO CON LA MINIERA	93
5.2	ANALISI ECONOMICA E FINANZIARIA	98
5.3	RISULTATI	104
6.	USO DEL METANO DA CBM/ECBM	108
6.1	UTILIZZO DIRETTO TRAMITE GASDOTTI	108
6.2	IMPIEGO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA	109
6.2.1	<i>Motori a Combustione Interna</i>	110
6.2.2	<i>Turbine</i>	110
6.2.3	<i>Sistemi di cogenerazione</i>	112
6.2.4	<i>Co-combustione</i>	112
6.3	TECNOLOGIE DI OSSIDAZIONE	113
6.4	APPROVVIGIONAMENTO CHIMICO E ALTRE APPLICAZIONI INDUSTRIALI	113
7.	CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE	114
7.1	POTENZIALITÀ ECBM DEL BACINO CARBONIFERO DEL SULCIS	114
7.2	REALIZZAZIONE SISTEMA CCS SU IMPIANTI ESISTENTI	116
7.3	REALIZZAZIONE SISTEMA CCS SU IMPIANTI DI NUOVA REALIZZAZIONE	117

Premessa

Il presente rapporto è stato sviluppato a fronte dell'Accordo di collaborazione tra ENEA e SOTACARBO S.p.A. stipulato il 26 marzo 2008 (Prot. N. ENEA/2008/19034/TER), e del relativo allegato tecnico per l'attività di ricerca dal titolo *“Tecnologie di impiego del polverino di carbone a differenti granulometrie con cattura e sequestro della CO₂”*. Il lavoro riguarda in particolare l'attività E: *“Studio preliminare per l'applicazione di tecniche ECBM nel bacino carbonifero del Sulcis”* relativo al Tema di Ricerca Area Carbone n. 5.2.5.2: *“Tecnologie innovative che consentano una riduzione dei costi di investimento delle centrali a polverino di carbone”*.

Il lavoro consiste nella predisposizione di uno studio sull'applicazione di tecnologie di stoccaggio geologico dell'anidride carbonica negli strati più profondi e non sfruttabili del bacino carbonifero del Sulcis. Il lavoro sarà corredato dall'analisi tecnica ed economica necessaria alla valutazione della fattibilità di applicazione industriale delle tecniche ECBM, nel Sulcis e/o in ambito nazionale. Un tale studio preliminare va inquadrato nell'ambito dello sviluppo delle tecnologie CCS (Carbon Capture and Storage) il cui obiettivo, nelle forme più avanzate, è la realizzazione di sistemi energetici a emissioni nulle.

L'obiettivo principale dello sviluppo di sistemi industriali di confinamento della CO₂ è la realizzazione di sistemi di produzione di energia elettrica ad emissioni quasi zero, che consentano il rispetto degli impegni ambientale internazionali e siano economicamente sostenibili; l'obiettivo può essere perseguito attraverso l'integrazione nelle centrali di potenza di sistemi di cattura della CO₂ con impianti di trasporto e stoccaggio geologico della stessa.

Lo studio in oggetto è stato quindi sviluppato affrontando dapprima gli aspetti specifici geologici: la caratterizzazione idrogeologica del bacino carbonifero del Sulcis; la geochimica del carbone e la valutazione delle potenzialità di stoccaggio geologico della CO₂. Successivamente, sono stati approfonditi altri aspetti importanti: le opportunità offerte dai meccanismi introdotti dal Protocollo di Kyoto, le tecnologie di produzione di energia elettrica e le connesse opzioni tecnologiche di cattura della CO₂, le diverse tecnologie di stoccaggio geologico, la valutazione di possibili applicazioni delle tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂ alle centrali di potenza presenti nel

Sulcis. Infine è stata effettuata l'analisi tecnico economica di un impianto integrato centrale di potenza-miniera, con separazione e confinamento geologico della CO₂ in condizioni di zero-emission.

Introduzione

In una realtà come quella italiana, legata all'assenza del nucleare e ai costi non ancora concorrenziali delle fonti energetiche alternative l'utilizzo del carbone nelle centrali per la produzione di energia elettrica è quanto mai necessario: la necessità di fornire energia alla popolazione e alle attività economiche a prezzi che non siano fuori dal mercato si scontra con questi svantaggi. Nelle more di un cambiamento della politica energetica, il carbone riveste un ruolo di primaria importanza in quanto è la risorsa maggiormente disponibile e meglio distribuita in tutto il globo, dotata di riserve di durata accertata di almeno 120 anni. In aggiunta a questo, in Italia è presente un giacimento di carbone, nella Sardegna Sud-Occidentale che utilizzato con le adeguate tecnologie può contribuire alla soluzione del problema dell'approvvigionamento energetico nazionale.

L'uso del carbone non può però ovviamente prescindere dalle necessità ambientali mondiali, e lo scopo principe della ricerca sulle fonti energetiche "classiche" deve essere la produzione di energia nel rispetto dei vincoli ambientali sempre più restrittivi, derivanti dagli impegni assunti dall'Italia con la sottoscrizione di accordi internazionali (Protocollo Kyoto).

L'approccio a tali problematiche non può essere quindi settoriale: in un contesto così interconnesso come la produzione energetica non avrebbe senso focalizzarsi solo sulla ricerca di una produzione massimizzata di energia o sulla minimizzazione dei costi. Il discorso va affrontato in modo globale, avendo sempre ben chiari gli obiettivi che si vogliono perseguire: la produzione energetica a prezzi concorrenziali, il rispetto dei vincoli derivanti dagli impegni internazionali, l'utilizzo di combustibili che non risentano di repentine oscillazioni di prezzo dovute a scelte politiche sovranazionali.

Nel presente studio si definiscono e valutano i vantaggi tecnici, economici ed ambientali di un sistema integrato "zero emission" (o più precisamente ad emissioni "quasi" zero) operante in stretta integrazione con il bacino carbonifero

del Sulcis, in cui applicare tecniche di cattura e confinamento della CO₂ tramite tecniche di ECBM. Un tale sistema è in grado di produrre energia a prezzi concorrenziali nel rispetto dei vincoli ambientali, avendo anzi un ulteriore introito dalla captazione e utilizzo del gas combustibile che venga estratto a seguito del confinamento della CO₂.

I principali vantaggi economici delle tecniche ECBM derivano infatti dallo sfruttamento del gas metano intrappolato negli strati più profondi del bacino carbonifero, dal costo evitato dall'acquisto dei permessi di emissione (introdotti dal Protocollo di Kyoto) da parte dei titolari delle unità di produzione di energia elettrica e dai ricavi derivanti dalla vendite delle quote assegnate e non emesse.

Nel presente lavoro sono presenti due studi di fattibilità economica dell'applicazione delle tecniche ECBM al bacino carbonifero del Sulcis:

un primo (capitolo 5) basato sul solo confinamento della produzione attuale di CO₂ dovuta alle centrali di potenza che circondano il bacino carbonifero, ipotizzando di equipaggiare i sistemi di produzione di energia elettrica con sezioni di cattura della CO₂.

Il secondo (capitolo 6) riguardante l'applicazione delle tecniche ECBM ad un impianto di potenza termica quasi *zero emission* da 1500 MW. Il sistema così integrato è basato sulla cattura della CO₂ prodotta nell'impianto ed il suo confinamento mediante tecniche ECBM con conseguente sfruttamento del gas a base di metano che viene rilasciato.

Nell'insieme il lavoro consente di effettuare valutazioni preliminari tecniche ed economiche delle potenzialità del bacino carbonifero del Sulcis in termini di confinamento della CO₂ e di produzione del CH₄ (applicazione delle tecniche ECBM); e di valutare l'effettiva possibilità di utilizzare il bacino carbonifero come serbatoio di stoccaggio della CO₂ a servizio degli impianti di produzione di energia elettrica già operanti sul territorio o di futuro inserimento.

1. Emissioni di CO₂ e Meccanismi introdotti dal Protocollo di Kyoto

Lo sviluppo di progetti che abbiano come obiettivo la riduzione di emissioni in atmosfera di gas ad effetto serra, con sistemi di cattura e confinamento geologico della CO₂, sta riscontrando un notevole interesse a livello internazionale: la stessa diffusione dei progetti è uno degli obiettivi indicati da accordi internazionali (Protocollo di Kyoto).

1.1 Il Protocollo di Kyoto

Il Protocollo di Kyoto è lo strumento attuativo della UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change, 1992) sottoscritto nel dicembre del 1997 ed entrato in vigore il 16 Febbraio 2005. L'obiettivo del protocollo è la riduzione delle emissioni antropogeniche globali di gas serra fino ad un livello del 5% inferiore rispetto alle emissioni del 1990.

Con tale proposito il Protocollo assegna ai paesi industrializzati una quantità determinata di diritti di emissione dei gas a effetto serra ("tetto di emissione"). Questo tetto è una percentuale delle emissioni di ciascun paese riscontrate nel 1990: e per l'Italia l'obiettivo è la riduzione del 6,5% delle emissioni del 1990. Tale obiettivo è da considerarsi piuttosto impegnativo, considerato che dal 1990 ad oggi le emissioni di gas serra nel nostro paese sono notevolmente aumentate e sono destinate a crescere ancora.

In base al principio della responsabilità comune ma differenziata, il Protocollo ha stabilito obiettivi di riduzione, diventati vincolanti con la ratifica, differenziati fra i diversi Paesi coinvolti. In particolare, si è ritenuto che ai Paesi Allegato I, cioè ai Paesi maggiormente industrializzati e maggiormente responsabili dell'inquinamento del pianeta, spettasse impegnarsi di più degli altri nell'abbattimento dei gas a effetto serra rilasciati in atmosfera; essere i primi ad assumere e attuare impegni di riduzione ed infine dar conto per primi dei progressi compiuti in quella direzione.

Oltre alle Azioni domestiche costituite da politiche e misure, in conformità con le specifiche situazioni nazionali tese a ridurre le emissioni di gas ad effetto serra (aumento dell'efficienza energetica in rilevanti settori dell'economia nazionale, promozione di forme sostenibili di agricoltura; ricerca, promozione, sviluppo e aumento dell'uso di nuove e rinnovabili forme di energia, di tecnologie per la cattura del biossido di carbonio e di tecnologie avanzate e innovative compatibili con l'ambiente; limitazione e/o riduzione delle emissioni di metano attraverso il suo recupero e utilizzazione nel settore della gestione dei rifiuti così come nel settore della produzione, del trasporto e della distribuzione dell'energia) sono previste delle azioni di cooperazione internazionale volte a migliorare l'efficacia individuale e congiunta delle politiche e misure da attuare attraverso la condivisione delle rispettive esperienze e lo scambio delle informazioni e conoscenze acquisite relative alle politiche e alle misure implementate da ciascun Paese.

Forme particolari di cooperazione, tra Paesi dell'Annesso I tra Paesi dell'Annesso I e Paesi non Annesso I, sono definite meccanismi flessibili.

1.2 I Meccanismi flessibili introdotti dal Protocollo

I meccanismi flessibili sono delle azioni di cooperazione internazionale, supplementari rispetto alle azioni domestiche, attraverso cui i Paesi dell'Annesso I possono attuare una parte dei propri obiettivi di riduzione realizzando progetti di abbattimento delle emissioni dove è economicamente più conveniente (in base al principio per cui non ha importanza dove si riducono le emissioni avendo il problema del cambiamento climatico un carattere globale).

I tre dispositivi flessibili contemplati dal Protocollo sono:

Emission Trading (ET) - Scambio delle quote di emissione (art. 17)

Meccanismo attraverso cui è consentito a ciascun Paese dell'Annesso I comprare, sul "mercato delle emissioni", quote o permessi di emissione messi in vendita da un altro Paese dell' Annesso I che è riuscito a ridurre le emissioni in misura maggiore rispetto al proprio obiettivo di abbattimento. Possono essere comprati e venduti a prezzo di mercato non solo le quote di emissione disponibili a livello nazionale (Assigned Amount Units - AAUs) , ma anche i crediti di emissioni (ERUs e CERs) ottenuti rispettivamente attraverso l'implementazione di progetti JI e CDM.

Tra i mercati internazionali istituiti a seguito dell'entrata in vigore del Protocollo, il mercato "European Union's Emission Trading Scheme" (EU ETS). Il sistema ETS europeo per lo scambio di permessi di emissione è stato creato a livello comunitario quale strumento per la riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra, in una logica di efficienza economica e contenimento dei costi di abbattimento. La CE, in vista dell'adempimento dell'obbligo di abbattimento fissato all'8% entro il 2012, si è dunque dotata, in anticipo rispetto al primo periodo di *compliance*, di un sistema di riduzione che preveda la definizione di un *cap* a livello paese e di relativi obblighi per le imprese (impianti) dei settori coinvolti. Quale strumento principale della strategia europea di contenimento delle emissioni, dovrebbe facilitare il compito delle imprese, in grado di ricorrere al mercato delle quote (EUAs) in caso di costi marginali di abbattimento superiori al prezzo dei diritti.

Joint Implementation (JI). Meccanismo attraverso cui è consentito ai Paesi dell'Annesso I di realizzare in maniera congiunta progetti di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. Attraverso la realizzazione di tali progetti, il Paese investitore otterrà un trasferimento, da parte del Paese ospitante, di crediti di emissione (Emission Reduction Units - ERUs) aggiuntivi rispetto alle quote di emissione possedute ed equivalenti alla differenza fra la stima delle emissioni prodotte in assenza del progetto e quelle effettivamente ottenute attraverso l'implementazione del progetto stesso. I crediti di emissione acquisiti possono essere accumulati o possono essere venduti sul mercato delle emissioni. Sono considerati progetti JI tutti quei progetti presentati e approvati già a partire dal 2000, ma i relativi ERUs possono essere prodotti solo con riduzioni effettuate a partire dal 2008.

Clean Development Mechanism (CDM). Meccanismo attraverso cui è consentito ai Paesi dell'Annesso I realizzare dei progetti di sviluppo pulito (basato cioè sull'innovazione tecnologica e sull'utilizzazione di tecnologie nuove ad alta efficienza e a bassa emissione di gas serra) nei Paesi non Annesso I (senza vincoli di emissione). Attraverso la realizzazione di tali progetti il Paese investitore otterrà dei crediti di emissione (Certified Emission Reductions - CERs) equivalenti alla differenza tra le emissioni che si stima (v. scenario di riferimento) sarebbero state prodotte senza l'implementazione del progetto e quelle effettivamente ottenute attraverso la realizzazione del progetto stesso. I CERs così ottenuti

possono essere rivenduti sul mercato delle emissioni o possono essere accumulati per assolvere all'obbligo nazionale di riduzione assegnato. Sono considerati progetti CDM tutti i progetti presentati e approvati a partire dal 2000 e i CERs generati a partire da quella data possono essere accumulati per raggiungere l'obiettivo di riduzione assegnato alla Parte per il periodo 2008/2012.

Per favorire la realizzazione di progetti per la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra, sono stati creati dei fondi per l'investimento nel mercato del carbonio, denominati *carbon funds*.

La maggior parte dei fondi attualmente presenti sul mercato è orientata all'acquisto di crediti di emissioni (CERs e ERUs) generati rispettivamente da progetti CDM e JI. La maggior parte degli investimenti è effettuata nei settori dell'energia rinnovabile, dell'efficienza energetica, dei rifiuti, delle biomasse ed i progetti vengono realizzati principalmente in Asia (Cina e India soprattutto) e in America Latina. Gli obiettivi prioritari per i quali vengono creati i fondi sono:

- ridurre le emissioni di gas a effetto serra nell'ambito dei meccanismi flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto;
- promuovere investimenti nella protezione dell'ambiente puntando sul settore tecnologico ed energetico;
- contribuire allo sviluppo sostenibile dei Paesi che ospitano i progetti.

In tale ambito, anche il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio ha stipulato un accordo con la Banca Mondiale volto ad istituire un fondo (italian carbon fund) per l'acquisto di crediti di emissione da progetti che apportino benefici all'ambiente globale ed al contempo promuovano la diffusione di tecnologie moderne e energia pulita in paesi in via di sviluppo e con economie in transizione.

1.3 I Meccanismi di mercato ETS

Il Protocollo di Kyoto ha dato origine ad un nuovo mercato globale in cui viene scambiata CO₂eq (anidride carbonica equivalente) o più precisamente vengono scambiati diritti ad emettere gas ad effetto serra e certificati di riduzione di emissioni, al fine di raggiungere i target definiti a livello paese o di singola impresa).

Il mercato delle emissioni ha aperto ufficialmente il primo marzo del 2005, incentrato sulla domanda-offerta di CO₂ ma di cui si prevede un'estensione alle altre emissioni climalteranti, è diviso in più segmenti:

Mercato globale delle AAUs. Riguarda i paesi firmatari del Protocollo di Kyoto con obbligo di riduzione, vengono scambiate le quote definite AAUs iscritte nei registri nazionali. (**AAUs**: Assigned Amount Units - permessi di emissione allocati fra i paesi firmatari del Protocollo di Kyoto tenendo conto delle emissioni storiche al 1990 e dell'impegno di riduzione preso).

Mercato europeo (EU ETS) delle emissioni di sola CO₂. Interessa le imprese europee soggette a vincoli di emissioni e vengono scambiate le quote allocate agli impianti tramite i Piani Nazionali di Assegnazione.

Mercato internazionale dei crediti di CO₂eq da **CDM/JI**. Interessa imprese e stati e riguarda lo scambio dei certificati di riduzione di emissioni CERs /ERUs

Altri mercati nazionali e regionali: Canadian ETS, Japan ETS, UK ETS, Norwegian ETS, RGGI-Regional Greenhouse Gas Initiative negli US, Chicago Climate Exchange

1.3.1 Autorizzazione e assegnazione quote

A partire dal 1° gennaio 2005 nessun impianto incluso nell'Allegato I della Direttiva privo di autorizzazione ha potuto continuare a svolgere la propria attività. Il Piano Nazionale di Assegnazione ha poi stabilito il limite massimo di emissioni consentite agli impianti regolati dalla direttiva per il triennio 2005/2007 e stabilito anche le quote da allocare ogni anno a ciascun impianto. Il 20 febbraio 2008 sono state decise le quote da assegnare per ciascun settore per il triennio 2008-201

1.3.2 Rilascio quote

Le quote di emissione vengono rilasciate ogni anno, entro il 28 Febbraio, a ciascun settore produttivo regolato dalla Direttiva. Ogni quota dà il diritto di rilasciare in atmosfera una tonnellata di CO₂ equivalente nel corso dell'anno di riferimento della quota stessa.

1.3.3 Scambio quote

Una volta assegnate e rilasciate le quote di emissione possono essere vendute e comprate sul mercato comunitario. Tali quote possono inoltre essere trasferite tra persone all'interno della Comunità e tra persone all'interno della Comunità e Paesi terzi (in quest'ultimo caso solo se tali quote vengono riconosciute dalla Comunità). Le quote di emissione possono essere cancellate in qualsiasi momento se fatta richiesta dalla persona che le detiene. Tutte le transazioni effettate devono essere documentate nel registro nazionale.

1.3.4 Restituzione quote

Entro il 30 Aprile di ogni anno tutti gli impianti devono restituire un numero di quote di emissioni pari alle emissioni totali effettivamente prodotte dagli impianti. Le quote in difetto sono soggette a una sanzione e devono in ogni caso essere restituite all'autorità competente. La sanzione prevista per la mancata resa di una quota è pari a:

40 euro per il periodo 2005/2007;

100 euro per il periodo 2008/2012.

1.3.5 Registri nazionali

Istituiti e conservati presso ciascuno Stato membro, devono contenere un'accurata contabilizzazione di tutte le quote di emissione rilasciate, possedute, scambiate e cancellate. In Italia l'Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi Tecnici (APAT) è stata incaricata di predisporre, conservare e amministrare il Registro Nazionale, contenente, per ciascun impianto: il conto di deposito del gestore; la relativa registrazione di tutte le quote rilasciate, possedute, trasferite e cancellate; la registrazione della comunicazione effettuata ogni anno (entro il 31 marzo) dal gestore stesso e verificata da un soggetto terzo accreditato.

Il Registro Nazionale si inserisce, a partire dal 2008, all'interno di un sistema di registri europeo formato dai Registri Nazionali gestiti da ciascuno Stato membro e dal registro CTIL (Community Independent Transaction Log) gestito dalla Commissione.

1.4 Opportunità derivanti dal meccanismo Emission Trading

L'introduzione dell'*International Emissions Trading* assume un interesse rilevante negli studi di fattibilità degli impianti di generazione elettrica, in quanto influisce fortemente nelle valutazioni economiche e finanziarie.

Infatti, un impianto non dotato di sistemi di separazione e confinamento della CO₂ (**CCS, carbon capture and sequestration**) deve acquistare le licenze relative a ciò che emette in più rispetto alla quota assegnata; d'altra parte, l'introduzione di un sistema CCS comporta un aumento del costo d'investimento, ma consente di vendere le AAUs eccedenti quando l'emissione effettiva sia minore della quota assegnata.

Nel presente studio si prende in considerazione il riconoscimento futuro delle tecniche ECBM come tecniche valide per la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra e pertanto di quelle previste dal Piano Nazionale di Riduzione delle emissioni.

Sulla base di questa assunzione è possibile pertanto valutare i vantaggi economici derivanti ad un sistema integrato di produzione di energia elettrica dal meccanismo introdotto dal Protocollo di Kyoto.

Al fine di calcolare le quote assegnate di emissione per l'impianto, sono stati considerati i criteri indicati nel PNA italiano. In particolare, in accordo con tale piano, l'impianto (per il quale è stata ipotizzata una entrata in esercizio del 2012) può essere classificato come impianto termoelettrico "nuovo entrante". Pertanto la relazione indicata dal PNA italiano per il calcolo del limite annuale di emissione è la seguente :

$$Q_i = P \cdot \frac{h \cdot a}{1000} \cdot T_i$$

dove Q_i rappresenta il limite assegnato per l'anno i -esimo (in tonnellate annue), P è la potenza elettrica uscente (in MW), h è la disponibilità annua convenzionale dell'impianto (6900 ore per anno per i cicli a vapore), a è un coefficiente di emissione legato alla particolare tipologia d'impianto (esso è pari a 757 kg di CO_2 per ogni MWh, nel caso di un impianto a carbone) e T_i è un coefficiente che dipende dall'andamento della produzione annua di energia. Per quanto riguarda il coefficiente T_i , il PNA italiano indica un valore di 0,8 per l'anno 2012 e un decremento annuo di 0.01 per gli anni seguenti.

2. Tecnologie CCS

Lo sviluppo delle tecnologie di confinamento geologico della CO₂ prodotta da impianti industriali, si accompagna a quello delle tecnologie di “cattura” della stessa CO₂, basate sulla separazione della CO₂ dal restante refluo prodotto dagli impianti. L'insieme di tali tecnologie di cattura, trasporto e confinamento geologico della CO₂ costituisce le cosiddette tecnologie CCS (Carbon Capture & Storage). Queste tecnologie hanno l'obiettivo di eliminare o ridurre l'immissione della CO₂ in atmosfera e consistono nella separazione e concentrazione della CO₂ prodotta, nel suo trasporto in siti idonei, usualmente mediante l'impiego di gasdotti, e nella sua iniezione in formazioni geologiche opportunamente selezionate.

Lo sviluppo di tecnologie CCS e dei relativi progetti, attualmente è promosso da diverse organizzazioni tra cui l'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA), la Commissione Europea (EC), il Dipartimento dell'Energia (DOE) degli USA, la NOVEM in Olanda nonché diverse compagnie petrolifere e minerarie.

In Italia la promozione delle tecnologie CCS è particolarmente seguita dal Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio (MATT).

Il confinamento geologico della CO₂, noto internazionalmente come “CO₂ geological storage”, è divenuto negli ultimi anni progressivamente sempre più importante arrivando ad indicare qualsiasi tecnologia che abbia a che fare con il confinamento nel sottosuolo, tramite iniezione della CO₂.

L'attenzione della Comunità tecnico scientifica, interessata alla soluzione del problema del riscaldamento dell'atmosfera, verso tali tecniche risulta essere relativamente recente, ma è cresciuta esponenzialmente in questi ultimi anni con l'indagine e lo sviluppo di tecnologie innovative di abbattimento del gas serra. A questo si è aggiunta inoltre la volontà sempre crescente da parte dei governi di molti paesi a favorire, attraverso l'adozione di politiche energetiche ed ambientali mirate, l'individuazione e l'adozione di soluzioni tecniche ed economiche valide, basate sull'applicazione delle tecnologie CCS.

Pertanto l'importanza dello sviluppo delle tecnologie CCS è stata progressivamente approfondita durante le diverse conferenze internazionali a partire dalla conferenza GHGT-“Green House Gas Technologies” tenutasi in Australia nel 2000, a quella di Kyoto nel 2002 ed a Vancouver nel 2004.

2.1 Tecnologie di Generazione Elettrica

Nel contesto dell'applicazione delle tecniche CCS, esistono promettenti tecnologie di produzione di energia elettrica e sono quelle relative all'impiego del carbone come combustibile (le cosiddette *clean coal technologies*). È infatti possibile realizzare un impianto di generazione che operi in stretta integrazione con la miniera e il giacimento di carbone, in termini di approvvigionamento di combustibile, stoccaggio delle eventuali scorie solide e confinamento della CO₂.

Le principali *clean coal technologies* riguardano i grossi impianti per la produzione di energia elettrica da carbone e possono essere classificate in cinque principali categorie:

- impianti a vapore avanzati (supercritici e ultra-supercritici);
- impianti di combustione in letto fluido a pressione atmosferica (AFBC, *Atmospheric Fluidized Bed Combustion*);
- impianti a ciclo combinato con combustione in letto fluido pressurizzato (PFBC, *Pressurized Fluidized Bed Combustion*);
- impianti IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*);
- impianti oxycombustion.

2.1.1 Gli impianti a vapore supercritici

Gli impianti a vapore avanzati a polverino di carbone (PCC, *Pulverized Coal Combustion*) operano con vapore surriscaldato caratterizzato da valori di pressione e temperatura superiori a quelli relativi al punto critico del vapore (221,87 bar e 374,15 °C). Le prime applicazioni di tali sistemi risalgono ai primi anni '60 e operavano con pressioni leggermente superiori al valore critico. Negli ultimi decenni la sempre più pressante necessità di ridurre le emissioni e i notevoli sviluppi nel campo dei materiali, hanno consentito la messa a punto dei cosiddetti

impianti a vapore ultrasuper critici, funzionanti a pressioni e temperature decisamente superiori a quelle adottate negli impianti convenzionali. Operando con pressioni di circa 300÷320 bar e con temperature prossime ai 600°C si riesce a ottenere efficienze globali dell'ordine del 45÷47% (anche in presenza di sistemi di abbattimento degli inquinanti, che ovviamente riducono il rendimento netto dell'impianto).

Lo schema generale d'impianto, presentato nella figura 2.1, non differisce dagli impianti a vapore tradizionali se non per la caldaia e, in alcuni casi, per il sistema di trattamento dei gas combusti, la cui configurazione è estremamente variabile da un impianto all'altro e dipende fortemente dalle condizioni operative.

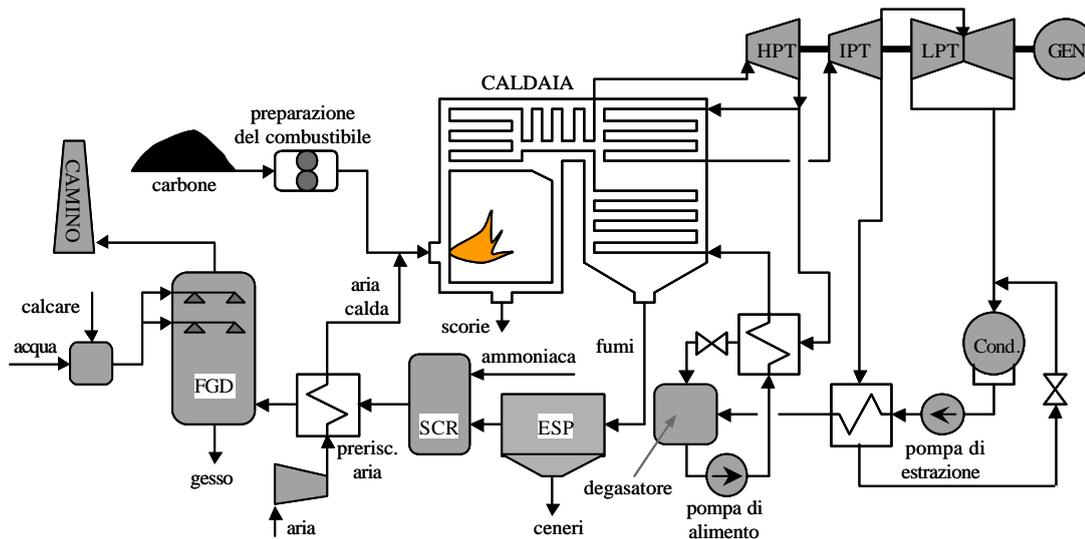


Fig. 2.1: schema generale di un impianto a vapore supercritico a polverino di carbone (Pettinau et al., 2003).

Il carbone, macinato in appositi mulini al fine di ottenere un polverino molto fine (tipicamente il 70%, in massa, del carbone presenta una granulometria inferiore ai 75 µm), viene miscelato all'aria primaria e immesso, insieme all'aria secondaria, nella camera di combustione (che opera con temperature di fiamma dell'ordine dei 1500 °C). Il passaggio dell'acqua dallo stato liquido allo stato gassoso avviene principalmente per irraggiamento, mentre il surriscaldatore e il risurriscaldatore operano prevalentemente per convezione, sottraendo calore ai gas combusti. L'ultima fase del recupero termico avviene attraverso gli economizzatori (dai quali i

gas fuoriescono a una temperatura dell'ordine dei 350÷400 °C) e il sistema di preriscaldamento dell'aria (che raffredda i fumi sino a 120÷150 °C).

Prima dell'immissione in atmosfera, i fumi attraversano inoltre una serie di apparecchiature atte alla rimozione delle principali sostanze inquinanti; una configurazione tipica prevede, ad esempio, una depolverizzazione a elevata temperatura mediante un precipitatore elettrostatico (ESP, *Electrostatic Precipitator*), seguita da un sistema di riduzione selettiva (catalitica o non catalitica) degli ossidi di azoto e, infine, da una sezione di desolforazione, generalmente utilizzante calcare come sorbente per gli ossidi di zolfo (Pettinau et al., 2003).

2.1.2 Gli impianti AFBC

Nei processi AFBC (*Atmospheric Fluidized Bed Combustion*, sviluppati nei primi anni '50) il carbone, insieme con una certa quantità di calcare, viene finemente macinato e immesso all'interno del letto fluido. Quest'ultimo è costituito da una miscela di polverino di carbone, ceneri e un materiale inerte ed è mantenuto fluido da getti dell'aria comburente, opportunamente insufflata.

Le piccole dimensioni e il continuo moto turbolento delle particelle di carbone all'interno del letto favoriscono una rapida ed efficiente combustione caratterizzata da temperature relativamente basse, dell'ordine degli 800÷900 °C. Proprio le basse temperature limitano la formazione, in fase di combustione, degli NO_x termici. Inoltre, per tali valori della temperatura, il calcare presente nel letto dà origine a reazioni di calcinazione e forma così CaO, che reagisce con gli ossidi di zolfo dando luogo alla formazione di gesso (CaSO₄), che viene quasi totalmente rimosso insieme alle ceneri, allo stato secco, in corrispondenza del fondo del reattore (la restante parte fuoriesce insieme ai fumi e viene separata dai sistemi di depolverizzazione).

Durante la combustione il calore prodotto viene trasferito al ciclo a vapore, per mezzo di fasci tubieri interni allo stesso letto fluido, e convertito in energia elettrica mediante cicli convenzionali.

I processi di combustione in letto fluido possono essere suddivisi in due grosse categorie: processi a letto bollente (ABFBC, *Atmospheric Bubbling Fluidized Bed*

Combustion, introdotti nei primi anni '50 e utilizzati per piccole potenze, generalmente non superiori ai 50 MW_t) e processi a letto circolante (ACFBC, *Atmospheric Circulating Fluidized Bed Combustion*, sviluppati verso la metà degli anni '70). Nei primi il flusso d'aria, a velocità relativamente bassa, è regolato in maniera tale che il letto si mantenga compatto e che le reazioni e gli scambi di calore abbiano luogo all'interno dello stesso letto o in prossimità di esso.

Nei processi circolanti, invece, l'aria è insufflata a elevata velocità (5÷10 m/s), in maniera tale da spingere una certa quantità del materiale solido costituente il letto negli spazi liberi al di sopra dello stesso. In tali processi, risalendo dal fondo verso la sommità del reattore, si riscontra dunque una progressiva riduzione della densità del letto; inoltre una grande quantità di particelle solide viene trascinata dai gas e separata successivamente da cicloni funzionanti ad alta temperatura, per essere poi ricircolata. L'elevata velocità delle particelle solide comporta, rispetto agli impianti bollenti, una maggiore efficienza di conversione e una migliore rimozione dei composti solforati, ma dà anche luogo a notevoli problemi di erosione, che rendono necessario l'utilizzo di accorgimenti particolari che fanno aumentare, seppur leggermente, il costo d'impianto. Anche in questo caso l'energia termica sviluppata dalla combustione viene estratta mediante fasci tubieri interni al reattore e utilizzata per alimentare un ciclo a vapore di tipo convenzionale. Lo schema generale di funzionamento di un impianto AFBC è rappresentato nella figura 2.2.

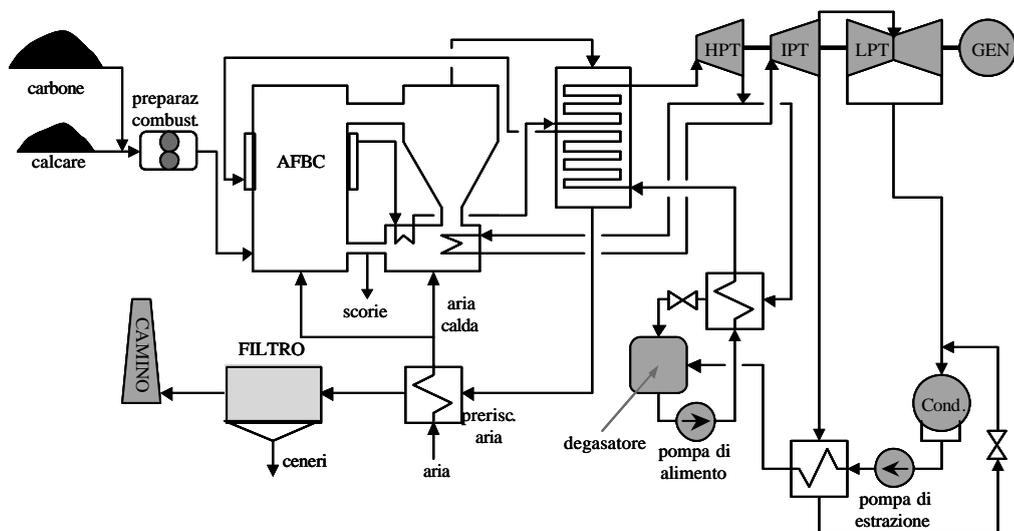


Fig. 2.2: schema generale di un impianto AFBC a letto circolante (Pettinau et al., 2003).

Mentre gli impianti bollenti sono utilizzati principalmente per piccole taglie (raramente superano i 50 MW_t), quelli circolanti sono diffusi prevalentemente nelle taglie commerciali comprese tra 125 e 250 MW_e, anche se esistono impianti da oltre 400 MW_e (Pettinau et al., 2003).

2.1.3 Gli impianti PFBC

Negli impianti PFBC (*Pressurized Fluidized Bed Combustion*, la cui schematizzazione è presentata nella figura 2.3) il carbone viene bruciato utilizzando, come comburente, aria compressa (fino a 10÷15 bar). Buona parte dell'energia termica derivante dalla combustione viene utilizzata nel generatore di vapore a recupero (HRSG, *Heat Recovery Steam Generator*) di un ciclo a vapore sottoposto. I gas combusti, caratterizzati da valori elevati di temperatura e pressione, vengono inizialmente depolverizzati mediante un ciclone funzionante ad alta temperatura, dopodiché vengono inviati in una turbina a gas, che ne converte l'energia termica e di pressione in energia meccanica, con la quale vengono alimentati il compressore e il generatore elettrico (in numerose situazioni potrebbe essere conveniente fare ricorso a un sistema turbogas a due stadi di compressione ed espansione, come quello mostrato nella suddetta figura 3.3). L'energia termica ancora posseduta dai gas all'uscita della turbina viene infine recuperata (mediante degli economizzatori) e utilizzata nel ciclo a vapore sottoposto.

I processi di combustione in letto fluido pressurizzato possono essere scomposti, come nel caso dei letti fluidi atmosferici, in due categorie: processi a letto fluido bollente e a letto fluido circolante, anche se questi ultimi necessitano ancora di un notevole sviluppo tecnologico.

Dal momento che le temperature di combustione (dell'ordine di 850÷950°C) sono inferiori a quelle dei tradizionali impianti a vapore, la formazione degli NO_x risulta essere piuttosto limitata mentre, per quanto riguarda gli ossidi di zolfo, si opera una desolforazione interna al reattore immettendo un'opportuna quantità di calcare insieme al carbone. Se necessario, comunque, è possibile installare, a valle della turbina, degli appositi sistemi che operino un ulteriore abbattimento degli inquinanti (Pettinau et al., 2003).

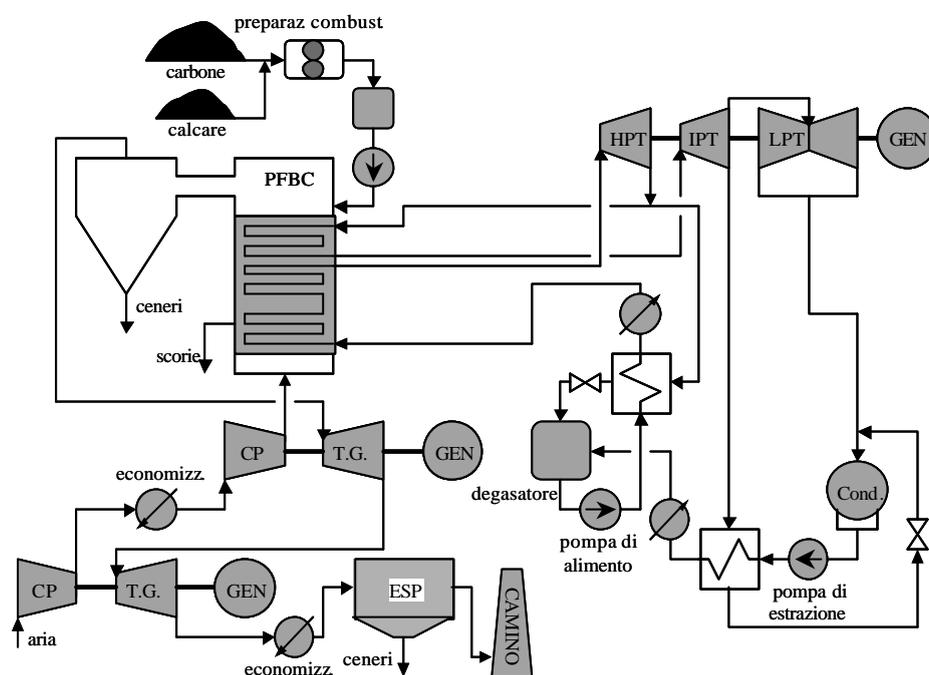


Fig. 2.3: schema generale di un impianto PFBC (Pettinau et al., 2003).

2.1.4 Gli impianti integrati IGCC

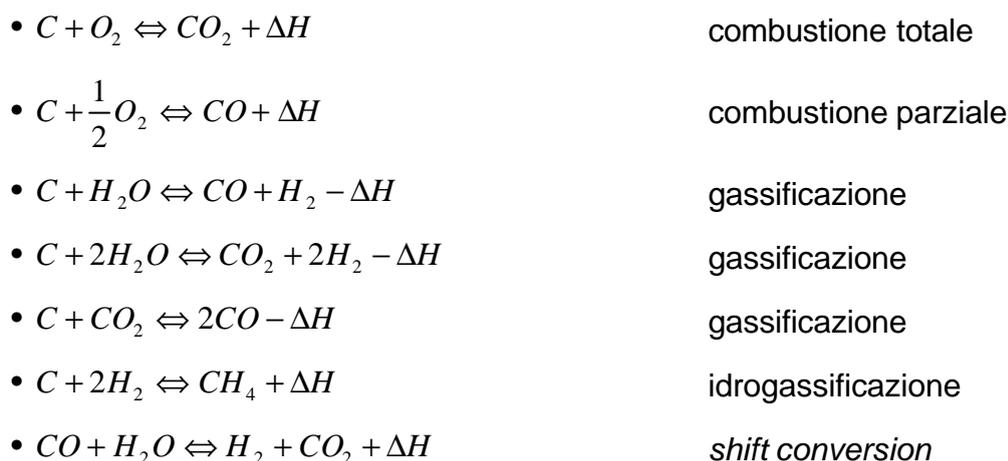
Un impianto IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*) è costituito dalla complessa integrazione tra un processo di gassificazione e un impianto a ciclo combinato gas-vapore.

Un processo di gassificazione avviene all'interno di un reattore (il gassificatore) nel quale viene immesso il combustibile primario da gassificare (opportunamente preparato) insieme all'ossidante (ossigeno a elevato grado di purezza o, più raramente, aria) e a un agente moderante (acqua o vapore); in uscita, oltre al *syngas*, si ha una certa quantità di scorie, che non sono altro che il residuo solido delle varie reazioni.

Il carbone, una volta immesso nel reattore, subisce anzitutto un processo di pirolisi, il quale porta alla formazione di gas (composto prevalentemente dalle sostanze

volatili contenute nel carbone), tar (*Topping Atmospheric Residue*, miscela liquida di idrocarburi pesanti) e del cosiddetto "char", composto dalle scorie contenenti ancora una notevole quantità di residui carboniosi. Quest'ultimo prende parte successivamente ai processi di combustione e di gassificazione vera e propria, che danno luogo alla formazione di un gas composto prevalentemente da CO, CO₂, H₂ e piccole quantità di CH₄. Il tar, invece, subisce i processi di gassificazione e di rottura dei legami chimici (il cosiddetto "cracking"), che portano alla formazione di CH₄, H₂ e CO.

Il processo di gassificazione, di per sé estremamente complicato, può essere rappresentato, in maniera estremamente semplificata, mediante le seguenti reazioni:



Le reazioni di combustione, fortemente esotermiche, liberano il calore necessario per innalzare la temperatura del reattore a valori tali da rendere possibili le reazioni di gassificazione vere e proprie (endotermiche).

In base alla particolare composizione del combustibile da gassificare avvengono inoltre numerose reazioni secondarie, per lo più indesiderate, i cui prodotti si ritrovano nel gas di sintesi. In particolare, lo zolfo presente nel combustibile, in atmosfera povera di ossigeno, si converte in idrogeno solforato (o solfuro di idrogeno, H₂S) e, in minima parte, in solfuro di carbonile (COS); l'azoto, nel gas di sintesi, si ritrova invece quasi interamente in forma molecolare (N₂), ma sono presenti anche tracce di ammoniaca (NH₃) e di acido cianidrico (HCN). È importante notare che zolfo e azoto compaiono nel *syngas* sotto forma di specie

ridotte, anziché ossidate, dal momento che le reazioni di gassificazione si sviluppano in difetto di ossigeno (atmosfera riducente) rispetto alle condizioni stechiometriche; questo aspetto condiziona fortemente la configurazione della sezione di trattamento e depurazione dei gas, situata subito a valle del gassificatore. Altre sostanze inquinanti spesso presenti nel gas di sintesi sono ad esempio i composti alogenati (come HCl), il TAR, gli alcali (sali di sodio e di potassio), i fenoli, il particolato.

I principali impianti di gassificazione su scala commerciale sono a letto trascinato; in essi il combustibile (finemente macinato) e gli agenti gassificanti sono immessi in equicorrente e la gassificazione è estremamente veloce.

Nel suo complesso, un impianto IGCC è costituito da quattro sezioni fondamentali:

- la sezione di preparazione del combustibile e dell'ossidante, composta, in linea generale, dai sistemi di stoccaggio, trasporto e macinazione del carbone e dall'unità di frazionamento criogenico dell'aria (ASU, Air Separation Unit);
- la sezione di gassificazione, comprendente il gassificatore e il sistema di alimentazione del combustibile;
- la sezione di condizionamento e depurazione del syngas, che ha lo scopo di raffreddare il gas di sintesi (mediante opportuni scambiatori di calore, i syngas coolers, oppure per quench, ossia per semplice miscelamento con acqua o syngas freddo), recuperandone l'energia termica, e di depurarlo dalle sostanze inquinanti;
- la sezione di potenza, costituita da un impianto a ciclo combinato gas-vapore alimentato con il syngas depurato.

Le possibili configurazioni impiantistiche dei sistemi integrati IGCC sono estremamente varie, e dipendono fortemente dal particolare combustibile primario e da ciò che si vuole ottenere a valle dell'impianto. I processi di gassificazione, infatti, possono essere integrati con un gran numero di sistemi energetici. Da un lato, infatti, si può utilizzare il *syngas* (completamente o, più spesso, parzialmente) come materia prima per la produzione di combustibili strategici (come metanolo, idrogeno, dimetiletere, benzina, metano) o dei cosiddetti "*chemicals*" (tra i quali è particolarmente importante l'ammoniaca); d'altra parte è possibile utilizzare il *syngas* per la produzione di energia elettrica mediante processi avanzati, tra i quali

rivestono particolare interesse i cosiddetti “*topping cycles*” (che non sono altro che i già citati processi PFBC di seconda generazione) e gli impianti IGFC (*Integrated Gasification Fuel Cell*, in cui il *syngas*, opportunamente trattato, viene utilizzato per alimentare sistemi ibridi di celle a combustibile).

2.2 Processi di separazione di CO₂ a bassa temperatura

I metodi più diffusi per la separazione a bassa temperatura dei gas acidi (principalmente H₂S e CO₂) dal gas di sintesi dal carbone si basano sul lavaggio del gas grezzo con un opportuno solvente che scioglierà preferenzialmente tali composti indesiderati rispetto agli altri gas.

In base alla particolare interazione tra il solvente e il composto solforato si fa una distinzione tra processi chimici, nei quali i solventi preposti alla rimozione dei gas acidi reagiscono con questi ultimi generando dei composti più o meno stabili, e processi fisici, nei quali non avviene reazione tra gas e solventi. Esistono poi una serie di processi misti che impiegano soluzioni ottenute da una miscela di solventi di tipo chimico e di tipo fisico. In generale i processi di lavaggio, siano essi chimici o fisici, devono essere continui e si deve avere la possibilità di riciclare il solvente dopo aver recuperato il gas acido.

La scelta del tipo di processo di assorbimento dipende sostanzialmente dal differente tipo di equilibrio che si instaura tra il solvente e le specie gassose da rimuovere. In generale si può dire che l'impiego dei processi di assorbimento di tipo fisico risulta indicato per gas di sintesi dal carbone con più elevate concentrazioni di composti da rimuovere, mentre i processi di assorbimento chimico risultano maggiormente adatti per concentrazioni di inquinanti inferiori.

2.2.1 Lavaggio con acqua

L'acqua ha nei confronti della CO₂ un elevato potere solvente, maggiore di quasi tutti gli altri gas normalmente presenti nella miscela gassosa da trattare, ad eccezione dell'H₂S.

L'impianto è particolarmente semplice ed è normalmente costituito da una colonna di lavaggio, una turbina per il recupero dell'energia, un separatore e una torre di

degasaggio. La colonna nella quale avviene l'assorbimento può essere una colonna a riempimento o a piatti.

- Rispetto agli altri lavaggi (alcalini o con ammine) i vantaggi dell'utilizzo dell'acqua come soluzione assorbente sono:
- semplicità impiantistica (non ci sono scambiatori e ribollitori);
- non è necessario fornire calore;
- solvente economico;
- solvente che non reagisce con COS, O₂ e altri costituenti.

Mentre gli svantaggi sono:

- eccessiva perdita di H₂ nel lavaggio;
- grandi quantità di acqua in ciclo;
- energia di pompaggio elevata;
- poca efficacia nella rimozione della CO₂ (1% della CO₂ nel gas purificato);
- CO₂ ottenuta impura.

Rimozione tramite soluzioni acquose di alcanolammine

La maggior parte dei processi di assorbimento chimico realizzano la rimozione dei gas acidi indesiderati tramite la reazione tra gli stessi composti ed una soluzione acquosa di alcanolammine.

In fig.2.4 è riportato un tipico schema impiantistico per la rimozione dei gas acidi, valido per la rimozione contemporanea di H₂S e di CO₂.

Il gas da purificare viene fatto passare dal basso verso l'alto nella colonna di assorbimento in controcorrente con la soluzione di ammine; la soluzione ricca uscente dal fondo colonna viene poi riscaldata in uno scambiatore, ad opera della soluzione povera proveniente dal fondo della colonna di stripping ed inviata alla sommità della colonna di stripping stessa. La soluzione povera invece prima di essere inviata in testa alla colonna di assorbimento, viene ulteriormente raffreddata. Il gas acido trasportato dalla soluzione nella colonna di stripping viene poi raffreddato per condensare la maggior parte del vapore d'acqua. Parte di quest'acqua condensata, insieme ad altra acqua pura, è continuamente reintrodotta nella soluzione (generalmente alla sommità della colonna di stripping)

per ripristinare il corretto rapporto tra ammina e acqua, al fine di evitare una troppo elevata concentrazione in ammine della soluzione.

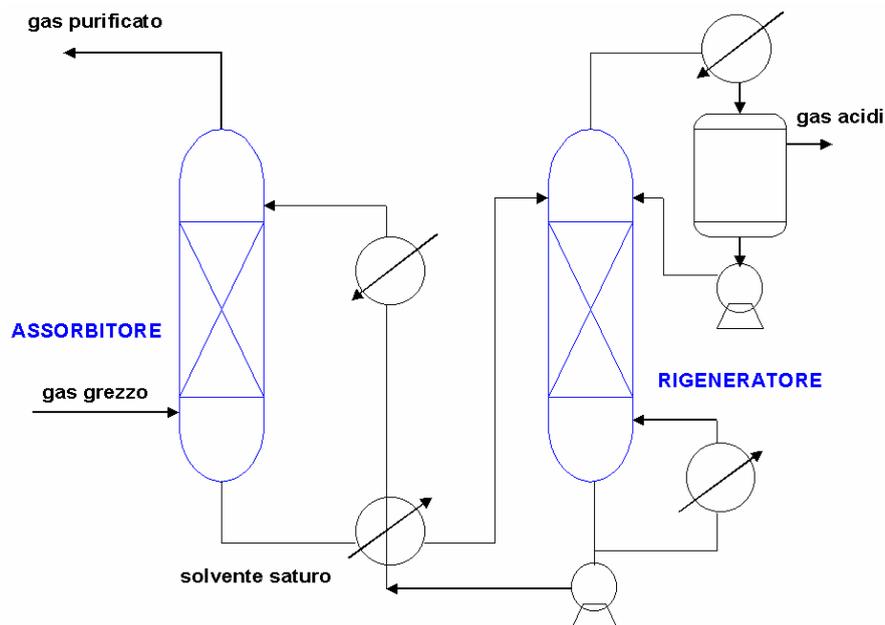


fig.2.4 - schema impiantistico per la rimozione dei gas acidi con soluzioni acquose di ammine

Le ammine sono composti chimici poco stabili e particolarmente corrosivi: per questo sono impiegate normalmente in soluzione con acqua; tendono ad operare un'efficace azione di rimozione dei composti solforati presenti nel gas di sintesi dal carbone, andando a rimuovere contemporaneamente anche parte della CO_2 presente.

La Tab.2.1 riassume nel dettaglio le ammine più comunemente utilizzate: per ciascuna sono riportate le percentuali di diluizione e le efficienze di rimozione, secondo quanto reperito in letteratura.

			Percentuale diluizione	moli gas rimosse/moli ammina
ammine primarie (RNH_2)	monoetanolammina	MEA	10÷20%	0,5-0,6
	diglicolammina	DGA	40÷60%	

ammine secondarie (R₂NH)	dietanolammina	DEA	25÷35%	0,4
	diisopropanolammina	DIPA	50 %	0,8 H ₂ S 0,4 CO ₂
ammine terziarie (R₃N)	metildietanolammina	MDEA		0,8
	trietanolammina	TEA		

Tab.2.1 – tipi di ammine e caratteristiche di utilizzo

Lavaggi alcalini

Rispetto al lavaggio con acqua, i lavaggi alcalini permettono un minor utilizzo di solvente, data la maggior solubilità dei gas acidi nelle soluzioni alcaline. Le basi che devono essere utilizzate per la preparazione delle soluzioni acquose devono essere solubili in acqua, dar luogo alla formazione di carbonati e/o bicarbonati facilmente decomponibili e solubili e devono possedere una bassa volatilità.

I solventi inorganici usati si basano principalmente sull'utilizzo di carbonati di potassio e di sodio, nonché di soluzioni acquose di ammoniaca.

In questo tipo di processi normalmente si utilizzano soluzioni al 40% di K₂CO₃. Il K₂CO₃ è più costoso del Na₂CO₃, ma il KHCO₃ è più solubile in acqua del NaHCO₃.

La reazione in questione (assorbimento della CO₂) con il K₂CO₃ è:



e seppure sia una reazione esotermica ($\Delta H^\circ = -6400$ kcl/kmol), in questi processi il lavaggio viene effettuato a caldo (80°-120°C) a differenza degli altri processi di assorbimento. In queste condizioni aumentano sensibilmente sia la velocità di assorbimento, sia la solubilità del KHCO₃, con conseguente riduzione dell'altezza delle colonne e risparmio della quantità di soluzione in ciclo.

Questo metodo di lavaggio a caldo, nonostante sia stato brevettato all'inizio del secolo scorso, è stato realizzato su scala industriale solo alla fine dell'ultimo dopoguerra.

Il degasaggio non è effettuato per ulteriore riscaldamento ma per espansione della soluzione; questo perché la reazione inversa è spostata verso destra alle basse pressioni. Rispetto ad altri processi perciò sono ridotti i consumi di vapore per la rigenerazione.

La temperatura nella colonna di degasaggio non è molto diversa da quella di lavaggio, per cui non sono necessarie tra le due colonne superfici elevate per gli scambi termici.

Tra i processi di questo tipo va ricordato il Benfield che nella sua versione originale è caratterizzato da flussi separati, nel senso che una parte della soluzione uscente dalla colonna di rigenerazione è raffreddata e inviata in testa alla colonna di assorbimento, mentre la maggior parte della soluzione è riciclata calda ad un'altezza inferiore. Ciò consente di ottenere una migliore purificazione del gas trattato, perché la pressione parziale della CO_2 all'equilibrio sopra la soluzione diminuisce al diminuire della temperatura. Inoltre si riducono i trascinamenti d'acqua.

2.2.2 Processi fisici e chimico-fisici

Come precedentemente detto, anche la maggior parte dei processi fisici di tipo industriale si basano sull'impiego di solventi che tendono a rimuovere contemporaneamente sia l' H_2S che la CO_2 , proprio perché entrambi i gas, così come COS , RSH e CS_2 , hanno in tali solventi una solubilità relativamente elevata. I processi fisici hanno in genere una minore efficienza di quelli chimici, ma richiedono un minore dispendio di energia. Qualora si riesca ad ottenere il grado di rimozione richiesto, il processo fisico rappresenta perciò la soluzione più conveniente da un punto di vista economico-energetico; a questo si aggiunge il minore costo del solvente, la minore pericolosità e la minore corrosività rispetto ai sistemi che utilizzano le ammine per la rimozione dei gas acidi.

I processi chimico-fisici sono invece processi che realizzano la separazione dei gas acidi, utilizzando sia solventi che danno luogo ad una separazione chimica che solventi che agiscono tramite una separazione fisica.

Nella Tab.2.2 sono riportate le caratteristiche dei principali processi fisici e chimico-fisici per la rimozione dei gas acidi.

PROCESSO		TEMPERATURA OPERATIVA	PRESSIONE OPERATIVA	SOLVENTE	GAS RIMOSI
fisici	Rectisol	-70÷-10°C	>2 MPa	metanolo	H ₂ S, CO ₂
	Purisol	-20÷40°C	>2 MPa	NMP	H ₂ S, CO ₂
	Selexol	40°C	2÷3 MPa	DMPEG	H ₂ S, CO ₂
chimico	Sulfinol		>0,5 MPa	MDEA, DIPA, sulfolane	H ₂ S (CO ₂)
	Amisol	5÷40°C	> 1 MPa	DEA, MEA, metanolo	H ₂ S, CO ₂ , COS

Tab.2.2 – caratteristiche processi fisici e chimico-fisici

Processo Rectisol

Il processo Rectisol utilizza metanolo come solvente per la separazione di CO₂ e H₂S, oltre che di COS, HCN e NH₃; il lavaggio è effettuato a bassa temperatura (-73°÷-18°C) e a pressioni elevate (22÷140 bar), mentre il degasaggio è effettuato tramite espansione e stripping.

Il processo esiste in due versioni, nella prima la rimozione di H₂S e CO₂ è contemporanea, nella seconda la CO₂ è rimossa solo a valle della sezione principale.

Processo Purisol

Il processo Purisol, sviluppato dalla Lurgi, utilizza come solvente il N-metil-2-pirrolidone (NMP), opera a temperature comprese tra -20° e 40°C e a pressioni maggiori di 2 MPa. Il processo ha un'elevata selettività nei confronti dei composti solforati rispetto alla CO₂. Inoltre nel processo è prevista un'apposita sezione per l'idrolisi catalizzata del COS in H₂S.

Processo Selexol

Il processo Selexol utilizza come solvente il dimetiletere di glicolpolietilenico (DMPEG) ed era stato sviluppato inizialmente per la rimozione della CO₂ dai gas nei processi di sintesi dell'ammoniaca. Anche in questo caso il solvente è

particolarmente selettivo nei confronti dei composti dello zolfo. Il processo opera a 40°C e a pressioni di circa 2-3 MPa.

Processo Sulfinol

E' un processo chimico-fisico che utilizza una miscela acquosa di sulfolane (solvente fisico) e di metildietanolammina (MDEA) o diisopropanolammina (DIPA), quali solventi chimici a base di ammine. Ha la capacità di rimuovere oltre all'H₂S e alla CO₂, anche buona parte del COS, a differenza di quanto si otteneva con l'impiego delle sole ammine. Combinando differientemente il solvente fisico con le diverse ammine e variando anche la diluizione si possono ottenere differenti efficienze di rimozione dei composti considerati.

Processo Amisol

Nel processo Amisol il solvente fisico è il metanolo, mentre la frazione chimica è costituita da dietanolammina (DEA) o da monoetanolammina (MEA) che vengono mescolate con acqua e che servono per accelerare la reazione di idrolisi del COS. Il processo opera a temperatura ambiente e a pressioni comprese tra 10 e 50 bar. Anche la rigenerazione è condotta a temperatura relativamente bassa (80°C) realizzando così un notevole risparmio di energia. L'utilizzo di dietilammina (DETA) o di metildietanolammina (MDEA) porta nel primo caso all'incremento dell'assorbimento del COS, nel secondo ad una maggiore rimozione di CO₂.

Da un punto di vista impiantistico, le tecnologie di cattura della CO₂, applicate in centrali di potenza, possono inoltre suddividersi in:

- Sistemi di cattura della CO₂ in precombustione
- Sistemi di cattura della CO₂ in post combustione
- Sistemi di cattura della CO₂ in oxi combustione

I primi sistemi riguardano la cattura effettuata a monte della combustione, e vengono applicati in sistemi alimentati a carbone e a gas, basati su processi di gassificazione del carbone e di reforming del metano, seguiti dalla reazione di CO-shift e dalla cattura della CO₂, di solito praticata per assorbimento fisico. Sono attualmente opzioni molto promettenti che potrebbero essere impiegate in sistemi integrati con la gassificazione

del carbone (IGCC – Integrated Gasification Combined Cycles) o in cicli combinati a gas (NGCC- Natural Gas Combined Cycles).

I secondi sistemi riguardano la cattura a valle della combustione che comporta invece prevalentemente l'utilizzo di processi di assorbimento chimico della CO₂ dai gas esausti provenienti, nei casi più avanzati, da impianti operanti con cicli a vapore in condizioni super-critiche alimentati a polverino di carbone (SCPCC-Super Critical Pulverised Coal Combustion) o da impianti a ciclo combinato alimentati a gas (NGCC).

Gli ultimi sistemi si trovano in una fase pilota, e sono relativi alla cattura della CO₂ in impianti di ossi-combustione che impiegano ossigeno puro come comburente producendo gas esausti costituiti fondamentalmente da CO₂ e vapore acqueo. L'anidride carbonica può essere pertanto facilmente separata per condensazione dell'acqua.

2.3 Tecnologie di confinamento geologico dell'anidride carbonica

Le opzioni di confinamento della CO₂ nel sottosuolo sono sostanzialmente quattro:

- “Enhanced Oil Recovery” (**EOR**)
- “Enhanced Gas Recovery” (**EGR**)
- Stoccaggio geologico in Acquiferi salini
- “Enhanced Coal Bed Methane” (**ECBM**)

L'**Enhanced Oil Recovery** (EOR), consiste nell'iniezione di CO₂ in giacimenti petroliferi esauriti o precedentemente abbandonati, al fine di recuperare il petrolio residuo grazie alle variazioni positive di pressione indotte dalla CO₂ iniettata nel reservoir.

La tecnica “Enhanced Oil Recovery” al momento è concepita solo per massimizzare lo sfruttamento industriale di bacini sedimentari per la produzione di petrolio, trascurando lo stoccaggio di CO₂.

Per le compagnie petrolifere è infatti conveniente iniettare CO₂ nei bacini esauriti, che rappresentano circa la metà delle province sedimentarie, in quanto gli investimenti necessari per implementare le tecniche EOR hanno un ritorno economico immediato dovuto alla vendita del petrolio recuperato con lineazione della CO₂.

Per l'applicazione delle tecniche EOR, in questi giacimenti esauriti (ad esempio in Canada o in USA) la CO₂ viene acquistata dalle raffinerie o da impianti di gassificazione operanti nella zona (come avviene ad esempio per l'impianto di gassificazione di carbone della North Dakota Gasification Company).

Il potenziale globale di stoccaggio di CO₂ dei giacimenti esauriti di petrolio (come quello di Weyburn in Canada) sfruttati inizialmente con tecniche di produzione tradizionali e successivamente con tecniche EOR, è stato valutato in circa 130-350 Gt di CO₂.

Il più imponente progetto al mondo di confinamento geologico CO₂ è il Progetto IEA-EC Weyburn Project, (Fig 2.5). Si tratta di un progetto iniziato operativamente nel 2000, partecipato da partner europei (Riding et al., 2003, 2005).

Il progetto è stato concepito per conciliare esigenze ambientali ed industriali, in quanto il confinamento geologico dell'anidride carbonica in giacimenti di petrolio permette sia la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra in atmosfera sia di sfruttare al meglio le potenzialità del giacimento stesso (tecnologia EOR-Enhanced Oil Recovery).

Il giacimento petrolifero di Weyburn, scoperto nel 1954, ha raggiunto il depletamento primario nel 1964 e, dopo un periodo di "oil recovery" tramite iniezione di acqua (water flooding), dal 2000 è sfruttato con tecnica CO₂-Enhanced Oil Recovery (EOR). La CO₂, trasportata tramite condotte da una sorgente industriale ubicata a circa 320 km di distanza, è iniettata con una portata di circa 5000 t/giorno ad una profondità di 1300-1500 m (Lamik et al., 2000; Srivastava et al., 2000; Brown, 2002; Wilson & Monea, 2004; Tian et al., 2004).

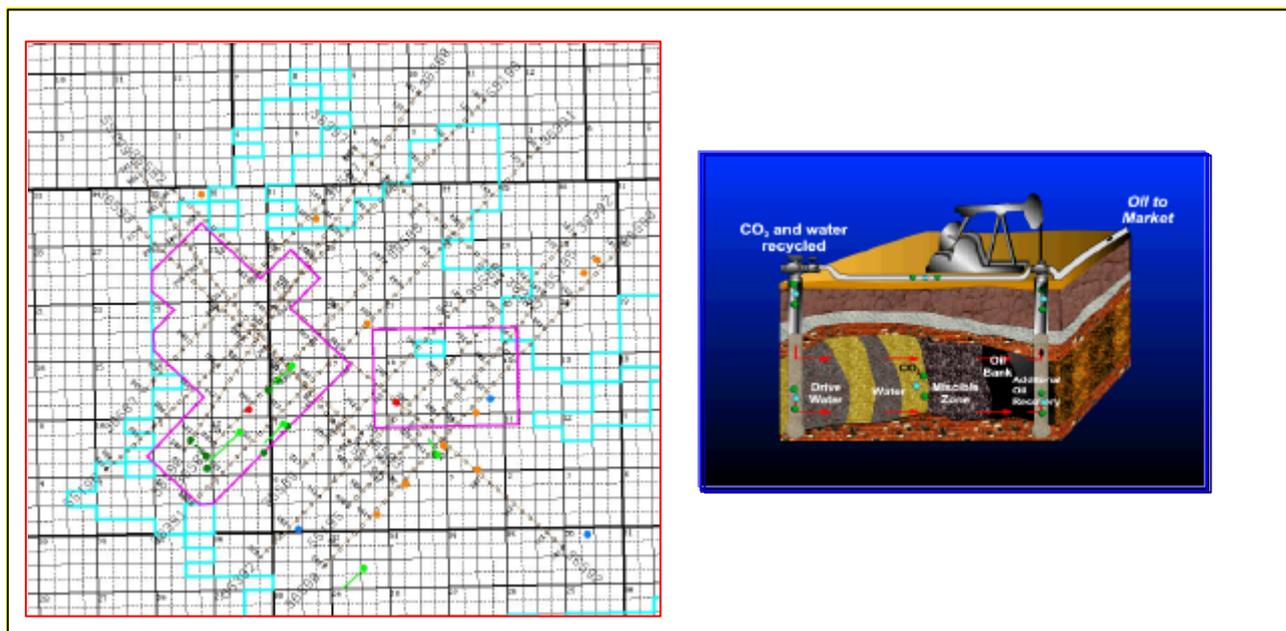


Figure 2.5 : Il campo petrolifero di Weybur , Canada (figure concesse cortesemente da Encana, compagnia petrolifera detenente la concessione).

L'Enhanced Gas Recovery” (EGR) riguarda lo stoccaggio geologico di CO₂ in giacimenti di gas naturale. Il gas naturale è estratto insieme alla CO₂ iniettata, è quindi separato dalla stessa CO₂, che risulta così disponibile ad essere nuovamente iniettata, portandone la % residua nel gas naturale al di sotto della soglia per la sua accettabilità commerciale .

L'applicazione delle tecnologie EGR ai fini del confinamento geologico della CO₂, risulta particolarmente critica e difficoltosa a causa del miscelamento tra il metano del reservoir e la CO₂ iniettata. Infatti già a pochi mesi dall'iniezione possono manifestarsi problemi di risalita di CO₂ insieme al gas combustibile prodotto.

Per la valutazione delle potenzialità di stoccaggio di CO₂ nei giacimenti di gas naturale esauriti, si preferisce pertanto ragionare in termini di volumi precedentemente occupati da gas naturale senza considerare lo stoccaggio finalizzato ad un recupero del gas naturale.

In Italia, ENI sta avviando uno studio di fattibilità sull'impiego di tali tecniche di confinamento. Lo studio include attività di monitoraggio dei rischi geofisici, sismici e da degasamento al suolo del gas precedentemente iniettato.

Il potenziale di stoccaggio globale dei giacimenti esauriti di gas è stimato pari a circa 800 Gt di CO₂ ed è significativamente maggiore di quello dei giacimenti esauriti di petrolio (che come già detto è compreso fra 130 e 350 Gt di CO₂).

In Europa la capacità di stoccaggio nei giacimenti di gas naturale, è valutabile in circa 40 Gt. L'Italia stessa presenta buone opportunità, ma per una attendibile stima dovranno essere valutate le diverse situazioni geodinamiche (presenza di numerose faglie e fratture), sismiche (presenza di numerose zone ad alto rischio sismico) e l'intensa attività vulcanica (Etna, Stromboli, Campi Flegrei e Vesuvio).

È necessario comunque evidenziare che sono attualmente disponibili in letteratura ancora pochi lavori che trattano lo stoccaggio geologico di CO₂ nei giacimenti di gas naturale, così come sono altrettanto rari i test-site operativi di questo tipo di stoccaggio.

Gli **Acquiferi salini** profondi costituiscono una delle più interessanti opzioni per lo smaltimento geologico della CO₂, per la quale si ritiene esistano notevoli capacità di immagazzinamento in tutto il mondo. In genere gli acquiferi sono costituiti da strati di roccia sedimentaria porosa (spesso arenaria), più o meno compatta, contenente acqua salata. I gas e/o liquidi possono più o meno fluire attraverso lo strato roccioso a seconda della sua permeabilità. Molto spesso al di sopra del bacino si ritrovano strati di roccia quasi completamente impermeabile (ad esempio argilla), che garantiscono la tenuta del bacino stesso.

La CO₂ viene introdotta nell'acquifero per mezzo di una sonda di perforazione: si dissolve parzialmente nell'acqua e in parte forma delle sacche spostando il liquido. Nel lungo periodo (dell'ordine delle centinaia di migliaia di anni) possono anche aver luogo reazioni chimiche di fissazione con le rocce stesse. In particolare, in presenza di silicati (soprattutto di magnesio), la CO₂ può dare luogo a reazioni di precipitazione di carbonati con produzione di silice, fissandosi in modo permanente. I bacini acquiferi spesso presentano inoltre il vantaggio di essere facilmente accessibili dalle fonti più importanti di emissione di CO₂.

La più imponente operazione di recupero e confinamento geologico della CO₂ attualmente in corso è quella condotta presso il giacimento di gas naturale di Sleipner, nell'area norvegese del Mare del Nord, e rappresenta il primo sequestro

eseguito con motivazioni di tutela ambientale di riduzione delle emissioni antropiche di gas ad effetto serra.

Un milione di tonnellate di CO₂/anno vengono estratte dal gas naturale prodotto, per riportarne il tenore agli standard commerciali. L'anidride carbonica recuperata viene iniettata dal 1996 in una falda d'acqua salata situata ad oltre 800 metri di profondità sotto il Mare del Nord. A tali operazioni è abbinato un programma di ricerca europeo denominato Saline Aquifer CO₂ Sequestration (SACS). L'obiettivo è quello di acquisire conoscenze sul comportamento della CO₂ negli strati sotterranei e di costruire un modello matematico dell'architettura del serbatoio al fine di disporre di uno strumento che permetta di proiettarsi in avanti e valutare il suo comportamento nelle prossime migliaia di anni.

L'Enhanced Coal Bed Methane (ECBM) riguarda lo stoccaggio geologico di CO₂ in letti di carbone non coltivabili, con conseguente rilascio, per sostituzione, del metano presente nella struttura stessa del minerale.

E' noto che durante il processo di carbonizzazione si produce naturalmente metano ed altri idrocarburi (Law and Rice, 1993; White et al. 2005).

Il carbone contiene un sistema naturale di fratture chiamate "cleats" che ne aumentano la superficie specifica e conseguentemente la possibilità di contenere il CH₄ e che determinano inoltre una certa permeabilità del sistema. I gas, non necessariamente solo il CH₄, possono essere infatti adsorbiti :sulle vaste superfici interne del carbone; nella struttura molecolare del carbone; all'interno dei pori.

Il carbone può di conseguenza fisicamente adsorbire molti gas e può contenere fino a 25 Nm³ di CH₄ per tonnellata di carbone, alle condizioni di pressione esistente nel letto. Esso inoltre ha un'affinità maggiore ad adsorbire CO₂ rispetto a quanta non ne abbia verso il metano. In particolare, il rapporto in moli della CO₂ adsorbibile rispetto al CH₄, varia da 1:1 per i carboni maturi, come l'antracite, a 10:1 per carboni giovani, soprattutto se non alterati.

La CO₂ in condizioni supercritiche iniettata nel sottosuolo fluisce attraverso il sistema di fratture degli strati di carbone e si diffonde nella matrice del combustibile per essere adsorbita sulle superfici dei micropori del carbone stesso, liberando al contempo il CH₄ che, come accennato, presenta una minore affinità verso il carbone.

Parte del CH₄ è liberato naturalmente e la sua captazione è possibile con la realizzazione di pozzi di estrazione, senza ulteriori iniezioni di gas.

Il metano formatosi durante il processo di carbonizzazione si libera naturalmente per semplice depressurizzazione della vena carbonifera attraverso l'estrazione dell'acqua in essa presente. Con apposite tecniche dette **CBM (Coal Bed Methane)** si riesce a recuperare una percentuale del metano, presente nella vena, che va dal 20% ad un massimo del 60%. Le CBM sono spesso applicate nei bacini carboniferi prima delle ECBM.

Il metano è usualmente presente in 3 fasi nei letti di carbone:

- adsorbito nei micropori (~95%);
- disciolto in acqua nelle fratture;
- libero nelle fratture, anche se quest'ultima è una situazione molto rara.

Il suo quantitativo è principalmente correlato con la profondità e naturalmente dipende dal materiale presente al momento in cui si forma il carbone e dalle condizioni geologiche.

La tabella seguente mostra il contenuto medio di metano alle diverse profondità dei banchi di carbone, come indicato da Irons (2004).

Depth interval, m	Mean methane content, m³/t	Range	Number of assays
100	0.02	0.00-0.17	35
200	0.29	0.00-3.80	184
300	0.67	0.00-7.81	396
400	1.07	0.00-18.67	467
500	0.99	0.00-18.19	582
600	1.35	0.00-21.24	677
700	1.99	0.00-15.59	680
800	2.45	0.00-16.65	725
900	3.16	0.00-19.31	783
1000	3.73	0.00-18.13	894
1100	4.68	0.00-17.79	718
1200	5.19	0.00-17.82	664
1300	5.46	0.01-17.37	504
1400	5.17	0.01-13.67	413
1500	4.89	0.00-12.95	335
1600	5.57	0.30-15.33	162
1700	5.78	0.02-12.39	97
1800	6.60	0.07-16.05	85
1900	6.52	1.80-13.56	34
2000	7.09	2.68-13.34	24
2100	4.57	0.60-9.42	10
2200	3.97	3.04-5.36	5
2300	2.81	2.32-3.31	2

Tab 23: *Metano contenuto nel carbone a livelli di profondità crescenti (Irons and Others, 2004)*

Mentre le tecniche CBM si applicano in giacimenti dove le potenzialità di produzione di metano non sono completamente sfruttate, le tecniche ECBM consentono un maggiore sfruttamento del giacimento con incremento di produzione di metano e sono caratterizzate, soprattutto, da un maggiore interesse per lo stoccaggio della CO₂.

Le tecniche ECBM si basano sulla sostituzione del metano contenuto nella matrice porosa del carbone con la CO₂ iniettata nello strato carbonifero profondo e consentono di estrarre una maggior quantità di metano (talvolta anche ben oltre il 90%) con il vantaggio di realizzare lo stoccaggio geologico di CO₂ in strati di carboniferi difficilmente soggetti a sfruttamento minerario.

Questa tecnica di confinamento dell'anidride carbonica presenta l'evidente vantaggio rispetto a quelle attuate in altri ambienti di stoccaggio come giacimenti di

petrolio e di gas naturale, in quanto i giacimenti di carbone sono presenti in ogni continente e interessano circa i 2/3 dei paesi del pianeta.

Il recupero primario di CH₄ dai carboni dipende da diversi fattori geologici che sono stati approfonditi da diversi ricercatori (White et al. 2005).

Ad esempio i carboni di medio grado (medium-rank) possono adsorbire approssimativamente un volume di CO₂ pari a più del doppio del CH₄, mentre alcuni carboni di basso rango (low-rank) possono adsorbire fino a dieci moli di CO₂ per ciascuna mole di CH₄. Analisi di laboratorio e conferme sul campo, hanno mostrato che questo rapporto può essere ancora maggiore per i carboni giacenti a profondità superiori a circa 800 m, dove la CO₂ iniettata si trova in condizioni supercritiche. L'intervallo di profondità in cui applicare le tecniche di produzione CBM va dai 300 m ai 1550 m ed oltre, mentre le tecniche CO₂-ECMB possono essere applicate partendo comunque da una profondità di circa 800 m (profondità minima affinché la CO₂ si trovi in condizioni supercritiche), sino ad una profondità massima di circa 1500 m (per profondità maggiori, i costi di perforazione potrebbero rendere tali tecniche non economicamente vantaggiose).

Anche in Europa sono stati realizzati studi con conseguenti attività sperimentali: di particolare rilievo il Progetto EC RECOPOL realizzato per lo sfruttamento del "Upper Silesian Basin" in Polonia (Fig. 2.6, Kross et al., 2002; Pagnier et al., 2004).

L'attività sperimentale, di iniezione della anidride carbonica nel bacino carbonifero, è iniziata nel luglio 2004 ed è proseguita sino al giugno 2005, confinando, globalmente, circa 760 t di gas (www.recopol.nitg.tno.nl)

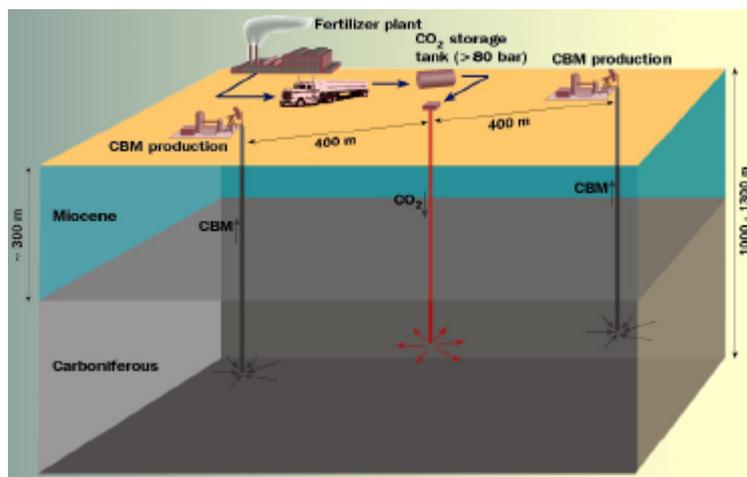


Figura 26(a). Schema del sistema di iniezione di CO₂ nei letti profondi a carbone ed estrazione del CH₄ (foto progetto RECOPOL).

Nella tabella seguente (D. Gielen, 2003) si riportano in sintesi alcuni dati di confronto sulle opzioni di confinamento geologico della CO₂ sopra illustrate.

	Meccanismo	Benefici	Vincoli
ECBM	Legami fisico chimici	Confinamento geologico CO ₂ con estrazione di metano (0.08-0.20 t CH ₄ /t CO ₂)	Strati non coltivabili Impermeabilità del cap rock (roccia di copertura) Sufficiente permeabilità del carbone Necessaria profondità 800-1500 m Disponibilità di CO ₂
EOR	Intrappolamento fisico e minerale	Confinamento geologico CO ₂ con estrazione di olio (0.33-0.42 t Oil/t CO ₂)	Densità del petrolio almeno 25°API Impermeabilità del cap rock Cappello del gas limitato Profondità minima delle riserve 600 m Disponibilità di CO ₂
EGR	Intrappolamento fisico e minerale	Confinamento geologico CO ₂ con estrazione di metano (0.03-0.05 t CH ₄ / t CO ₂)	Giacimenti gas già sfruttati Impermeabilità del cap rock Disponibilità di CO ₂

Stoccaggio in Acquiferi	Intrappolamento fisico e minerale	Confinamento geologico CO ₂	Disponibilità di CO ₂ Impermeabilità del cap rock Mineralizzazione in tempi lughissimi (centinaia di migliaia di anni) con possibile trascinarsi della CO ₂ nelle acque sotterranee
----------------------------	--------------------------------------	---	---

Tabella 2.4. *Confronto tra le tecniche di confinamento geologico della CO₂*

Nel prossimo capitolo verranno approfonditi alcuni aspetti sulla tecnologia ECBM con particolare riferimento alla sua possibile applicazione al bacino carbonifero del Sulcis.

3. Sviluppo delle tecnologie ECBM

Nella tecnica CO₂-ECBM in genere si parte dall'applicazione della tecnica di produzione CBM, riducendo la pressione parziale di CH₄ nel carbone. Successivamente viene iniettata la CO₂ che aumenta la rimozione del CH₄ per via dell'adsorbimento preferenziale dell'anidride carbonica nel carbone rispetto al metano. Il CH₄ viene quindi desorbito e la sua produzione aumenta di dieci volte circa rispetto a quella ottenibile con la tecnica classica CBM, adottata negli USA fin dagli anni '90 e che produce, a tutt'oggi, il 9% del metano USA.

3.1 Tecnologia ECBM

Ai fini dell'applicazione delle tecnologie ECBM, è necessario effettuare una analisi dei seguenti fattori:

- criteri di valutazione per la selezione del sito;
- ruolo del rank del carbone;
- caratteristiche del carbone con valutazioni su: mineral matter, umidità, materie volatili, macerali;
- requisiti di permeabilità del carbone;
- stima della produzione di CH₄ e della capacità di confinamento della CO₂ e valutazioni economiche preliminari.

3.1.1 Criteri di selezione dei siti

Il *resevoir* di carbone negli strati profondi del giacimento di applicazione delle ECBM dovrebbe avere le seguenti caratteristiche:

- lateralmente continuo e stratigraficamente isolato, al fine di consentire il contenimento della CO₂ iniettata e di ottenere una efficiente distribuzione laterale del gas iniettato attraverso lo stesso;
- i letti di carbone dovrebbero essere contenuti fra strati di rocce impermeabili come le argille;

- 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);
- adeguata permeabilità primaria (interna al carbone stesso) e secondaria (dei cleats 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;
- geometria del carbone: pochi e spessi letti di carbone sono preferibili a letti di carbone stratigraficamente dispersi (multipli e fini);
- condizioni di saturazione del GIP (Gas in Place, ossia il metano presente nel bacino): 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).
- profondità del carbone approssimativamente compresa tra 800 ed 1500 m, in prossimità della quale si ha massima produzione di idrocarburi (fig. 3.1);

La selezione dei settori geologici idonei allo sviluppo di tecniche ECBM deve inoltre tener conto di:

- caratteristiche del carbone (composizione, grado, macerali, ceneri, umidità, etc);
- geochimica dei fluidi (per dettagli Van Voast, 2005);
- circolazione dei fluidi ed idrogeologia;

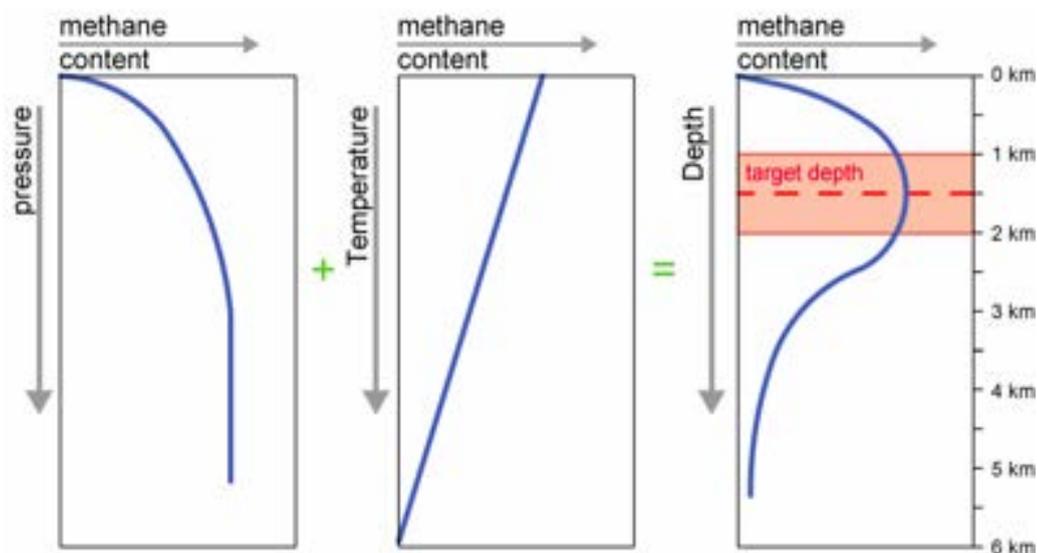


Figura 3.1: Grafici sul contenuto di metano in funzione di: pressione, temperatura e profondità del bacino carbonifero. La produzione di idrocarburi è massima a 1500 mt di profondità (dopo Law & Rice, 1993).

3.1.2 Ruolo del rank del carbone (ai fini di sviluppo CBM-ECBM)

Come evidenziato da diversi autori (White et al. 2005), i meccanismi di interazione tra la CO₂ ed il carbone su cui si basano le applicazioni delle tecnologie CBM o ECBM, sono dipendenti dal rank del carbone stesso (Fig. 3.2), ossia dal grado di maturità geochimica raggiunto dal carbone durante il suo processo di carbonizzazione (Fig. 3.3). Per misurare il rank di un carbone vengono utilizzati diversi sistemi di classificazione che si basano sulla misura di appropriati parametri.

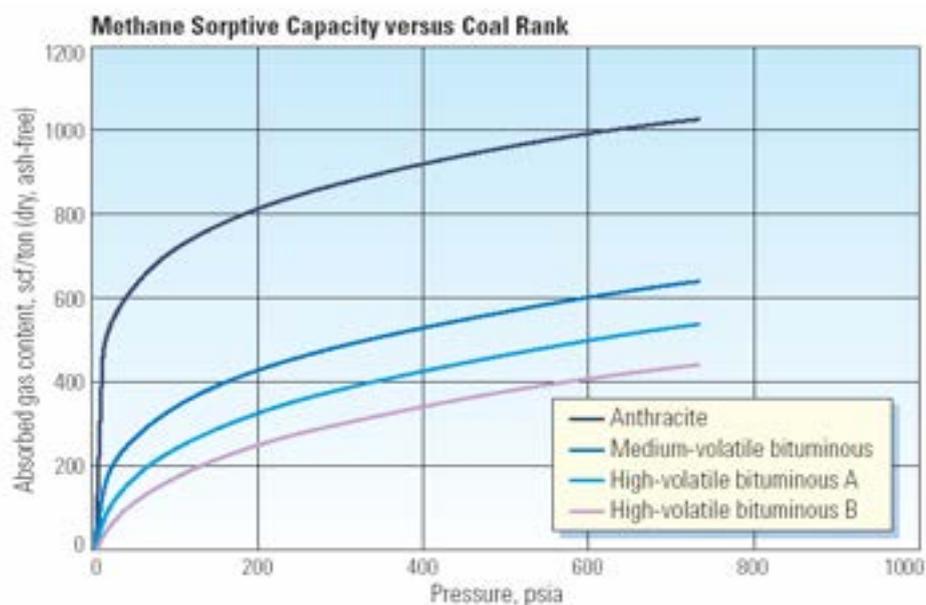


Figura 3.2: presenza di metano in funzione del rank e della pressione (dopo Law and Rice, 1993).

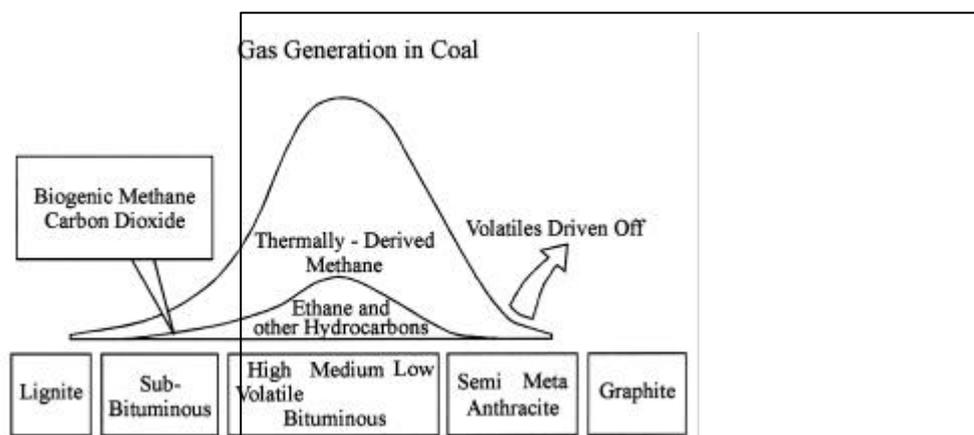


Figura 3.3. Gas presente nel carbone, derivante dal processo di carbonizzazione

In genere il parametro denominato *riflettanza della vitrinite* è quello più utilizzato ed è applicabile su tutti i tipi di carbone. Non è però in grado da solo di misurare in modo inequivocabile il grado di maturazione ed è necessario in ogni caso integrarne le risultanze con altre descrizioni interpretative o altri parametri.

Comunque nello sviluppo delle tecnologie CBM ed ECBM i parametri di classificazione del rank da prendere in esame sono quelli che misurano il variare delle proprietà fisiche e chimico-fisiche con il procedere del processo di carbonizzazione del carbone.

Attualmente si sta imponendo la classificazione ICCS (International Coal Classification System, Alpern, 1989).

In molti casi viene utilizzato il diagramma di Van Krevelen che riporta sulle ordinate il rapporto H/C e sulle ascisse il rapporto O/C. Per quanto riguarda le capacità di adsorbimento di un carbone, il diagramma di Van Krevelen indica che i rapporti H/C e O/C vanno diminuendo quando il processo di carbonizzazione, che caratterizza un carbone, è più vicino alla fase di espulsione degli idrocarburi a basso peso molecolare in esso contenuti, come il metano. Durante tale fase di de-bituminizzazione del carbone, lo stesso evolve verso rank maggiori con il diminuire del contenuto di volatili, come indicato qualitativamente in figura 3.4.

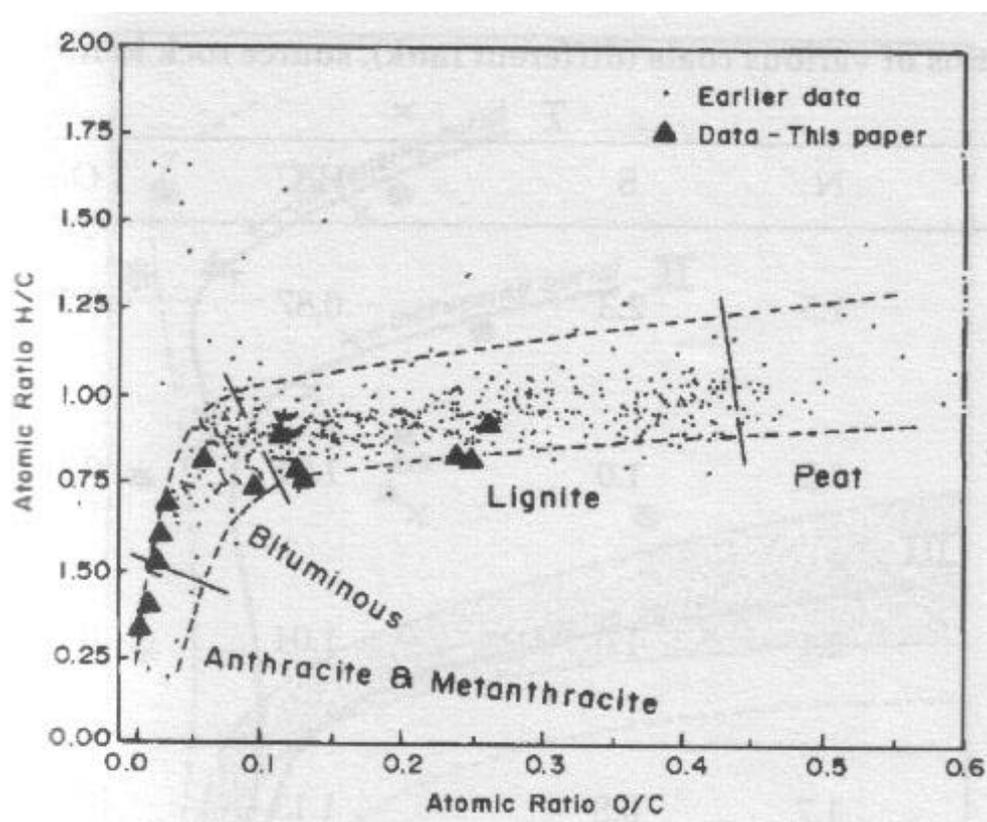


Fig. 3.4 Diagramma di Van Krevelen

3.1.3 Mineral matter

Diverse esperienze hanno mostrato che il contenuto di materia minerale (Mineral Matter "MM") nel carbone si comporta come diluente inerte, in quanto la CO_2 interagisce preferenzialmente con la componente organica del carbone, ed ha l'effetto di ridurre la capacità di adsorbimento del CH_4 .

3.1.4 Umidità

Relativamente all'umidità intrinseca del carbone si è rilevato che tanto è minore, tanto più grande è la potenzialità del carbone di produrre CBM ed ECBM (Law and Rice, 1993). Infatti ad 1 km di profondità (con gradienti geologici normali di circa 20 °C/km e 10 MPa/km) il contenuto in CH₄ raddoppia, da 10 a 20 Nm³/ton di carbone, ed il valore di umidità si riduce dal 6% all'1% (per inciso, si sono trovati per il carbone Sulcis ad una profondità di circa – 500 mt, valori compresi tra il 5 ed il 7%).

Il carbone ha quindi una capacità di adsorbimento del CH₄ significativamente maggiore su base anidra che su base umida, come indicato in Figura 3.5.

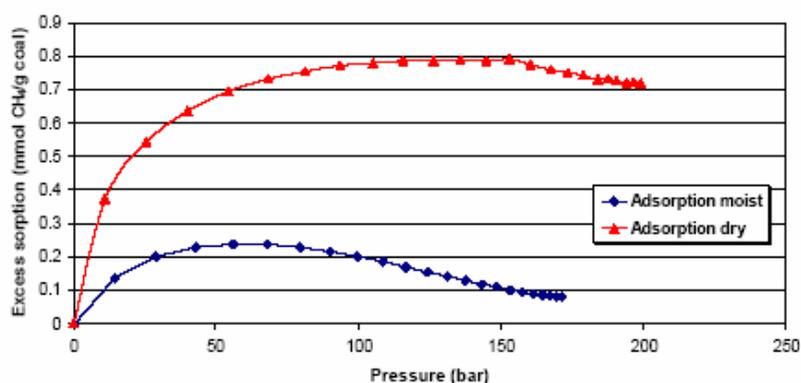


Figura 35: *Differenti capacità di adsorbimento per il CH₄ sui campioni a T= 45°C di carboni secchi ed idrati dell'Upper-Silesian Basin (dati RECOPOL).*

Questo si verifica in molti carboni low-rank che hanno una forte preferenza a trattenere all'interno della loro struttura acqua piuttosto che CH₄ e la quantità di metano adsorbito diminuisce con l'aumentare dell'umidità fino ad una soglia critica che è caratteristica di ogni carbone. Oltre tale soglia critica, l'umidità in eccesso non ha effetti addizionali sull'adsorbimento di metano.

Tale processo è rappresentato da un'equazione empirica che è stata sviluppata da Ettinger et al, (1958):

$$n_w = n_d / (C_o m + 1)$$

in cui:

n_d e n_w sono le quantità di metano adsorbito su carbone secco ed umido rispettivamente; $m = m_{\text{misurata}}/m_c$ (per $0 < m < 1$) è il contenuto di umidità, minore del valore critico m_c ;

C_o è un parametro che dipende dal rapporto n_d/n_w e da m .

Tale equazione, in accordo con quanto verificato sperimentalmente, indica che oltre il valore critico m_c dell'umidità non si ha riduzione della capacità di adsorbimento del metano sul carbone.

3.1.5 Requisiti di permeabilità

Un altro aspetto importante che influenza l'applicazione della tecnologia ECBM è costituito dalla permeabilità del carbone, influenzata dai seguenti fattori (Enever e Henning, 1997):

- sollecitazioni tettoniche del giacimento;
- petrografia del carbone;
- mineralizzazione;
- grado di fratturazione;
- tipo di gas e la pressione;
- contenuto d'acqua.

Uno dei principali parametri fisici che governano il flusso dei fluidi (gas e/o liquidi) nel carbone è la permeabilità attraverso le fratture naturali che si hanno nello strato carbonifero, cleats. I cleats agiscono come il principale sistema di trasporto dei gas e dell'acqua all'interno dello strato di carbone. Esistono due tipi di cleats nel carbone: i *face cleats* ed i *butt cleats* (vedi figura 3.6). I primi sono più lunghi dei secondi e la loro presenza spiega il fenomeno dell'anisotropia direzionale della permeabilità.



Figura 3.6: *Disposizione dei “cleats” nel carbone*

Ovviamente la permeabilità del carbone aumenta con la densità dei cleats e con la loro larghezza e pertanto maggiori sono le fratture e più grande è la permeabilità del carbone.

In un progetto ECBM, la capacità per la CO_2 di essere trasportata attraverso il letto di carbone dipende sia dalla permeabilità della matrice di carbone (attraverso i cleats in cui il flusso è regolato dalla equazione di Darcy) sia dalla intrinseca permeabilità della matrice (simulabile con la teoria sulla diffusione di Fick, nota come Fickian diffusion).

Relativamente al processo di rilascio del metano si ha che se la velocità di desorbimento del CH_4 dalla matrice e dai micropori del carbone, e la successiva diffusione attraverso i “butt cleats”, è più elevata della velocità di flusso attraverso i “face cleats”, allora la produzione del CH_4 è definita “flow limited”, è funzione della

pressione e può essere valutata con un modello matematico basato sulla legge di Darcy.

D'altra parte, se la velocità di diffusione del CH_4 nella matrice del carbone ed all'interno dei "butt cleats", è minore rispetto alla velocità di diffusione attraverso i "face cleats", allora la produzione di CH_4 è "diffusion limited", è veicolata dalla concentrazione e può essere modellizzata secondo la legge di Fick.

Il flusso di CH_4 attraverso i letti di carbone può essere quindi considerato una combinazione del trasporto di Darcy e di Fick.

Come sopra elencato, oltre ai fattori quali il rango del carbone ed il suo contenuto in macerali (vitrinite, inertinite, liptinite, etc), anche l'umidità influenza la capacità e la velocità dell'intrattenimento della CO_2 e il desorbimento del CH_4 . L'acqua riempie gli spazi nei pori e nelle fratture e pertanto la permeabilità del carbone risulta ridotta per un incremento del contenuto di umidità; solo l'umidità naturale riduce il volume permeabile dei pori di un fattore maggiore di due (Ayruni, 1981)

Le permeabilità tipiche dei letti di carbone vanno da 0.1 a 100 mD, con valori più frequenti compresi tra 1 a 10 mD (White et al., 2005, Harpalani & Zhao, 1989). Diversi studi suggeriscono che per aumentare significativamente la vita produttiva di un pozzo, è necessario che la permeabilità dei reservoir a CBM non vada al di sotto di 1-5 mD per consentire all'acqua di fluire liberamente attraverso il letto di carbone.

La permeabilità infatti può variare nel corso dell'applicazione della tecnologia ECBM.

Per esempio ciò è avvenuto durante l'applicazione di tale tecnologia all'Allison Basin dove la permeabilità degli strati profondi durante la prima fase della iniezione di gas è variata, per effetto del verificarsi di fenomeni di "coal swelling", rigonfiamento del carbone e di "sealing", impermeabilizzazione mineralogica delle fratture, ad opera della CO_2 o dell' N_2 iniettati (Frima et al, 2005).

3.1.6 Stime della produzione di CH₄ e di stoccaggio di CO₂ e valutazioni economiche.

Nella valutazione generale della potenzialità di un reservoir è necessario disporre di una serie di importanti informazioni. Tra queste è importante stimare il valore di efficienza dello stoccaggio geologico, definita come la porzione del volume dei pori nelle formazioni geologiche considerate, potenzialmente utile a confinare la CO₂, rispetto al loro volume totale. In genere si stima che soltanto una percentuale compresa tra l'1% ed il 10% del volume disponibile del poro è utilizzata effettivamente per sequestrare la CO₂. Pertanto più alta è l'efficienza di stoccaggio di una formazione geologica, maggiore sarà la sua capacità di confinamento della CO₂.

È da tener conto che, circa il 95-98% del gas totale confinato nel sottosuolo viene adsorbito nella matrice di carbone e il rimanente è confinato nelle fratture naturali, nei "cleats", in fase libera o anche disciolto in acqua.

È necessario inoltre poter valutare il flusso del gas rilasciato dal sistema di fratturazione, che può essere descritto dalla legge di Darcy, che viene utilizzata anche per valutare il flusso simultaneo di più gas nel reservoir, considerando la permeabilità effettiva di ciascuna fase in regime di flusso. Questo consente di determinare due parametri essenziali per la valutazione di una campagna di prospezione CBM: il GIP (gas in place), e la trasportabilità del gas nel reservoir, che dipende essenzialmente dalla permeabilità di quest'ultimo.

Risulta poi importante determinare le caratteristiche del reservoir, quali spessore, densità, continuità, estensione, caratteristiche del carbone, fratture e faglie, ottenibili mediante valutazioni geologiche ed analisi convenzionali su campioni di carbone estratti, tramite carotaggi, dal bacino carbonifero (log stratigrafici).

Sono inoltre necessari test di pozzo per calcolare l'area di drenaggio e la permeabilità del sistema di micro-fratturazione.

La distanza tra pozzi e la loro dislocazione geometrica vanno attentamente valutate al fine di ottimizzarne la produzione. La disposizione dei pozzi più comunemente usata è quella "a stella" (five-spot) che può avere differenti spaziature/aree (40, 260, 320 acri), a seconda delle condizioni di reservoir.

Tra i pozzi può verificarsi un certo grado di interferenza, dipendente dalla mutua distanza e condizionato dalla permeabilità e dalle “stimolazioni” nei pozzi. Tale interferenza può influenzare notevolmente il recupero di gas, con importanti implicazioni dal punto di vista economico

Reeves ha effettuato alcune stime della capacità di stoccaggio della CO₂ su vari carboni ricchi in gas, basandosi sui dati geologici riguardanti i maggiori bacini internazionali (White et al., 2005). Tali valutazioni sono state integrate con dati di tipo economico quali il potenziale del mercato, il potenziale di rifornimento della CO₂ da sorgenti industriali, il potenziale di confinamento nonché i costi per la infrastrutturazione del sito.

È ovvio tuttavia che il miglior modo per valutare la produttività potenziale di un reservoir con tecnologia ECBM sia quello di realizzare **un impianto sperimentale pilota**.

Ipotizzando delle disposizioni a stella (“5-spot”) con spaziatura tra i pozzi di 320 acri, è stata effettuata un’analisi preliminare dei costi su un sistema concettuale ECBM costituito da 100 pozzi ubicati nell’Alberta Basin, studiato per sfruttare un reservoir posizionato a circa 1280 m di profondità ed uno spessore di circa 9 m, situato su due letti.

In particolare, mediante l’impiego di un software commerciale di simulazione, utilizzato per prevedere le prestazioni di un singolo dispositivo a stella, è stata stimata una percentuale di recupero dell’ECBM del 72%.

Inoltre, assumendo il rapporto tra il volume netto di iniezione di CO₂ e quello relativo alla produzione di CH₄, pari a 2, è stato stimato un prezzo del gas prodotto CBM pari a 0,102 US\$/m³.

Tale valore preliminare ed indicativo potrebbe essere significativamente ridotto nel caso di riapertura e riutilizzo di pozzi pre-esistenti e considerando che il potenziale “credito” legato alla CO₂ evitata (non emessa), potrà avere un effetto significativo sulla economicità del progetto.

Si rileva infine che una voce significativa nell’analisi economica è costituita dal costo dell’elettricità necessaria a comprimere la CO₂, da iniettare nello strato carbonifero. È stato valutato un consumo specifico pari a circa 0,212 kWh per ogni

m³/giorno di CO₂ iniettata ad una pressione di 1500 psi (102,07 atm), assumendo che la CO₂ venga catturata alla pressione atmosferica.

Un incentivo fiscale di 10 US\$/t di CO₂ determinerebbe un margine netto di 0,0039 US\$/m³. White et al. (2005) riportano una analisi economica di differenti casi di stoccaggio di CO₂ con tecniche ECBM ed indicano che l'economicità di un progetto si otterrebbe con un incentivo di 15 \$/t di CO₂.

I costi di recupero aumentano quanto più è diluito il flusso di CO₂. Il gas di scarico (flue gas) proveniente dalle centrali elettriche a carbone contiene una concentrazione di CO₂ (~ 13%) elevata rispetto ad altre sorgenti industriali, come le turbine a gas (~ 6%). L'ideale sarebbe un flue gas il più vicino possibile alla CO₂ pura.

3.2 La provincia carbonifera del Sulcis

In Italia non sono presenti significative riserve di carbone, ad eccezione della "Provincia Carbonifera del Sulcis" (PCS) che è ancora attiva 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.

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 "in-shore" sia "off-shore".

3.2.1 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. Dal punto di vista idrogeologico il ritrovamento di acquiferi coevi con i sedimenti che ospitano i livelli di carbone, può dimostrare che il bacino è rimasto isolato per un lungo periodo di tempo.

Dovranno essere considerati:

- lo stadio geologico in cui i letti di carbone hanno intrappolato i fluidi ed i gas nella loro posizione attuale.
- l'estensione areale dei fluidi intrappolati e la susseguente infiltrazione di acque sotterranee.
- la ricerca dell'elemento che influisce sulla pressione idrostatica nonché la quantità e la velocità dell'adsorbimento/desorbimento del CH₄,

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.

Gli spessori dei letti di carbone, comprese le lenti di argilla carboniosa, sono pari a 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.

Nel resto del settore, in particolare nella zona costiera, potrebbero essere stimate circa 1 miliardo di tonnellate di carbone. In questa parte del bacino potrebbero localizzarsi le aree maggiormente promettenti all'applicazione delle tecniche CBM e ECBM.

Dal punto di vista minerario il taglio ha uno spessore normalmente pari a 1,40 m e lo spessore tra due letti è maggiore di 3,00 m.

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:

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

Formazione Calcarea Miliolitica dell'Eocene, Paleogene Carbonifero (Cuisiano-Luteziano) strato Produttivo di carbone”.

Formazione del Cixerri (Pecorini, Pomesano & Cerchi, 1969, clays, sands, 300 m); Andesiti, Andesiti basaltiche e Basalti Oligo-Miocenici.

Ignimbriti dell'Unità di Corona Maria.

Ignimbriti -daciti dell'Unità Lenzu.

Ignimbriti dell'Unità Acqua sa Canna.

Ignimbriti dell'Unità di Seruci.

Ignimbriti dell'Unità Conca Is Angius.

Ignimbriti dell'Unità di Nuraxi.

Ignimbriti della formazione Comenditi.

Ignimbriti dell'Unità di Monte Ulmus.

Ignimbriti dell'Unità Paringianu.

Ignimbriti dell'Unità Serra Paringianu.

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 susseguiti in un arco di tempo piuttosto ampio (Cherchi et al., 1990), E' stato infatti possibile riconoscere quattro fasi tettoniche susseguite in epoche recenti dal Miocene (Messiniano) al Quaternario (Tirreniano) e che avrebbero interessato le aree della Sardegna meridionale.

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 E-W, immersione N, dislocazione 20-50 m).

Faglia di M. Ulmus (direzione N80E, dislocazione 100 m, limitata al Permiano).

L'area interessata (pari almeno a circa 400 km²), individuata più in dettaglio sulla base dei profili sismici a riflessione (Fig. 3.7 e 3.8), potrebbe risultare interessante per lo stoccaggio della CO₂ (vedasi le valutazioni riportate nel paragrafo "potenzialità CBM ed ECBM della Provincia Carbonifera del Sulcis").

Gli strati carboniferi, di età terziaria, mostrano un'inclinazione verso ovest e tendono ad affiorare nella parte 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 maggiore verso est (circa 150 m, in aumento nella parte occidentale, con un potenziale

aumento dei banchi di carbone compreso tra il 20 ed il 40 %), con un incremento dell'immersione verso ovest del 8-10%.



Fig. 3.7: *Possibile area d'indagine per l'applicazione delle tecniche CBM e ECBM considerate nel presente studio).*



Fig. 3.8: *Profili sismici disponibili (Francois private enterprises data) inseriti nella predisposizione della mappatura GIS. (Marroquin and Hart, 2004).*

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 di Bacu Abis. A Seruci si ritrova a circa -200 m, mentre a Portovesme si rileva dai sondaggi 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.

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.

Il bacino carbonifero è limitato strutturalmente a Sud da un'importante linea tettonica a livello regionale denominata "Faglia di S. Antioco" (direzione Est-Ovest), che ha avuto un ruolo fortemente dislocante della serie carbonatica mesozoica e riduce, in definitiva, drasticamente la possibilità di ritrovamento di livelli CBM nel settore situato a Sud della stessa.

Infine è da sottolineare che il sondaggio esplorativo n. 37/87 eseguito da Carbosulcis nell'entroterra (*n-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.

3.2.2 Caratterizzazione del carbone Sulcis

Sulla base dei dati di letteratura e delle più recenti analisi effettuate (Sotacarbo, 2006) Il carbone Sulcis 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 rispetto agli attuali 400 m, campionati nel presente studio.

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 ml_{CH₄}/g_{coal}.

Durante la carbonizzazione fino al grado di antracite, un carbone di tipo “*Carboniferous sub-hydrous*” genererà un massimo di 150 ml_(CH₄)/g_(coal), mentre un carbone “*Tertiary per-hydrous*” (come previsto per il Sulcis) potrà generare al massimo 200 ml_{CH₄}/g_{coal}. (alla pressione di 1 bar).

Il *Potential Gas Generation* atteso dai dati di letteratura è stimato in 150-200 ml_{CH₄}/g di carbone alle condizioni standard di pressione e temperatura (STP).

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

- capacità di adsorbimento.

- porosità (da cui dipende lo spazio disponibile per il gas libero o “free gas”).
- caratteristiche di permeabilità.
- geologia strutturale e la storia dell’approfondimento del bacino.
- generazione del gas CBM e la sua migrazione.
- 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 di future indagini.

Per il carbone Sulcis, confronto con il carbone simile dell’Illinois Basin (Joubert et al., 1974), suggerisce una capacità di adsorbimento del carbone, di 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).

Per la caratterizzazione del carbone Sulcis, sono di seguito riportati i risultati di analisi condotte sul carbone Sulcis, tratte da indagini condotte da Carbosulcis e Sotacarbo (tab. 3.1) riguardanti:

- proximal analysis;
- analisi dei macerali
- coefficiente di riflettanza
- percentuale di componenti volatili, ceneri e zolfo totale
- umidità del carbone

	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	

Tabella.3.1 (a): Proximal Analysis del carbone Sulcis effettuate prelevato a -400 m.

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

Tabella 3.1 (b): 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) e confronto con un campione di provenienza cinese.

Campione	Riflettanza Vitrinite		Caratteristiche del riflettogramma				Composiz. gruppo macerale (mmf) inertinite liptinite			
	code	R _v , %	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	1
Seam-3	06	0.68	0	0.05	no gap	seam coal	0	3	3	1
Seam-4	06	0.67	0	0.03	no gap	seam coal	0	0	4	1
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	1
China	09	0.90	0	0.03	no gap	seam coal	2	2	G	4
							0	1		

tab. 3.1 (d): Determinazione del coefficiente di riflettanza della vetrinite del carbone e composizione del gruppo macerale

Campione	Crucible swelling		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. 3.1 (e): Determinazione della percentuale di componenti volatili, ceneri e zolfo totale (sul secco)

Campione	30 °C (umidità superficiale)	106 °C (umidità igroscopica)	Umidità totale
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. 3.1 (f): *Determinazione dell'umidità del carbone (superficiale, igroscopica e totale)*

3.2.3 Analisi delle acque sotterranee

In tab. 3.2 sono riportati i dati analitici sulle acque freatiche in una selezione di siti del Bacino carbonifero del Sulcis, che sono stati reperiti presso i laboratori della Carbosulcis e si riferiscono al periodo 1985-1987.

Nome	Data	Sito	Tipo	Portata l/s	Temp. (°C)	pH	Cond. el. (mS/cm)
NUF 1		Nuraxi Figus	sorgente		41,0	7,40	2500
NUF 3		Nuraxi Figus	sorgente		14,0	7,90	2310
NUF 4		Nuraxi Figus	sorgente		18,0	7,40	1990
2	22/06/1985	Funtana Figu	sorgente	0,3	17,8	6,39	1074
7	24/06/1985	Caput Acquas Seddargia	sorgente	50-60	18,9	7,05	1132
43	05/08/1985	Miniera Serbariu	pozzo	50	34,7	6,59	8706
44	05/08/1985	Miniera Piolasas	pozzo		19,2	7,12	3983
102	25/06/1985	Nuraxi Figus vasche	sorgente	2	40,7	7,66	2180
103	26/06/1985	Nuraxi Figus raschino	sorgente	0,11	34,9	8,00	2224
104	25/06/1985	Nuraxi Figus stillicidio	sorgente	0,17	24,5	8,49	2253
106	04/07/1985	Nuraxi Figus venuta principale	sorgente	15-20	42,3	7,82	2224
107	30/06/1986	Nuraxi Figus zona vasche	sorgente	2-3	36,0	7,59	2340
108	19/09/1986	Nuraxi Figus zona vascone	sorgente		41,5	7,60	2166
109	25/09/1986	Miniera di Cortoghiana	pozzo		21,2	7,64	1613
110	19/09/1986	Bacu Abis Pozzo Roth	pozzo		22,4	6,74	3881
113	17/12/1986	Bacu Abis Pozzo Nuovo	pozzo		20,2	8,02	1352
114	19/12/1987	Miniera di Terras Collu	pozzo		21,5	7,12	1919

Tab 3.2 *Analisi chimica pregresse delle acque (Carbosulcis)*

Dati più recenti, riportati nelle tabelle 3.3a, 3.3b, 3.3c, hanno portato a considerare non trascurabile la potenzialità di applicazione della tecnica CBM, in conseguenza della quantità di cloro presente e l'assenza di solfati nelle acque freatiche termali associate alla formazione calcarea denominata "Miliolitico" (in corrispondenza del punto di prelievo del campione SUL 4) che si rinviene alla base del "Produttivo".

Queste caratteristiche (Van Voost, 2005) sottolineano la presenza di strati di carbone profondi produttivi per il CBM e quindi idonei per l'applicazione di tecniche ECBM. Le acque presenti nel reservoir con letti a metano sono in generale privi di solfati, calcio e magnesio in soluzione, ma contengono NaHCO_3 e, nel caso di acque contaminate da falde saline, sono presenti anche cloruri.

Le acque ricche di solfati (caso delle acque di miniera di Seruci e Nuraxi Figus), calcio e magnesio sono spesso associate a rocce ospitanti letti di carbone, ma non si trovano in associazione con metano CBM.

Da una precedente indagine sulle caratteristiche geochemiche dei fluidi, eseguita da Sotacarbo in collaborazione di Carbosulcis, emerge che possono essere individuate tre tipologie di acque freatiche di seguito elencate:

Acque con forte contenuto di NaCl localizzabili nel “Miliolitico” al di sotto del “Produttivo” (campione rappresentativo SUL 4) che fanno ipotizzare la presenza di un acquifero salino.

Acque contenenti CaSO₄ e ricche in CO₂ individuabili lungo la faglia di Cortoghiana (campione rappresentativo SUL 6 e SUL 7).

Campione “SUL 3” come miscela tra la composizione dell’acqua marina superficiale ed un’acqua termale contenente NaHCO₃ e ricca di CO₂.

Per quanto riguarda i gas disciolti nelle acque freatiche campionate (tab. 3.3) si denota un arricchimento di CH₄ all’interno della miniera di Nuraxi Figus (SUL 4 alla profondità di -400 m) e nei pozzi superficiali lungo la faglia di Cortoghiana (SUL 6 SUL 7); è stato riscontrato anche un arricchimento di CO₂ crescente lungo la faglia, che determina un aumento dell’acidità dell’acqua.

sulcis	Hecc/l	H2 cc/l	O2cc/l	N2cc/l	CH4cc/l	CO2cc/l
sul1	9,18E-05	5,32E-05	5,81	16,21	4,06E-04	23,73
sul2	3,52E-05	2,02E-05	2,28	21,91	2,99E-04	41,98
sul3terme	2,96E-04	1,09E-04	1,37	18,85	9,00E-04	9,99
sul3mare	5,40E-05	3,00E-04	8,67	18,27	3,21E-04	0,55
sul4	9,18E-03	4,04E-05	1,55	32,26	1,46E+00	10,28
sul5	9,95E-05	3,28E-06	8,76	27,97	2,20E-03	16,54
sul6	1,71E-04	5,68E-06	1,34	37,81	2,73E-01	74,26
sul7	2,17E-04	9,95E-06	2,36	44,48	1,25E-01	33,56
sul8	1,70E-04	3,94E-05	9,34	36,10	5,35E-04	37,96
sul9	1,38E-04	0,00E+00	9,25	41,24	2,98E-04	20,40

Tab. 3.3 (a) Gas disciolti nelle acque in condizioni STP (Standard Temperature and Pressure). I campioni sono stati prelevati nel mese di Giugno 2005.

Nome	Data	Sito	Tipo	Lat N	Long E	Temp.	pH	Eh	Cond. el.	Rn	H ₂ S
				UTM 32 S		(°C)		(mV)	(µS/cm)	(Bq/l)	(ppm)
SUL 1	14/06/2005	Morimenta	sorgente	453353	4345426	19,1	7,04	184	1635	4	< 0.2
SUL 2	14/06/2005	Flumentiepido	sorgente	455047	4338024	18,2	6,55	211	1212	16	< 0.2
SUL 3	14/06/2005	Maladroxia	sorgente	452277	4316971	33,3	6,97	16	45200	2136	< 0.2
SUL 4	15/06/2005	Carbosulcis	pozzo			41,3	7,45	-340	2660	8	3
SUL 4bis	15/06/2005	Carbosulcis	pozzo			41,3	7,45	-340	2660	8	3
SUL 5	15/06/2005	Carbosulcis				22,3	6,92	160	2880	5	< 0.2
SUL 6	15/06/2005	Muruneddu	pozzo	452950	4343155	22,0	6,50	-37	2325	9	< 0.2
SUL 7	15/06/2005	Serra	pozzo	453302	4343136	20,4	6,97	-42	2150	15	< 0.2
SUL 8	15/06/2005	Mercenaro	pozzo	445536	4324965	21,1	6,45	125	5360		< 0.2
SUL 9	16/06/2005	Isolus	sorgente	452907	4324232	23,1	6,83	76	1573	14	< 0.2

Nome	Sito	F	Cl ⁻		NO ₃ ⁻	PO ₄ ³⁻	SO ₄ ²⁻		HCO ₃ ⁻		Na ⁺		K ⁺		Mg ²⁺		Ca ²⁺	
		(mg/l)	(mg/l)	(meq/l)	(mg/l)	(mg/l)	(mg/l)	(meq/l)	(mg/l)	(meq/l)	(mg/l)	(meq/l)	(mg/l)	(meq/l)	(mg/l)	(meq/l)	(mg/l)	(meq/l)
SUL 1	Morimenta	0,23	253,14	7,14	73,51	< 0.1	149,84	3,12	364,78	5,98	196,88	8,56	7,32	0,19	41,21	3,39	132,65	6,62
SUL 2	Flumentiepido	0,09	191,64	5,41	52,50	< 0.1	122,70	2,55	212,89	3,49	165,60	7,20	14,11	0,36	34,85	2,87	51,02	2,55
SUL 3	Maladroxia	0,00	18949,2	534,50	157,82	< 0.1	2504,84	52,15	160,43	2,63	11130,2	484,13	440,96	11,28	1220,26	100,35	981,33	48,97
SUL 4	Carbosulcis	5,33	646,79	18,24	3,83	< 0.1	44,28	0,92	397,72	6,52	535,33	23,29	15,63	0,40	19,53	1,61	25,66	1,28
SUL 4bis	Carbosulcis	5,52	649,36	18,32	2,45	< 0.1	44,28	0,92	397,72	6,52	535,59	23,30	17,01	0,43	19,54	1,61	31,97	1,60
SUL 5	Carbosulcis	0,38	880,13	24,83	14,87	< 0.1	98,24	2,05	187,88	3,08	368,40	16,02	17,58	0,45	95,34	7,84	155,21	7,74
SUL 6	Muruneddu	1,14	217,16	6,13	4,90	< 0.1	1654,76	34,45	447,13	7,33	223,86	9,74	16,13	0,41	138,33	11,38	513,58	25,63
SUL 7	Serra	1,25	264,27	7,45	4,23	< 0.1	643,94	13,41	416,02	6,82	268,76	11,69	12,37	0,32	106,02	8,72	159,24	7,95
SUL 8	Mercenaro	0,00	1746,98	49,28	10,27	< 0.1	247,40	5,15	199,47	3,27	807,03	35,10	31,82	0,81	176,09	14,48	231,53	11,55
SUL 9	Isolus	0,11	412,02	11,62	13,28	< 0.1	52,23	1,09	201,30	3,30	210,84	9,17	20,48	0,52	39,72	3,27	70,42	3,51

Tab 3.3 (b) e (c) Analisi chimica delle acque

3.3 Prove sperimentali di adsorbimento/desorbimento sul carbone Sulcis

3.3.1. Definizione dei criteri di campionamento del carbone Sulcis

Al fine della valutazione delle capacità CBM – ECBM della Provincia Carbonifera del Sulcis è stata presa in considerazione una serie di prove sperimentali relative ad una campagna di campionamento svolta nel marzo 2005.

Le analisi, compiute sui campioni di carbone prelevati alla profondità di - 400 m, riguardano prove sperimentali di adsorbimento e desorbimento, effettuate presso il Laboratorio dell'ETH di Zurigo.

3.3.2 Processi e meccanismi di trasporto e di assorbimento del gas nel carbone

Per poter simulare le condizioni di serbatoio per la produzione di metano da processi CBM e di immagazzinamento della CO₂, sono necessarie informazioni certe e dettagliate sui processi di trasporto dei fluidi nel carbone.

Una migliore comprensione di questi processi dalla scala macroscopica a quella microscopica è necessaria per l'esatta previsione dei tassi di produzione di acqua e di gas così come per i tassi di iniezione della CO₂.

Comunemente, il trasporto del gas nel carbone avviene secondo due differenti sistemi di diffusione:

- (i) flusso laminare attraverso il sistema dei cleat
- (ii) diffusione attraverso la matrice del carbone

Nelle figure sottostanti (Fig.3.9 a,b) si evidenzia il fatto che l'immissione della CO₂, in cavità all'interno del banco di carbone, ne accresce internamente il numero di fratture, creando un aumento del rischio potenziale di perdite, attraverso nuove vie di fuga. Si può anche notare come la variazione di pressione all'interno del banco di carbone (Fig. 3.9 c) possa causare spostamenti, spaccature e fratture.

Relativamente alla diffusione nella matrice del carbone, (Fig. 3.9 d) i micropori (95% della superficie) controllano l'adsorbimento, mentre il sistema dei cleat controlla la permeabilità del carbone.

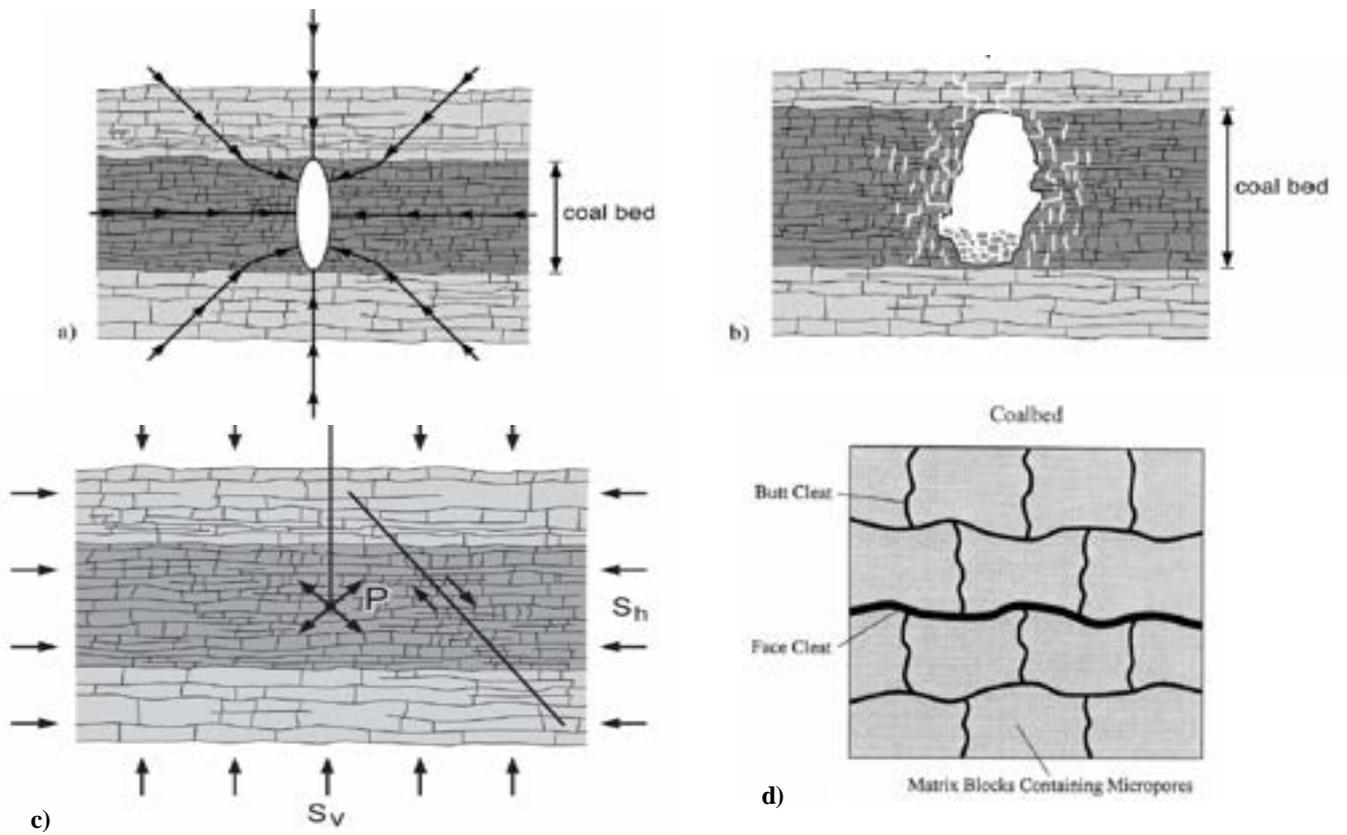


Fig. 3.9: Fenomeni di trasporto della nel carbone e loro influenza sul sistema di fratturazione

3.3.3 Valutazione dei dati analitici di laboratorio

Le analisi condotte sul carbone Sulcis consentono di descrivere le curve di adsorbimento e desorbimento dei gas metano ed anidride carbonica.

L'isoterma di adsorbimento di un carbone è la curva luogo dei punti relativi alla quantità massima di gas che può essere contenuto in un carbone, ottenuta ad una particolare temperatura, in funzione della pressione del reservoir (volume di roccia del sottosuolo che ha sufficiente porosità e permeabilità da consentire l'accumulo di idrocarburi in presenza di appropriate condizioni strutturali denominate trappole).

Le curve di adsorbimento si ottengono attraverso misure di laboratorio (qui ottenute mediante metodo gravimetrico) svolte su campioni rappresentativi di carbone per accertarsi della capacità di stoccaggio dei gas, in funzione della pressione ad una temperatura costante.

La bilancia di precisione, utilizzata nelle prove di laboratorio, per determinare l'eccesso di adsorbimento del carbone Sulcis con il metodo gravimetrico, è stata ubicata all'interno di una cella termostata e pressurizzata. A ciascuna variazione di pressione, sino al raggiungimento della pressione massima, sono stati misurati gli eccessi di adsorbimento, con prove separate, sia per il metano sia per l'anidride carbonica. Il desorbimento dei due gas è stato misurato, sempre con prove separate, durante la fase di depressurizzazione del sistema, con cui è stato verificato, come di seguito illustrato nelle curve, che non esistono fenomeni significativi di isteresi.

Per rappresentare i dati delle isoterme di adsorbimento/desorbimento relativi a componenti puri è risultato soddisfacente l'utilizzo dell'equazione di Langmuir, nella sua formula semplice per singoli gas.

E' stato inoltre riscontrato che il gas confinato nel sottosuolo per adsorbimento nella matrice di carbone si approssima al 95-98% di quello presente nei letti. La rimanente parte è confinata nelle fratture naturali, nei "cleats" in fase libera o disciolta in acqua.

Pertanto le curve di adsorbimento costituiscono la rappresentazione del fenomeno per la quantità maggiore di gas presente nel carbone.

Le prove condotte hanno permesso di misurare gli eccessi di adsorbimento $G(p, T)$ in differenti condizioni di pressione e temperatura, definendo le relative curve di Langmuir;

in cui l'eccesso di adsorbimento è relazionato sia alle variazioni del rapporto tra la densità del gas e la sua densità in condizioni critiche (ρ/ρ^c) sia alle variazioni di pressione dello stesso.

Successivamente, tramite la correlazione che lega l'eccesso di adsorbimento all'adsorbimento assoluto (m^s), sono state ricavate le curve di quest'ultimo sia per l'anidride carbonica sia per il metano.

Infine le curve desunte dai dati sperimentali sono state confrontate con quelle esistenti in letteratura.

I risultati sperimentali più significativi sono illustrati nelle figure seguenti. In particolare:

- I grafici 3.10(a, b) sono relativi all'adsorbimento assoluto della CO₂ e del CH₄
- I grafici 3.10(c) sono di comparazione degli equilibri di adsorbimento CO₂ e CH₄ nel carbone Sulcis.
- I grafici 3.10(d, e) sono di comparazione tra i risultati delle prove eseguite sul carbone Sulcis e quelle derivanti dal Progetto EC RECOPOL (Upper Silesian Basin, Poland).

Absolute Isotherms (versus pressure) for CO₂

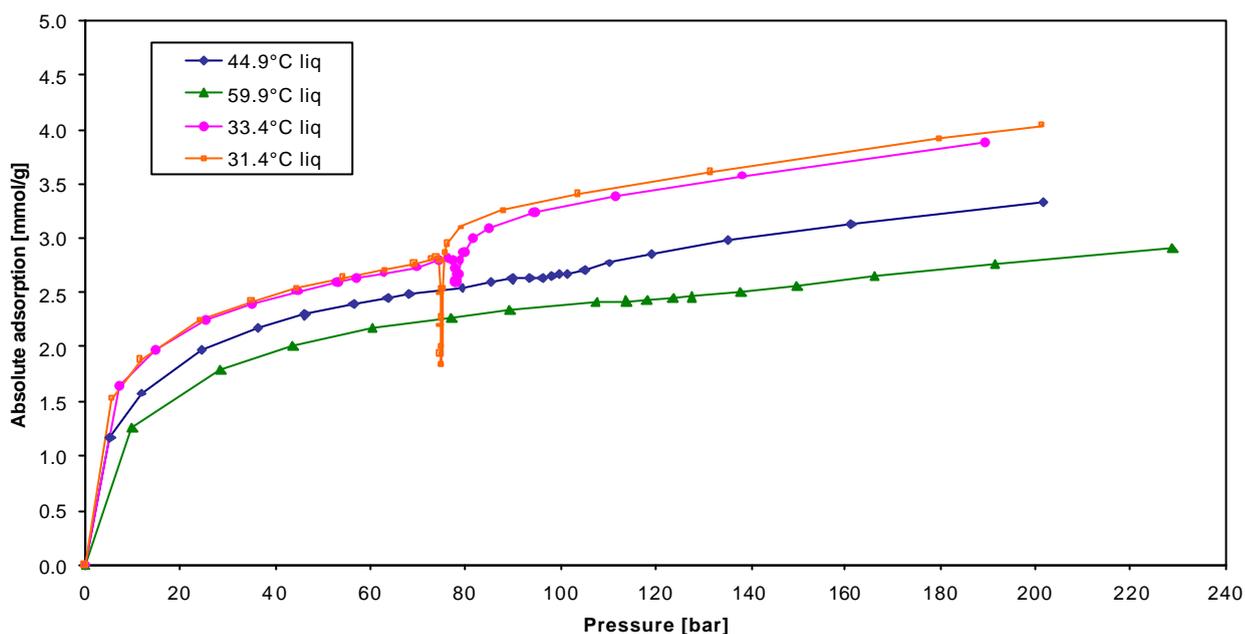


Grafico 3.10(a). Adsorbimento isoterma assoluto ($n^s = Q(p^s, T) * p^s / (p^s - p^b)$) in funzione della variazioei di pressione

L' adsorbimento assoluto relativo alle isoterme a 44,9 e 59,9 °C mostra un andamento crescente con l'aumentare della pressione; le isoterme a 31,4 e a 33,4°C ricalcano questo andamento ad esclusione di alcuni punti in corrispondenza degli 70 bar circa in cui si rileva la presenza di una discontinuità dovuta alla brusca variazione della densità.

Anche in questo diagramma a parità di pressione l'adsorbimento aumenta con il diminuire della temperatura.

Absolute Isotherms (versus pressure) for CH₄

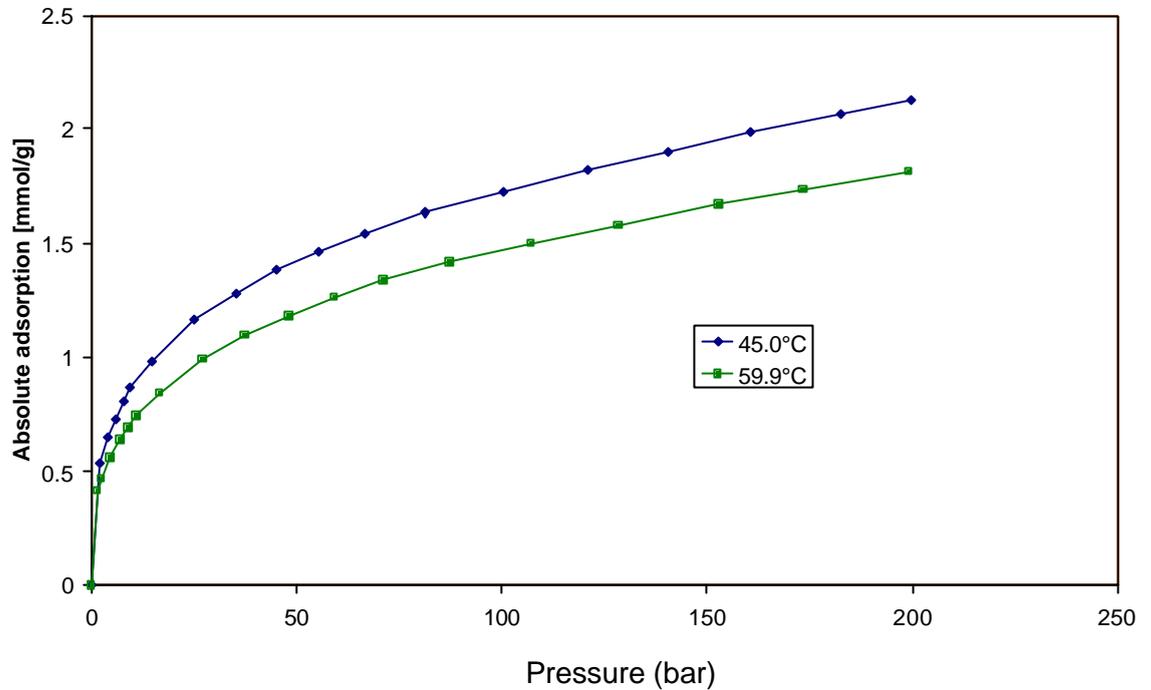


Grafico 3.10(b) Adsorbimento assoluto isoterma ($m^s = G(\rho^b, T) \frac{\rho^s}{(\rho^s - \rho^b)}$) in funzione della variazione di pressione.

L'adsorbimento assoluto studiato per le isoterme a 45 e 59,9 °C, mostra un andamento crescente con l'incremento della pressione e quindi dalla densità del "bulk", come peraltro è deducibile dalla formula dell'adsorbimento assoluto. Come per gli altri grafici visti in precedenza, a parità di pressione l'adsorbimento cresce al diminuire della temperatura.

Absolute Isotherms (versus pressure): comparison CO₂-CH₄

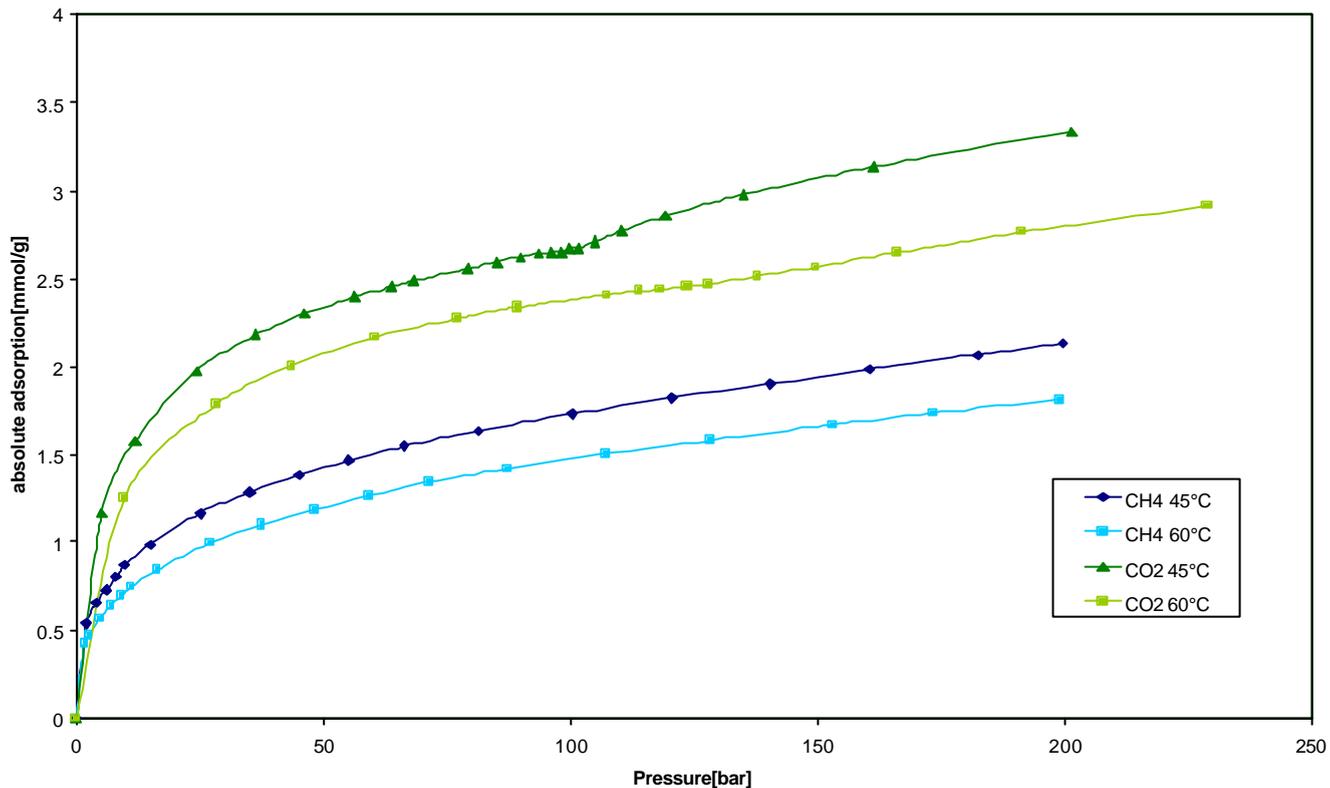


Grafico 3.10(c). Confronto tra l'adsorbimento isoterma assoluto (rispetto alla pressione) CO₂ e CH₄.

Questo grafico mostra che l'adsorbimento assoluto è sempre superiore per la CO₂ rispetto al CH₄ per ogni isoterma considerata.

Comparison with the literature – CO₂

CO₂ excess adsorption: ETH (dry, SULCIS) – Krooss et al. 2003 (dry+ moist, RECOPOL) T=45°C

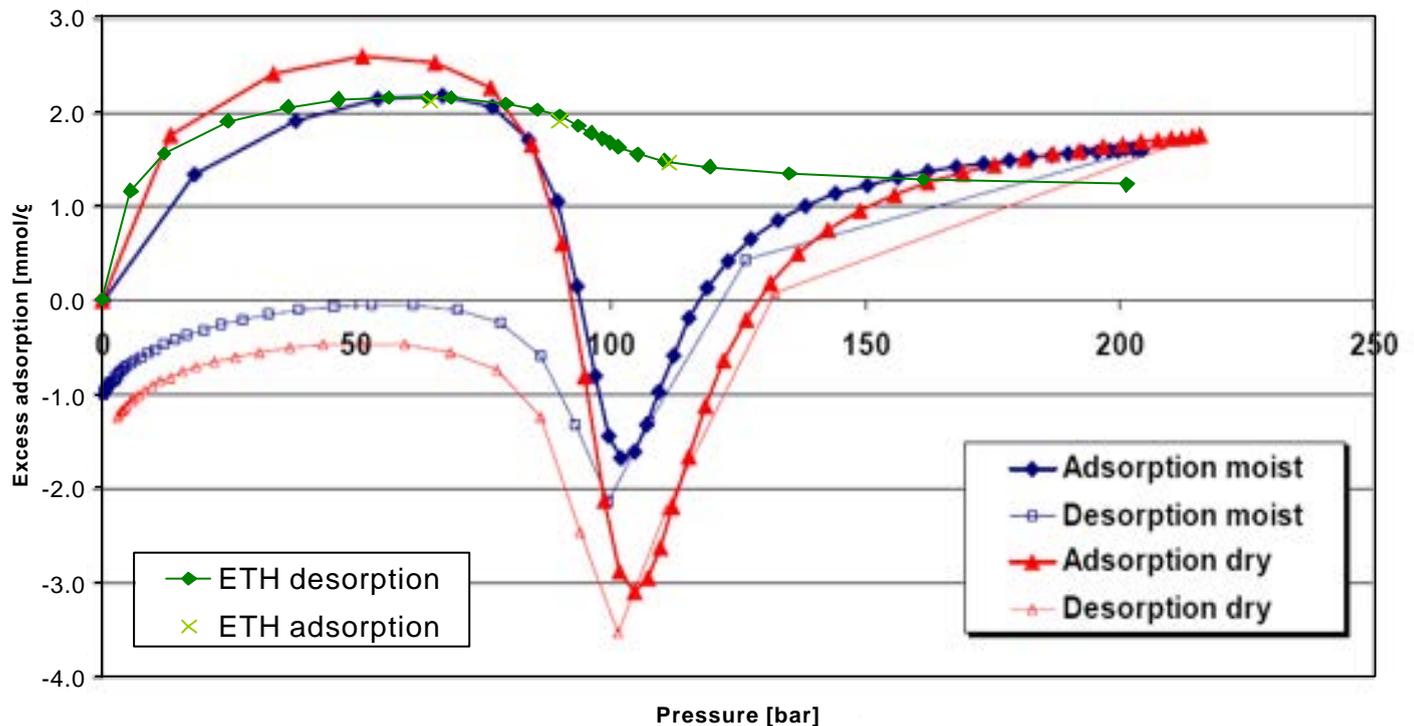


Grafico 3.10(d). Confronto tra l'eccesso di adsorbimento isoterma (in funzione della pressione), per la CO₂, del carbone Sulcis con altri carboni i cui dati sono presenti in letteratura.

In questo grafico si può osservare che il desorbimento della CO₂ per il carbone Sulcis è, a parità di temperatura e altre condizioni (campione secco), più alto rispetto a quello del carbone utilizzato nel progetto RECOPOL (nostro riferimento per il confronto). Si vede inoltre che l'andamento del desorbimento per il carbone Sulcis è più uniforme rispetto a quello RECOPOL.

Comparison with the literature – CH₄

CH₄ excess adsorp.: ETH (dry, SULCIS) – Krooss et al. 2002 (dry+ moist, RECOPOL) T=45°C

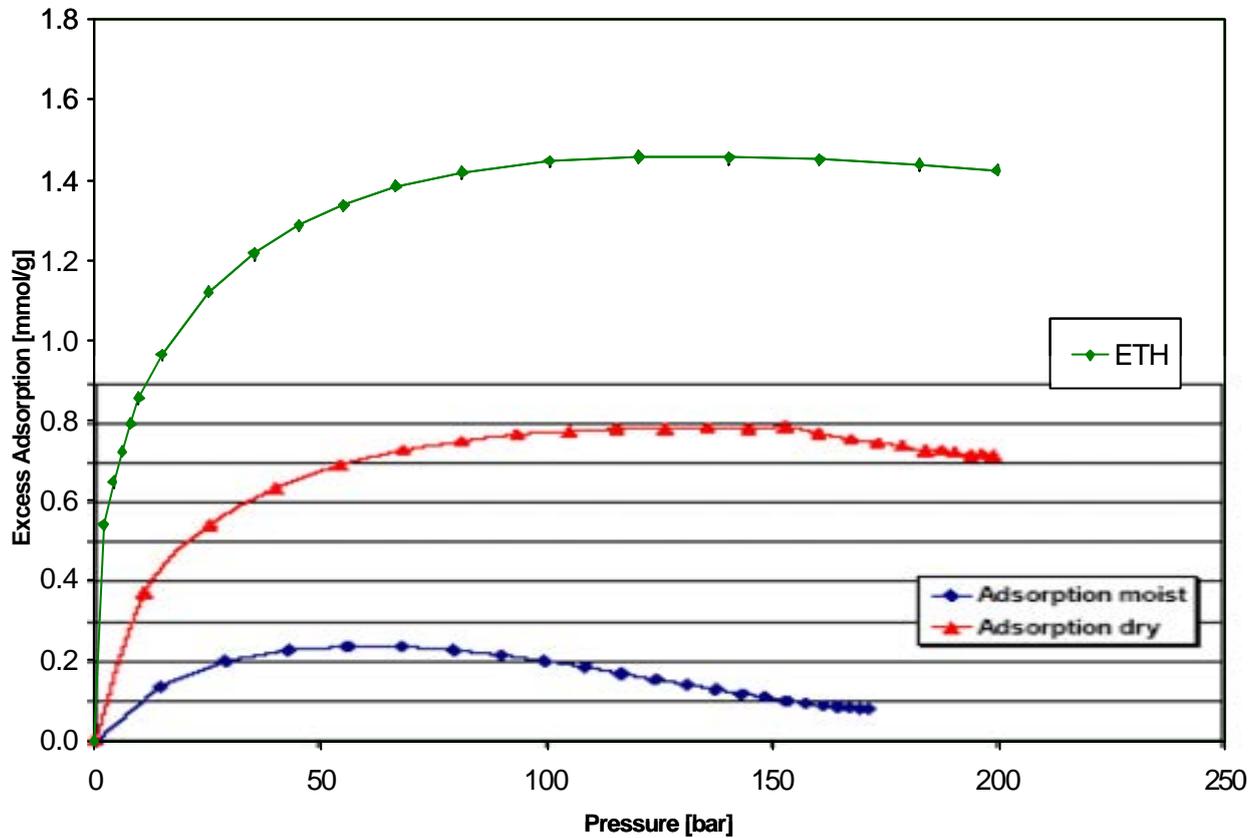


Grafico 3.10(e). Confronto tra l'eccesso di adsorbimento isoterma (in funzione della pressione) per la CH₄ del carbone Sulcis con altri carboni i cui dati sono presenti in letteratura.

Nel grafico si osserva che l'andamento delle isoterme di adsorbimento è analogo per il carbone Sulcis e per quello RECOPOL. Il carbone Sulcis mostra un eccesso di adsorbimento maggiore rispetto a quello RECOPOL.

3.4 Potenzialità CBM ed ECBM della Provincia Carbonifera del Sulcis

Le indagini sviluppata sui campioni di carbone Sulcis ha confermato quanto già riscontrato dai dati di letteratura, in particolare che:

La cinetica di adsorbimento è favorevole alla CO₂ piuttosto che al CH₄.

La velocità di adsorbimento diminuisce con l'aumento della taglia granulometrica, per entrambi i gas.

L'equilibrio viene raggiunto ben prima per i carboni secchi rispetto ai carboni umidi. Il periodo di raggiungimento dell'equilibrio sarà minore se la temperatura diminuisce per ciascun gas.

La velocità di adsorbimento sarà minore se la pressione diminuisce.

Una conseguenza importante che emerge da tali informazioni è che la maggiore velocità di adsorbimento della CO₂ rispetto al CH₄ sembra rendere concreta l'ipotesi di poter effettuare lo stoccaggio di CO₂ negli strati profondi del bacino del carbone Sulcis mediante l'applicazione delle tecnologie ECBM.

È da rilevare tuttavia che, prove di adsorbimento sul carbone Sulcis effettuate con miscele di gas hanno messo in evidenza che l'adsorbimento selettivo non è sempre favorevole per la fase CO₂. In particolare se si decidesse di iniettare direttamente il gas di scarico industriale (Flue Gas) tal quale (senza cattura della CO₂) negli strati profondi del giacimento, risulterebbe necessario definire la composizione della miscela, in particolare il quantitativo di N₂ presente. Esso infatti influenza fortemente l'adsorbimento della CO₂, dovuta alla competizione che si genera tra differenti gas nell'occupare i siti di adsorbimento.

Come mostrato dalle analisi e dai dati di letteratura, l'anidride carbonica è adsorbita maggiormente rispetto al metano nella matrice del carbone.

Normalmente la superficie di un letto di carbone può immagazzinare, come minimo, approssimativamente due molecole di CO₂ per una di CH₄. La misura esatta del rapporto di scambio (exchange ratio) viene determinata tramite test di laboratorio e simulazioni numeriche.

3.4.1 Valutazioni sulle riserve CBM ed ECBM e sulle delle capacità di confinamento geologico della CO₂ nel Bacino carbonifero del Sulcis

Per la valutazione delle riserve di CBM (Gas Producibile), due formule sono comunemente utilizzate:

$$\mathbf{GIP=A \times h \times ? \times GC}$$

dove

GIP = Gas in place, milioni di metri cubi [Mm³]

A = Area [m²]

h = spessore netto [m]

? = densità del carbone [t/m³]

GC = Contenuto in gas, è la quantità reale di gas adsorbito dal carbone per unità di massa [m³/t].

e:

$$\mathbf{PG=GIP \times C \times R}$$

dove:

PG = Gas Producibile, milioni di metri cubi [Mm³]

C = Fattore di Completamento, è una stima della parte dello spessore cumulativo del carbone all'interno dello strato perforato che contribuirà alla produzione di CBM dipendente dallo spessore e dalla distanza tra letti di carbone separati.

R = Fattore di Recupero della quantità di gas producibile (PG) da un letto a carbone. Tramite metodi industriali convenzionali di tipo CBM è previsto il recupero dal 20 al 60% del GIP, in funzione della caduta di pressione (depressurizzazione che libera il CBM verso la superficie). Mentre tramite l'applicazione di metodi CO₂-ECBM il recupero è teoricamente del 100%.

I parametri utilizzati per il calcolo del GIP e del PG, sulla base dei dati preliminari al momento in possesso e dei risultati della ricerca bibliografica condotta, sono riportati in tabella 3.4.

Parametro	Unità	Valore
Area Onshore	Km ²	228,7
Area Offshore	Km ²	173,5
Densità del carbone	t/m ³	1,55
Spessore netto	m	10,78
Contenuto in Gas (GC)	m ³ /t	7-13*
Fattore di completamento onshore		0,50
Fattore di completamento offshore		0,45
Fattore di recupero per CBM		0,5
Fattore di recupero per ECBM		0,9

Tabella 3.4: *Elenco dei parametri e delle variabili utilizzate nella stima, di prima approssimazione, delle reserve CBM ed ECBM (PG) nonché delle capacità di stoccaggio geologico della CO₂ nel Bacino carbonifero del Sulcis.*

*dai valori dell'“eccesso di adsorbimento” (*Excess Sorption*) di CH₄ (e quindi dai relativi valori di adsorbimento assoluto) ottenuti da ETH di Zurigo, è stato calcolato un valore massimo di CG alle condizioni di serbatoio pari a 28 m³/ton. Precedenti studi, indicano che i letti di carbone aventi le stesse caratteristiche di quelle riscontrate per il carbone Sulcis, sono normalmente sotto saturi in metano oltre a trattenere una significativa imbibizione (per il carbone Sulcis si ha un'umidità del 5-7%) che generalmente inibisce la capacità di adsorbimento nel carbone stesso. Per quanto sopra, nella formula si utilizzerà un Contenuto in Gas (Gas Content =GC) pari a 7-13 m³/ton, valore medio di letteratura per questo tipo di carboni.

In tabella 3.5 sono riportate le stime del PG del bacino carbonifero del Sulcis, calcolato considerando i valori di GC pari a 7 e 13 m³/t, previsti per il carbone Sulcis. L'area di interesse per l'applicazione delle tecniche ECBM è stata suddivisa “onshore” ed

“offshore”, allo scopo di avere due differenti scenari da includere nello studio di economicità del progetto operativo.

	Onshore		Offshore		Totale	
GC (m³/t)	7	13	7	13	7	13
PG stimate come CBM (Mm³)	6687	12419	4566	8480	11253	20899
PG stimate come ECBM (Mm³)	12037	22355	8219	15263	20256	37618

Tabella 3.5: Riserve CBM ed ECBM stimate nell'area di interesse per l'applicazione delle tecniche ECBM

La seguente formula è utilizzata per calcolare la quantità di CO₂ che può essere immagazzinata in una strategia ECBM:

$$CO_2S = PG \times \rho_{CO_2} \times ER \times 10^{-9}$$

dove:

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

PG = Gas Producibile in loco in metri cubi [m³];

ρ_{CO_2} = Densità standard della CO₂ (1,75 [Kg/m³]);

ER = rapporto di scambio di CO₂/CH₄

Assumendo un rapporto di scambio di 2:1 ed un PG di circa 20256 Mm³ (Fattore di Recupero del 90% dal momento in cui la strategia ECBM è stata utilizzata) la quantità di CO₂ che può essere immagazzinata da uno schema ECBM risulta pari a 71 Mt.

$$CO_2S = 20250 \times 10^6 \times 1.75 \times 2 \times 10^{-9} = 71 \text{ Mt}$$

Una volta che circa il 90% del CBM è stato recuperato, ulteriore CO₂ può essere iniettata per lo stoccaggio, grazie al fatto che il carbone ha un'elevata capacità di adsorbirla. Gli studi sperimentali dell'ETH hanno mostrato per il carbone Sulcis una capacità di adsorbimento di circa 45 m³/t. Con questo valore e la seguente formula si può stimare la CO₂ immagazzinata alla conclusione del processo ECBM.

$$CO_2S_{extra} = (A \times h \times \rho \times S \times \rho_{CO_2} \times C \times 10^{-3}) - CO_2S = 194 \text{ Mt}$$

dove:

- A = Area (402.2 x 10⁶ m²)
- h = spessore netto (10.78 m)
- ρ = densità del carbone (1.55 t/m³)
- S = capacità di adsorbimento (45 m³/t)
- ρ_{CO_2} = densità standard della CO₂ (1.75 Kg/m³)
- C = Fattore di completamento, pari al 50%.

Poiché il parametro CO₂S indica la CO₂ che può essere immagazzinata nel carbone Attraverso operazioni ECBM, CO₂S_{extra} indica l'ulteriore quantitativo immagazzinabile oltre le tecniche ECBM. Pertanto la capacità di stoccaggio totale è di circa 265 Mt.

Il GIP e la trasportabilità del gas del reservoir (dipendente essenzialmente dalla sua permeabilità) risultano essere i due parametri che rivestono il più importante ruolo nel valutare una campagna di prospezione CBM:

Nella tabella seguente sono riportate le quantità stimate della capacità di stoccaggio della CO₂ sia nel caso in cui GC è pari a 7 m³/t sia nel caso in cui GC è pari a 13 m³/t. Come per le valutazioni del PG, l'area in studio è divisa in capacità di stoccaggio "onshore" ed "offshore", allo scopo di avere due differenti scenari da includere nello studio di economicità del progetto operativo.

	Onshore		Offshore		Totale	
GC [m³/t]	7	13	7	13	7	13
PG [Mt]	20250	37618	20250	37618	20250	37618
CO₂S	42	78	29	53	71	132
Capacità di stoccaggio di CO₂ in regime ECBM [Mt]						

CO₂S_{extra}	108	72	85	61	194	133
Capacità di stoccaggio oltre l'applicazione delle tecniche ECBM [Mt]						
CO₂S + CO₂S_{extra} [Mt]					265	

Tabella 3.6: capacità di stoccaggio geologico di CO₂ nell'area di interesse per l'applicazione delle tecnologie ECBM nel bacino carbonifero del Sulcis.

Nella valutazione sopra riportata, la quantità totale di CO₂ immagazzinata non include il possibili stoccaggi dell'anidride carbonica in acquiferi salini probabilmente presenti al disotto del Produttivo come sembrerebbe indicare l'analisi del campione di acque rappresentativo denominato SUL 4.

4. Applicazione delle tecnologie CCS agli impianti di generazione elettrica del Sulcis

Attualmente, gli impianti di generazione elettrica situati nel Sulcis non rispettano i limiti di emissione di CO₂ stabiliti dal Piano Nazionale di Assegnazione ed è quindi necessario comprare altre quote o pagare la penale sulla CO₂ emessa oltre i limiti. E' pertanto importante valutare se l'applicazione della tecnologia ECBM agli impianti termoelettrici del Sulcis costituisca una valida alternativa all'acquisto di quote di emissione, nell'ipotesi che indagini più approfondite confermino i dati sulle potenzialità di produzione di gas metano e sulle capacità di stoccaggio di CO₂ nel bacino carbonifero. Sempre in tale ipotesi vengono inoltre esaminati gli eventuali vantaggi economici legati all'integrazione degli impianti di generazione elettrica con un'unità di separazione della CO₂ e la possibilità di iniettare quest'ultima nel giacimento di carbone tramite la tecnologia ECBM.

4.1 Il territorio del Sulcis

Le emissioni antropiche di CO₂ nell'area del Sulcis sono riconducibili al polo industriale di Portovesme. In questa zona oltre ad alcune industrie per la produzione di allumina e prodotti semilavorati di alluminio con bassa emissione di CO₂, che da sole non giustificano l'introduzione delle tecnologie CCS, sono presenti due impianti di generazione elettrica alimentati a carbone, che sono stati considerati in questa analisi. Oltre a questi due impianti, è stato considerato l'impianto Sarlux IGCC, situato vicino al bacino carbonifero Sulcis, e un nuovo impianto di generazione elettrica che probabilmente entrerà in funzione intorno al 2012.

I quattro impianti di generazione elettrica considerati in questo studio (la cui localizzazione è mostrata in figura 5.1) sono:

- Sulcis SU3, gruppo da 240 MWe di proprietà dell'ENEL situato nell'area industriale di Portovesme; è stato progettato per poter funzionare a carbone

o a olio combustibile; è in funzione dal 1986 ed è basato su un ciclo convenzionale a vapore; è dotato di un precipitatore elettrostatico, un sistema di desolforazione dei gas combusti mediante assorbimento a umido con calcare e un sistema di denitrificazione di tipo SCR (Riduzione Selettiva Catalitica).

- Sulcis CFBC (Circulating Fluidised Bed Combustion), un impianto a combustione a letto fluido circolante da 360 MWe, di proprietà dell'ENEL, anch'esso situato nella zona industriale di Portovesme; la sua entrata in esercizio è prevista entro il 2006.
- “Nuova Sulcis”, impianto ultrasupercritico da 700 MWe che dovrebbe entrare in esercizio intorno al 2012 e che sarà alimentato da una miscela di carbone Sulcis con carbone d'importazione.

A questi si aggiunge un quarto impianto, più distante dal bacino carbonifero:

- Sarlux IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle), in opera dal 2000 ed è il più grande impianto IGCC al mondo (555 MWe); situato nella zona industriale di Sarroch (nella costa meridionale della Sardegna) è alimentato con il TAR prodotto nella raffineria Saras S.p.A.; l'impianto si divide in tre differenti sezioni: una sezione di gassificazione (basata sul processo Texaco), una sezione di trattamento del syngas (con produzione di idrogeno) e una sezione avanzata di generazione elettrica (Collodi, 2003; Smith, 2002).

Come è stato più volte sottolineato, gli impianti presi in considerazione (compresa la “Nuova Sulcis”, della quale è stata recentemente effettuata un'analisi tecnologica ed economia preliminare) al momento non includono alcun sistema CCS.

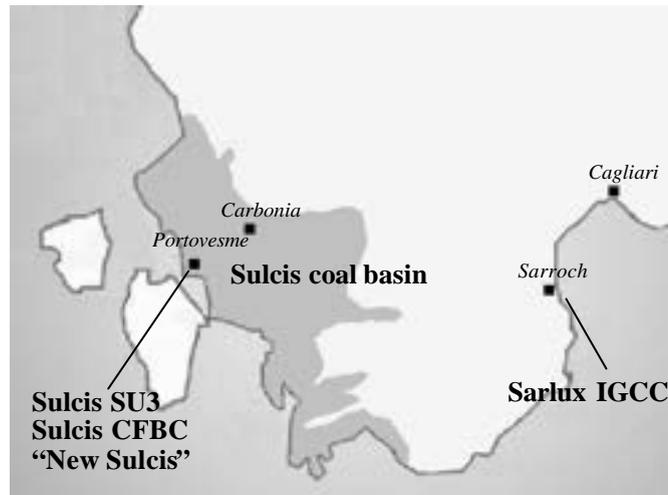


Figura 4.1. Il territorio del Sulcis e il bacino carbonifero.

La tabella 4.1 mostra i principali parametri che caratterizzano gli impianti considerati.

	Sulcis SU3	Sulcis CFBC	Sarlux IGCC	"Nuova Sulcis"
Potenza netta [MW]	240	360	555	700
Rendimento [%] ^(a)	38%	38%	38%	44%
Disponibilità [h/yr.]	6 500	7 700	8 000	8 000
Produzione elettrica [GWh/yr.]	1 560	2 772	4 440	5 600
Nota: (a) Basato sul potere calorifico inferiore.				

Tabella 4.1. Attuale configurazione degli impianti considerati

4.2 Assunzioni e analisi

In accordo con il Piano Nazionale di Assegnazione delle quote, gli impianti considerati sono soggetti ai limiti di emissione mostrati in tabella 4.2. In tale tabella è inoltre presentata la produzione annua di CO₂ di tali impianti. Per l'impianto Sarlux IGCC il limite di emissione ufficiale (3,66 Mt/anno) riguarda tutta la raffineria Saras; ma per questa analisi si considera un limite di 1,10 Mt/anno per il solo impianto IGCC. Per la "Nuova Sulcis" è stato considerato un limite di emissione di 1,30 Mt/anno. La produzione annuale di CO₂ mostrata in tabella può essere valutata considerando il sistema Sardegna-Italia perfettamente interconnesso e si riferisce alla situazione nel 2007, eccetto che per la "Nuova Sulcis", le cui valutazioni si riferiscono al 2012 (anno di presunta entrata in esercizio).

	Produzione CO ₂ [Mt/yr.]	limiti emissione CO ₂ [Mt/yr.]
Sulcis SU3	1,74	0,17
Sulcis CFBC	2,35	1,27
Sarlux IGCC	3,51	1,10
"Nuova Sulcis"	4,00	1,30

Tabella 4.2 *Produzione stimata di CO₂ e limiti di emissione*

L'analisi qui presentata si basa su una valutazione dei costi d'investimento per la separazione, compressione, trasporto e confinamento della CO₂ utilizzando la tecnologia ECBM (Enhanced Coal-Bed Methane) e di tutti i costi operativi che ne

conseguono (come i costi derivanti dalla riduzione di potenza dovuta all'introduzione del sistema di separazione e il profitto derivante dalla produzione di metano); questi costi sono stati comparati con il costo delle quote di emissione di CO₂ che, nella situazione attuale, dovrebbero essere comprate.

4.3 Impianto di separazione della CO₂

Come sistema di cattura della CO₂, per tutti e quattro gli impianti (incluso l'IGCC Sarlux, nel quale la CO₂ deve essere separata dopo la combustione per poter mantenere l'attuale configurazione della sezione di potenza dell'impianto) si è considerato un processo di assorbimento con ammine, per la sua alta affidabilità e soprattutto perchè è possibile introdurre il sistema in un impianto esistente senza dover fare grosse modifiche strutturali. Questo tipo di sistema comporta una riduzione della potenza erogata dall'impianto a causa dell'elevato consumo energetico del processo, in particolare della sezione di rigenerazione del solvente. La Tabella 4.3 mostra le principali assunzioni sul processo di separazione della CO₂. In particolare sono riportati la riduzione di potenza (Kjaer, 2003) e i costi capitali per l'impianto di separazione (Metz et al., 2005).

	Sulcis SU3	Sulcis CFBC	Sarlux IGCC	"Nuova Sulcis"
Solvente	MEA	MEA	MEA	MEA
Riduz. di potenza ^(a)	20%	20%	20%	12%
Effic. separaz. CO ₂	85%	85%	85%	90%
Costi capitali [€/kW]	720	720	380	540
Costi capitali globali [M€]	172,8	259,2	210,9	378,0
Nota: ^(a) riferita alla potenza netta attuale.				

Tabella 4.3 *Principali assunzioni sul processo di separazione della CO₂*

È importante notare che per gli impianti esistenti è stata considerata un'efficienza di separazione della CO₂ relativamente bassa, pari all'85% (un piccolo aumento dell'efficienza di separazione comporta un elevato aumento dei costi capitali),

mentre si può considerare un valore di efficienza del 90% (in accordo con l'attuale stato dell'arte di tale tecnologia) per la "Nuova Sulcis". In ogni caso, come conseguenza dell'introduzione dei sistemi CCS, l'emissione di CO₂ è minore rispetto alla quantità concessa dalle quote. Inoltre, il costo capitale dell'impianto della "Nuova Sulcis" (540 €/kW) è più basso se paragonato con gli stessi parametri di un impianto esistente alimentato a carbone (720 €/kW per la Sulcis SU3 e la Sulcis CFBC). Anche per l'impianto Sarlux IGCC lo stesso parametro risulta essere più basso che per gli altri impianti considerati.

L'installazione del processo di assorbimento della CO₂ influenza in maniera significativa i costi di separazione e confinamento dell'anidride carbonica. Per questa ragione, in accordo con le attuali normative finanziarie, è stato considerato un piano di ammortamento a quota capitale costante (Pareschi, 1994), assumendo i parametri finanziari ed economici mostrati in tabella 4.4.

Vita utile del progetto [yr.] ^(a)	20
Tasso di interesse	10%
Tasso di inflazione	2%
Periodo di costruzione dell'impianto [mesi]	12
Start-up, scorte e ricambi, royalties, ecc. ^(b)	5%
Costi di ingegneria ^(c)	10%
Contingenze ^(c)	15%
Costi annuali operative e di manutenzione ^(b)	4%
Note: ^(a) per l'impianto Sulcis SU3, operative dal 1986, è stata considerata una vita utile del progetto pari a 8 anni; ^(b) percentuale del costo dell'impianto; ^(c) percentuale del costo dei componenti.	

Tabella 4.4 Assunzioni economiche e finanziarie

Per ciascun anno della vita utile del progetto, sono stati valutati i costi capitali (che sono dati dalla somma della quota capitale e degli interessi annui) e operativi,

insieme ai costi dovuti alla mancata produzione elettrica per la riduzione di potenza, assunta pari a 3,9 c€/kWh (Metz et al., 2005), con un incremento annuale dell'1% (ENEA, 2004), e ai profitti dati dalla riduzione delle emissioni di CO₂ (risparmi economici dati dal mancato acquisto delle quote in difetto e i profitti risultanti dalla vendita delle quote in eccesso), considerando un prezzo base di circa 27 €/t per ogni quota di emissione di CO₂.

4.4 Compressione e trasporto della CO₂

Si ipotizza che la CO₂ assorbita dall'impianto di separazione venga compressa a circa 12-14 MPa 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) (Wong e Bioletti, 2002).

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 (Hendriks et al., 2004) (riferito a una concentrazione di CO₂ tra l'83 e il 97%). È stato anche assunto (Metz et al., 2005) un costo di trasporto di 1,4 c€/(t km), riferito a condotte di terra.

I costi annui di compressione e trasporto della CO₂ sono mostrati nella tabella 4.5, insieme alla lunghezza stimata per la condotta.

	Sulcis SU3	Sulcis CFBC	Sarlux IGCC	"Nuova Sulcis"
Quantità CO ₂ [Mt/yr.]	1,48	1,99	2,98	3,60
Lungh. pipeline [km]	40	40	100	40
Costi annui				
Compress. [M€/yr.]	11,09	14,96	22,37	27,03
Trasporto [M€/yr.]	0,83	1,12	4,18	2,02

Tabella 4.5 Costi annuali di compressione e trasporto della CO₂

4.5 Stoccaggio geologico della CO₂

In questa valutazione è considerato un costo di stoccaggio della CO₂ di 0,3 €/kg (che non include il guadagno dato dalla produzione di metano) (Metz et al., 2005; Gunter, 2002). Inoltre, per ogni tonnellata di CO₂ stoccata, si è ipotizzato di poter estrarre circa 285 m³ di metano (Amorino et al., 2005; Van Bergen et al., 2004). Infine, il valore del metano estratto può essere assunto pari a circa 6,4 €/m³, con un incremento annuo medio del 3,2% (Chiesa, 2006).

Sulla base delle assunzioni summenzionate, è possibile valutare, per ogni anno di vita del progetto, il costo del confinamento geologico della CO₂ e il guadagno risultante dalla vendita del metano, così come mostrato nella tabella 5.6.

	Sulcis SU3	Sulcis CFBC	Sarlux IGCC	"Nuova Sulcis"
Quantità di CO ₂ confinata [Mt/yr.]	1,48	1,99	2,98	3,60
Quantità di metano estratto [Mm ³ /yr.]	421,5	568,3	850,0	1027,0
Costi e ricavi annui				
Confinam. CO ₂ [M€/yr.]	4,44	5,98	8,95	10,81
Vendita metano [M€/yr.] ^(a)	26,98	36,37	54,40	65,73
Nota: ^(a) I valori sono riferiti al primo anno di funzionamento dell'impianto di confinamento (2008).				

Tabella 4.6 Costi annui di stoccaggio della CO₂ e vendita del metano

4.6 Risultati

Il bilancio globale economico e finanziario di ciascun investimento è dato dalla somma dei valori netti attualizzati (riferiti al primo anno di vita del progetto) dei seguenti termini:

- rata annuale dei costi capitali e operativi;
- costi annui di mancata produzione elettrica conseguente alla diminuzione della potenza erogata;
- ricavo annuo per la mancata emissione di CO₂;
- ricavo annuo dato dalla vendita delle quote di emissione di CO₂;
- costi annui di compressione della CO₂;
- costi annui di trasporto della CO₂;
- costi annui di stoccaggio della CO₂;
- ricavi annui per la vendita del metano estratto.

Il valore attuale del profitto globale che sembrerebbe si possa ottenere con l'introduzione di un sistema di separazione e confinamento della CO₂ per i quattro impianti presi in considerazione è mostrato in tabella 5.7, insieme al tempo di ritorno (pay-back time) del capitale investito e insieme al costo della mancata emissione di CO₂ (che non include il profitto dato dalla vendita del metano).

	Sulcis SU3	Sulcis CFBC	Sarlux IGCC	"New Sulcis"
Vita utile progetto [yr.]	8	20	20	20
Profitto globale [M€]	44,7	200,3	434,3	569,5
Pay-back time [yr.]	7	11	7	8
Costi di mancata emissione CO ₂ [€/t]	40,76	36,32	31,93	29,82

Tabella 4.7. *Bilancio finanziario globale*

Il valore attuale del profitto globale risulta positivo per tutti gli impianti, in particolare per l'impianto Sarlux IGCC e la "Nuova Sulcis", per via del più basso costo capitale legato all'introduzione dell'impianto di separazione della CO₂. Tuttavia, il

profitto che si ottiene dall'impianto Sulcis SU3 è molto basso e non appare quindi opportuno l'investimento, anche dal momento che il pay-back time è molto vicino alla vita utile del progetto.

Un altro risultato interessante di quest'analisi è la valutazione del costo della mancata emissione di CO₂, che è il costo per la separazione, il trasporto e il confinamento dell'anidride carbonica (esclusi i profitti dati dalla vendita del metano e delle quote di emissione). Il costo della mancata emissione di CO₂ per l'impianto Sulcis SU3 non appare competitivo con il prezzo delle quote di emissione (27 €/t), sempre escludendo dalla valutazione la vendita del metano; questo conferma che tale soluzione non appare opportuna per questo tipo di impianto; d'altra parte, il costo della CO₂ separata dagli altri impianti è competitivo con quello delle quote di emissione (Metz et al., 2005; Wong e Bioletti, 2002; McKee, 2002).

Come già detto, il costo delle licenze è molto variabile; per questa ragione, è stata fatta un'analisi di sensitività per valutare gli effetti di questo parametro sul bilancio finanziario globale (figura 4.2) e sul tempo di ritorno del capitale (figura 4.3). A tale scopo, si è preso in considerazione un intervallo di variazione molto ampio (tra 10 e 35 €/t) per il costo delle quote di emissione.

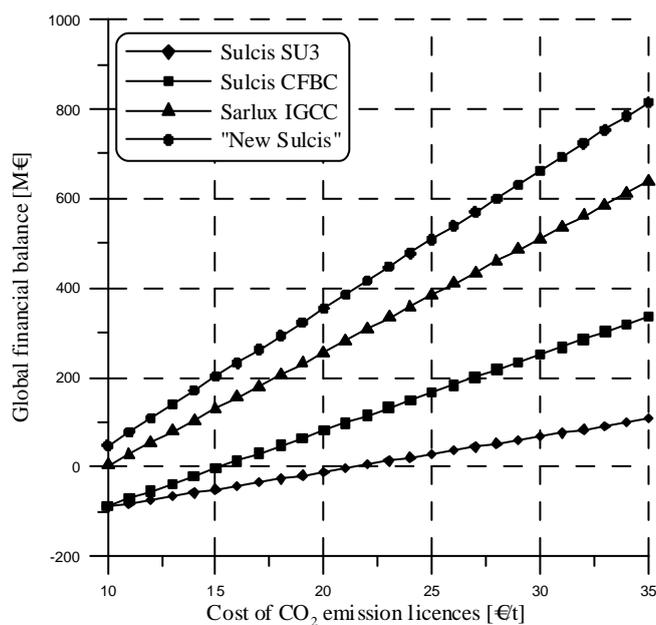


Figura 4.2. *Variazione del bilancio globale con il costo delle quote di emissione di CO₂*

In particolare, con riferimento alla figura 2, per gli impianti considerati l'analisi mostra un incremento quasi lineare del bilancio globale conseguente all'aumento del prezzo delle quote di emissione. È interessante notare che per la Sarlux IGCC e la "Nuova Sulcis" il bilancio finanziario è positivo anche per bassi valori del costo delle quote. D'altra parte, gli impianti Sulcis CFBC e Sulcis SU3 presentano un bilancio positivo solo quando il costo delle quote è più alto di 16 e 22 €/t, rispettivamente.

Con riferimento alla figura 3, l'analisi mostra una forte influenza del costo delle quote sul pay-back time. Un aumento del costo delle quote comporta una riduzione di tale tempo conseguente al più elevato profitto dato dalla vendita delle stesse quote.

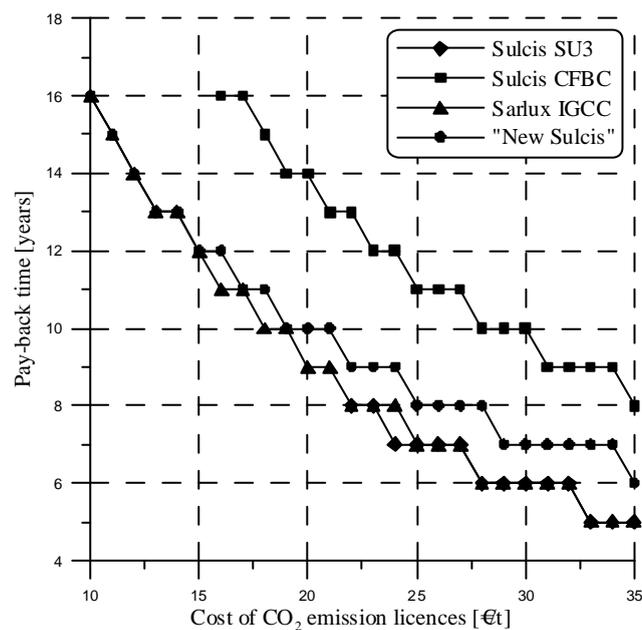


Figura 4.3 *Variazione del pay-back time con il costo delle quote di emissione di CO₂*

Si fa presnete che lo studio tecnico preliminare (Amorino et al., 2005) condotto di recente sul bacino carbonifero, secondo cui sarebbe possibile produrre circa 285 m³ per ogni tonnellata di CO₂ confinata, non è basato su studi in loco ma solo sull'applicazione di due differenti metodi empirici; perciò è stata fatta un'analisi di sensitività per valutare l'influenza della quantità specifica di metano prodotto (m³ di

metano estratto per tonnellata di CO₂ confinata) sul bilancio globale (figura 5.4) e sul pay-back time (figura 4.5) per gli impianti considerati.

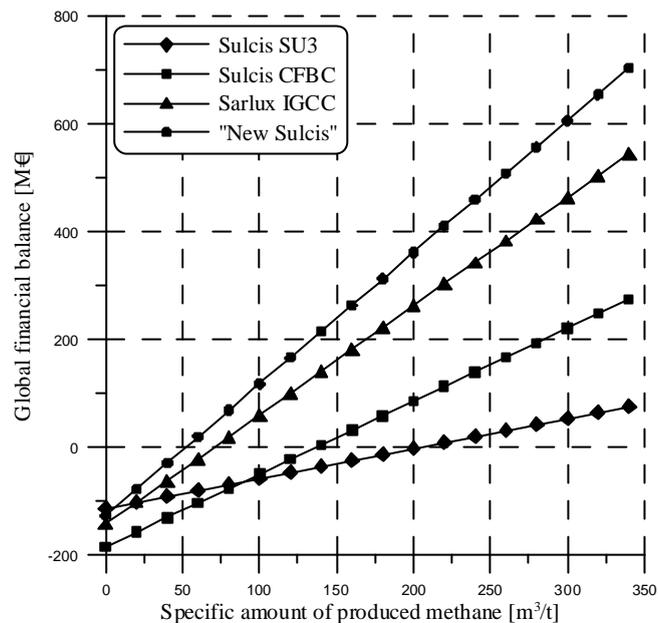


Figura 4.4. Variazione del bilancio globale con la produzione di metano

La figura 4.4 mostra come l'introduzione di un sistema CCS basato sulla tecnologia ECBM negli impianti Sarlux IGCC e "Nuova Sulcis" è sempre conveniente anche con una bassa produzione di metano (70,4 e 52,1 m³/t rispettivamente). D'altra parte, l'investimento per l'impianto Sulcis CFBC può essere conveniente solo se la quantità di metano estratta è superiore a 136,9 m³/t. In fine, per quanto riguarda la Sulcis SU3 l'investimento è vantaggioso solo per una quantità di metano estratta pari a 204,7 m³/t.

Per quanto riguarda il pay-back time, la figura 4.5 mostra una notevole influenza della quantità di metano estratto su questo parametro. Come ci si aspettava, gli impianti IGCC Sarlux e la "Nuova Sulcis" sono caratterizzati da valori del pay-back time compresi in un intervallo che va da 6 a 17 anni, da comparare con la vita utile del progetto che è di 20 anni; perciò, l'investimento per questi impianti può essere considerato conveniente anche con basse produzioni di metano. D'altra parte, l'impianto Sulcis CFBC è caratterizzato da un elevato tempo di ritorno del capitale

e l'investimento non è proficuo se non si ha un certo valore di metano estratto. Infine, l'impianto Sulcis SU3 è caratterizzato da un pay-back time compreso tra i 6 e gli 8 anni, da comparate con la vita utile del progetto che è di 8 anni; perciò l'investimento non appare conveniente neanche per elevate produzioni di metano.

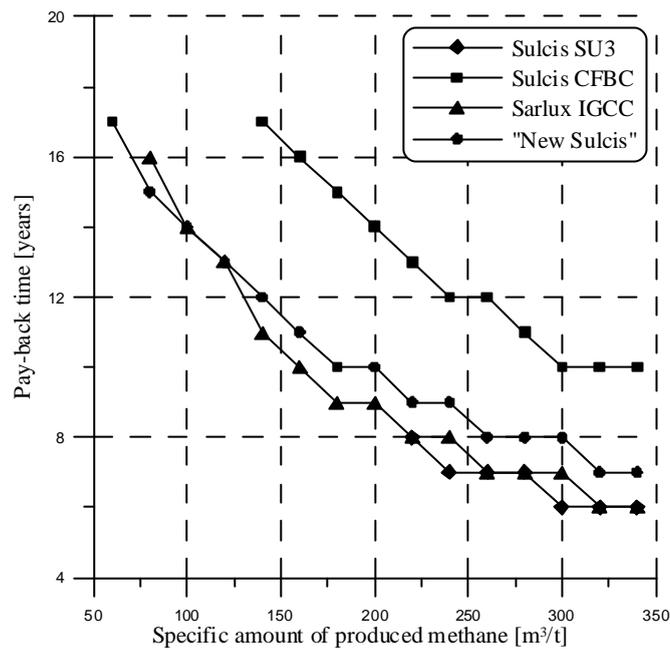


Figura 4.5. *Variazione del pay-back time con la produzione di metano*

5 Analisi tecnico-economica impianto zero-emissions con separazione e confinamento geologico della CO₂

Parallelamente allo scenario presentato nel capitolo precedente è stata presa in considerazione una ulteriore applicazione delle tecniche ECBM nel Sulcis: un impianto integrato zero emission con potenza termica di 1500 MW, con captazione completa della CO₂ prodotta. Sono di seguito descritti gli aspetti impiantistici e le implicazioni economiche di tale progetto.

5.1. L'impianto di generazione elettrica integrato con la miniera

L'analisi dello stato dell'arte delle tecnologie di generazione elettrica su larga scala (tra 300 e 700 MW_e) adatte all'applicazione nell'area del Sulcis ha individuate tre principali tipologie d'impianto: **USPCC** (*Ultra-Supercritical Pulverized Coal Combustion*, impianti supercritici a polverino di carbone), **PFBC** (*Pressurized Fluidized Bed Combustion*, combustione il letto fluido pressurizzato) e **IGCC** (*Integrated Gasification Combined Cycle*, cicli combinati integrati con processi di gassificazione).

Configurazione impiantistica

L'impianto USPCC è basato su un boiler avanzato operante ad alta temperatura (con una pressione operativa di 250-280 bar e una temperatura di 580-600 °C). I gas combustibili sono depurati in una linea di trattamento al fine di rimuoverne i principali composti inquinanti; in particolare un sistema di filtri a maniche opera la rimozione del particolato e un sistema SNOX per la rimozione catalitica combinata degli ossidi di azoto e zolfo. Nei processi SNOX lo zolfo contenuto nel gas è recuperato sotto forma di acido solforico ad alta purezza, mentre gli NO_x sono ridotti ad azoto molecolare. Il processo non consuma acqua o altri materiali, fatta eccezione per l'ammoniaca utilizzata per la riduzione catalitica degli NO_x; il

sistema inoltre non genera alcuna fonte secondaria di inquinamento, come acque reflue, *slurries* o residui solidi (Schoubye et al., 2002).

L'impianto PFBC è basato su un ciclo a vapore sub-critico (operante alla pressione di 160-180 bar e alla temperatura di 550-560 °C). Il processo di combustione comprende una desolforazione "in situ" mediante sorbenti a base di calcio (con un rapporto Ca/S pari a circa 2, che corrisponde a una efficienza di rimozione degli SOx dell'83% circa); i gas reflui (caratterizzati da una pressione di 12-16 bar e da una temperatura di 800-900 °C) sono inviati a un ciclone, seguito da una turbina a gas, che produce circa il 15-20% dell'energia complessivamente prodotta. A valle della turbina a gas, i gas combusti sono inviati a un sistema di trattamento che comprende dei filtri a maniche per il completamento della depolverazione, un sistema FGD (*Flue Gas Desulphurization*) per la rimozione degli SOx e un sistema SCR (*Selective Catalytic Reduction*) per la separazione degli NOx.

Infine, l'impianto IGCC considerato è basato su un gassificatore a letto trascinato alimentato a *slurry* (processo di tipo GE/Texaco). Il syngas prodotto, alla temperatura di circa 1400 °C, è inviato a un sistema di *syngas coolers* (che producono vapore ad alta pressione) seguito da un *wet scrubber* per la rimozione delle polveri. I composti solforati (H₂S e COS) vengono rimossi mediante un sistema di assorbimento convenzionale (tecnologia Selexol), con una efficienza di rimozione del 99%; i gas acidi sono trattati in un processo Claus/SCOT per il recupero dello zolfo elementare e il trattamento dei gas di coda. Infine, il syngas depurato è inviato al ciclo combinato, utilizzando una turbina a gas operante con un rapporto di compressione di 15-16 e con una temperatura di ingresso in turbina di 1300-1400 °C.

Per quanto riguarda il sito, la proposta è che l'impianto venga realizzato nei pressi della miniera di carbone, per ridurre drasticamente i costi di trasporto del carbone locale e delle ceneri, che possono essere confinate in modo permanente nelle vene esaurite di carbone (fatta eccezione per l'impianto IGCC, le cui ceneri sono totalmente inerti e possono essere riutilizzate nel settore edile).

la quantità di carbone locale utilizzato nell'impianto dovrebbe essere quanto più elevata possibile al fine di aumentare la produzione della miniera; ma d'altra parte,

una quantità troppo elevata di carbone Sulcis (caratterizzato da un tenore di zolfo elevatissimo, dell'ordine del 6%) comporta un costo eccessivo per la riduzione delle emissioni di SOx. Pertanto, per il presente studio, è stato ipotizzato di alimentare l'impianto con una miscela composta per il 50% (in termini energetici) da carbone Sulcis e per il restante 50% da carbone d'importazione (caratterizzato da un tenore di zolfo non superiore allo 0,5-0,6).

La definizione della taglia dell'impianto è principalmente conseguenza dei limiti di emissione e della quantità di carbone Sulcis utilizzato. In particolare, considerando una disponibilità dell'impianto di circa 7500-8000 ore anno, si può assumere una taglia ottimale di 1500 MW termici, corrispondente a una potenza elettrica netta di 600-650 MW per le configurazioni impiantistiche convenzionali. Infine per tutte le tre configurazioni si è ipotizzato considerate di realizzare un impianto modulare composto da due gruppi identici.

I principali parametri operativi e le prestazioni dell'impianto, per le tre tecnologie considerate, sono riportati nella tabella 1, con riferimento alla configurazione convenzionale (senza separazione della CO₂) e alla configurazione "CO₂-free", dotata di sistema CCS per la separazione e il confinamento della CO₂.

	USPCC		PFBC		IGCC	
	Impianto convenz.	Impianto con CCS	Impianto convenz.	Impianto con CCS	Impianto convenz.	Impianto con CCS
Potenza termica [MW]	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Efficienza netta (sul PCI)	43,0%	37,8%	42,0%	37,0%	41,0%	34,9%
Potenza elettrica netta [MW]	645,0	567,6	630,0	554,4	615,0	522,7
Assorb sistema separazione CO ₂ ^(a)	-	12%	-	12%	-	15%
Percentuale carbone Sulcis ^(b)	50%	50%	50%	50%	50%	50%

Disponibilità annua [h/anno]	8000	8000	7500	7500	7500	7500
Emissioni CO ₂ [Mt/anno]	4,13	0,41	3,87	0,39	3,87	0,39
Note: (a) Con riferimento alla potenza netta della configurazione convenzionale (Parson, 2002; Rubin et al., 2004). (b) In termini di contributo energetico.						

Tabella 5.1 – *Principali parametri operativi e prestazioni per le configurazioni in esame.*

L'introduzione del processo di separazione della CO₂ (basato su un sistema di assorbimento convenzionale basato su solventi chimici come la monoetanolamina) comporta una riduzione della potenza netta di circa il 12-15%, a causa dell'elevato assorbimento energetico, specialmente per la rigenerazione del solvente. Inoltre, mentre il sistema CCS applicato agli impianti USPPC e PFBC è di tipo post-combustione (operante sui gas combusti), nell'impianto IGCC esso opera sul syngas, a monte del processo di combustione. Pertanto, in quest'ultimo caso, la configurazione impiantistica di base dev'essere modificata con l'introduzione di un processo di *water-gas shift* (al fine di convertire il monossido di carbonio in CO₂) a monte del processo di assorbimento dell'anidride carbonica; in tal modo il ciclo combinato risulta alimentato con un gas composto quasi esclusivamente da idrogeno.

Emissioni

Per quanto riguarda le emissioni inquinanti e i residui solidi e liquidi, le tre tipologie d'impianto considerate sono caratterizzate da prestazioni fortemente differenti.

L'impianto USPPC è caratterizzato da una produzione non eccessiva di ceneri (circa 240.000 tonnellate annue) e di residui liquidi (Grammelis et al., 2002); in particolare, le ceneri possono essere confinate in modo permanente negli strati esausti del giacimento. Inoltre, il sistema di trattamento del gas basato sul processo SNOX consente una emissione estremamente limitata di NO_x ed SO_x.

L'impianto PFBC consente di ottenere emissioni inquinanti molto limitate, ma implica una grande produzione di ceneri e residui solidi (circa 750?000 tonnellate annue), come solfato e carbonato di calcio, derivanti dal processo di desolforazione "in situ" (Grammelis et al., 2002).

Infine, l'impianto IGCC, dotato di un processo convenzionale di trattamento del syngas, rispetto alle altre configurazioni impiantistiche, ha dei vantaggi in termini di emissioni inquinanti e residui solidi, circa 225?000 tonnellate annue (Grammelis et al., 2002); per via delle alte temperature del processo di gassificazione, le ceneri fuse vengono scaricate in un bagno d'acqua e il repentino raffreddamento provoca una solidificazione e vetrificazione delle stesse, che risultano essere completamente inerti e riutilizzabili ad esempio nel settore edile.

La tabella 5.2 mostra le emissioni globali di SO_x, NO_x, particolato e monossido di carbonio per ciascuna delle configurazioni impiantistiche considerate.

	USPCC		PFBC		IGCC	
	Emissione globale [t/anno] ^(a)	Concentrazione [mg/Nm ³] ^(b)	Emissione globale [t/anno] ^(a)	Concentrazione [mg/Nm ³] ^(b)	Emissione globale [t/anno] ^(a)	Concentrazione [mg/Nm ³] ^(b)
SO _x	2547	150	2445	150	1520	150
NO _x	339	20	1019	63	1013	100
Particolato	85	5	81	5	80	5
CO	1300	120	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Note: ^(a) Riferito a una disponibilità annua dell'impianto di 8000 ore. ^(b) Riferito a una concentrazione di O ₂ nei gas combusti pari al 6%. ^(c) Riferito a una disponibilità annua dell'impianto di 7500 ore.						

Tabella 5.2 – Emissioni inquinanti.

Come illustrato nella tabella 2, le emissioni inquinanti sono simili per ciascuna delle configurazioni in esame. In ogni caso, dal punto di vista ambientale, l'elevata

produzione di residui solidi rende la configurazione PFBC meno adatta rispetto alle configurazioni USPCC e IGCC.

5.2 Analisi economica e finanziaria

L'analisi economica e finanziaria preliminare di ciascuna delle configurazioni impiantistiche considerate (con e senza separazione e confinamento geologico della CO₂) consente di valutare, per ciascun anno della vita dell'impianto, il flusso di cassa effettivo e attualizzato, quest'ultimo riferito al primo anno del finanziamento del progetto (ipotizzato ipoteticamente nel 2008).

Costi capitali

La valutazione del costo capitale dell'impianto tiene conto delle principali fasi di costruzione e l'adattamento delle infrastrutture attualmente esistenti. È stato considerato un periodo di progettazione e costruzione della durata di quattro anni (dal 2008 al 2011). La valutazione del costo d'investimento per ciascuna configurazione impiantistica è riportata sinteticamente in tabella 6.3.

Costi capitali			
	USPCC	PFBC	IGCC
Costo impianto ^(a)	944.5 M€	726.0 M€	993.9 M€
Costi sistema CCS	348.3 M€	340.2 M€	301.4 M€
Material handling	76.4 M€	76.4 M€	76.4 M€
Altri costi ^(b)	304.4 M€	282.5 M€	309.3 M€
TOTALE (imp. convenzionale)	1325.2 M€	1084.9 M€	1379.6 M€
TOTALE (impianto CO ₂ -free)	1673.5 M€	1425.1 M€	1681.0 M€
Note:			
^(a) Impianto convenzionale senza il sistema CCS.			
^(b) La voce include i costi per il rimodernamento della miniera e gli altri costi di investimento e imprevisti.			

Tabella 5.3 – Valutazione dei costi capitali.

una distribuzione dettagliata dei costi per l'impianto USPPC è mostrata in tabella 6.4. L'investimento totale è composto dalla somma dei costi di apparecchiature, materiali, lavoro diretto e indiretto, ingegneria e contingenze. Fra le apparecchiature, il contributo maggiore deriva dal *boiler* ultrasupercritico, dalle turbine a vapore e dal sistema di depurazione del gas (che, globalmente, rappresentano oltre la metà del costo totale).

	Appa- recchiat.	Mate- riali	Lavoro (diretto)	Lavoro (indir.)	Inge- gneria	Conting.	TOT.
Movimentazione carbone	13.36	3.94	10.18	0.71	2.25	6.09	36.54
Sistema di alimentazione	16.72	0.00	5.23	0.36	1.78	4.82	28.92
Acque e BoP	34.17	0.00	14.93	1.05	4.01	12.58	66.75
Boiler e accessory	124.41	0.00	50.29	3.52	14.26	19.25	211.72
Trattamento gas	66.00	0.00	37.01	2.30	8.43	10.68	124.42
Ductwork and stack	18.58	0.55	13.78	0.96	2.71	5.67	42.25
Turbina a vapour e generatore	94.48	0.72	24.70	1.73	9.73	16.14	147.52
Sistema di raffreddamento	15.46	8.04	14.62	1.02	3.13	7.54	49.82
Movimentaz. ceneri e residui	11.55	0.15	21.12	1.48	2.74	5.62	42.67
Apparecchiature elettriche	18.50	5.77	15.74	1.10	3.29	7.28	51.69
Strumentazione e controllo	12.39	0.00	10.27	0.72	1.87	3.93	29.19
Adeguamento sito	3.79	2.18	7.59	0.53	1.13	4.56	19.78
Edifici e strutture	0.00	30.24	36.26	2.54	5.52	18.64	93.20
TOTALE	429.43	51.60	261.74	18.03	60.86	122.81	944.47

Tabella 5.4 – Distribuzione dei costi di investimento per l'impianto USPPC (U.S. DoE, 1999).

Il costo capitale influenza, in maniera significativa, l'andamento del flusso di cassa dell'investimento. Pertanto tale costo è stato considerato congiuntamente al piano di ammortamento finanziario (Pareschi, 1994).

La tabella 6.5 mostra le principali assunzioni di carattere economico e finanziario considerate nel presente studio. In particolare, è stato considerato un piano di ammortamento a rata costante (pari a 268,34 M€ per la configurazione USGCC) per una durata di otto anni.

Periodo di costruzione dell'impianto [anni] ^(a)	4
Vita operativa dell'impianto [anni] ^(b)	25
Durata del piano di ammortamento finanziario [anni]	8
Tasso di interesse	7%
Tassi di inflazione	2%
Start-up, spare parts, royalties, working capital ^(c)	5%
Costi di ingegneria ^(d)	10%
Contingenze ^(d)	15%
Costi annuali operative e di manutenzione ^(c)	4%
Note: (a) Dal 2008 al 2011. (b) Dal 2012 al 2036. (c) In percentuale rispetto al costo d'impianto. (d) In percentuale rispetto al costo dei componenti.	

Tabella 5.5 – Assunzioni economico-finanziarie (Porcu et al., 2007).

Costi operativi

I costi operativi e globali dell'impianto sono la somma dei costi per l'estrazione del carbone Sulcis, per l'acquisto del carbone d'importazione, per il management e la manutenzione dell'impianto, per la movimentazione dei materiali e per le tasse. In particolare, i costi per l'approvvigionamento del combustibile costituiscono il 75% circa dei costi operativi totali, mentre i costi O&M (*operative and maintenance*) incidono per il 15% circa.

I costi per l'estrazione del carbone Sulcis non sono altro che i costi di gestione e manutenzione della miniera (ipotizzando che il gestore sia lo stesso dell'impianto di generazione elettrica). D'altra parte, per il carbone d'importazione è stato

considerato un prezzo di 40 €/t, con un incremento annuo del 2% al fine di considerare l'attuale andamento dei prezzi.

I costi operativi e di manutenzione includono tutte le spese per la conduzione e la manutenzione dell'impianto e, in particolare, i costi della manodopera, delle manutenzioni "day-by-day", delle parti di ricambio, e così via.

Costi/profitti per l'acquisto/vendita delle quote di CO₂

Il prezzo per l'acquisto o la vendita delle quote di CO₂ influenza notevolmente il flusso di cassa dell'investimento. Per le configurazioni impiantistiche di tipo convenzionale senza sistema di separazione e confinamento dell'anidride carbonica l'*International Emissions Trading* (IET) implica un costo per l'acquisto delle unità assegnate- AAUs (*Assigned Amount Units*); d'altra parte, se l'impianto è dotato di un sistema CCS, le emissioni di CO₂ sono inferiori ai limiti consentiti e l'applicazione dei meccanismi dell'IET comporta un profitto per la vendita delle quote eccedenti.

In entrambi i casi, i costi o i profitti per gli scambi delle quote di CO₂ sono stati calcolati ipotizzando un prezzo medio delle AAUs pari a 25 €/t durante l'intera vita utile dell'impianto, oltre a una emissione costante di CO₂. Pertanto, un decremento annuale dei limiti assegnati comporta, nel caso della configurazione impiantistica convenzionale, un aumento dei costi per l'acquisto delle AAUs (da 36 M€ nel 2012 a 52 M€ nel 2031, con riferimento alla tecnologia USPPC) oppure una riduzione del profitto (da 49 M€ nel 2012 a 35 M€ nel 2031) per l'impianto "CO₂-free".

Profitti per la vendita di energia elettrica e sottoprodotti

L'energia elettrica prodotta dall'impianto viene in gran parte venduta alla rete nazionale e rappresenta il principale profitto dell'applicazione industriale. Inoltre, una parte della produzione energetica, pari inizialmente al 25% verrebbe utilizzata per contribuire alla richiesta energetica dell'area industriale del Sulcis.

Il profitto per la vendita di energia alla rete nazionale è stato calcolato con riferimento all'ordinanza CIP 6/92, che definisce il prezzo dell'elettricità sulla base dei "costi mancati". Inoltre, per i primi otto anni di attività produttiva dell'impianto

(dal 2012 al 2019), il gestore della rete elettrica è tenuto a pagare un incentivo per la vendita di energia elettrica, in accordo al DPR 28/01/94. Il prezzo dell'energia elettrica venduta alla rete nazionale è mostrato in tabella 6.6, con riferimento al primo anno di vita operativa dell'impianto (2012).

	Prezzo ^(a) [c€/kWh]
- costi mancati impianto	2.27
- costi mancati operative	0.79
- costi mancati combustibile	2.39
Costi mancati complessivi	5.45
Incentivo	6.92
Prezzo complessivo	12.37
Nota: ^(a) Riferito al primo anno di produzione (2012).	

Tabella 5.6 – Prezzo dell'energia elettrica venduta al GSE.

Dopo i primi otto anni (a partire dal 2020), quando il pagamento dell'incentivo per la vendita dell'energia elettrica viene sospeso, è comunque assegnato un leggero incentivo al prezzo dell'energia (0,74 c€/kWh, con riferimento al 2020), in accordo con il DPR 28/01/94.

Per quanto riguarda l'energia ceduta al mercato locale, il prezzo è stato calcolato considerando il costo marginale di produzione dell'energia, assunto pari ai costi variabili del progetto, e un *mark-up* corrispondente al 20% dei costi fissi. Globalmente, il prezzo dell'energia venduta al mercato locale è di 3,10 c€/kWh, con riferimento al 2012.

Ciascun termine componente il costo complessivo dell'energia elettrica ceduta al GSE e al mercato locale è stato calcolato per ciascun anno della vita utile dell'impianto, considerando un incremento annuo del 2%. L'andamento globale del profitto relativo a tale voce è mostrato in figura 1, con riferimento alla configurazione convenzionale USPCC.

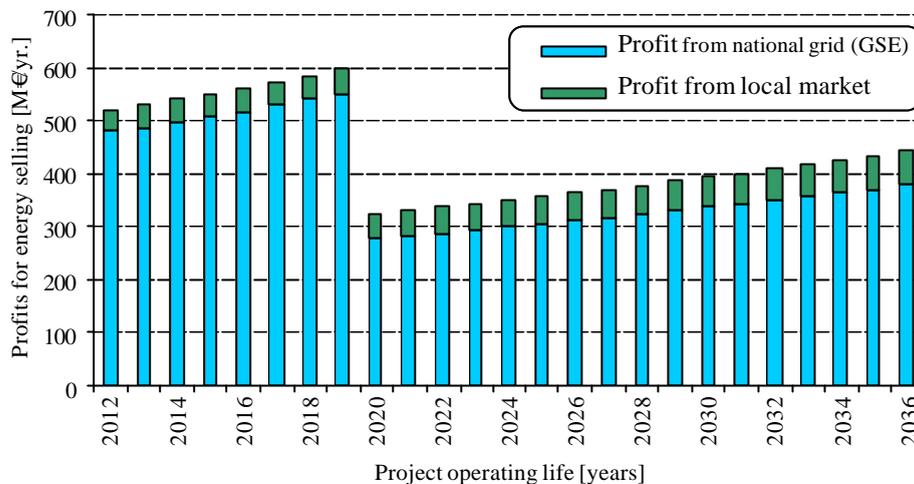


Figura 5.1 – Profitti derivanti dalla vendita di energia elettrica.

Gli impianti USPCC, PFBC e IGCC sono caratterizzati dalla produzione di differenti sottoprodotti, derivanti principalmente dalle sezioni di desolfurazione: acido solforico, gesso e zolfo, rispettivamente. Nel presente studio, il profitto per la vendita di tali sottoprodotti è stato considerato, per semplicità, pari ai costi di movimentazione delle ceneri.

Costi e ricavi legati all'applicazione della tecnologia ECBM

Per quanto riguarda le configurazioni impiantistiche “CO₂-free”, l’analisi dei flussi di cassa include anche i costi e i profitti legati all’applicazione della tecnologia ECBM. Tale tecnologia comporta dei costi di investimento e operativi per la compressione, il trasporto e l’iniezione della CO₂ e un ricavo significativo legato alla vendita del metano estratto.

La CO₂ concentrata proveniente dall’impianto di separazione dev’essere compressa a 12-14 MPa e trasportata, mediante *pipeline*, ai pozzi di iniezione. La compressione avviene mediante compressori multistadio interrefrigerati, la cui tecnologia è matura e non richiede ulteriori sviluppi. Anche per quanto riguarda il trasporto, la tecnologia è matura ed è la stessa utilizzata per molti altri gas (Wong e Bioletti, 2002). I costi capitali e operativi di compressione e trasporto sono stati considerati costanti anno per anno; è stato ipotizzato un costo di compressione di 0,75 c€/kg (Hendriks et al., 2004) e un costo di trasporto di 1,4 c€/t·km (Metz et al.,

2005). I costi annui di compressione e trasporto son presentati in tabella 6.7, insieme alla lunghezza stimata della *pipeline*.

Un'analisi preliminare recentemente condotta nel bacino carbonifero del Sulcis (Amorino et al., 2005) conferma la possibilità di confinare una grande quantità di CO₂ (circa 200 Mt) negli strati profondi del bacino stesso. L'iniezione della CO₂ compressa (in fase liquida) può essere effettuata mediante tecnologie convenzionali, con un costo relativamente basso (Wong e Bioletti, 2002); nella presente analisi è stato considerato un costo di confinamento di 0,3 c€/kg (Metz et al., 2005; Gunter, 2002). Inoltre, per ogni tonnellata di CO₂ confinata, è possibile estrarre circa 285 m³ di metano (Amorino et al., 2005; Van Bergen et al., 2004), il cui valore commerciale è stato assunto pari a 6,4 c€/m³, con un incremento annuo del 3,2% (Chiesa et al., 2006). Sulla base delle suddette assunzioni, è possibile stimare, per ciascun anno di attività dell'impianto, il costo del confinamento geologico dell'anidride carbonica e il profitto relativo alla vendita del metano estratto, come mostrato in tabella 6.7.

	USPCC	PFBC	IGCC
Parametri di processo			
Quantità di CO ₂ confinata [Mt/yr.]	3.72	3.48	3.48
Lunghezza pipeline [km]	5	5	5
Produzione di metano [Mm ³ /yr.]	1059	993	993
Costi e ricavi annui			
Costi compressione CO ₂ [M€/yr.]	27.88	26.14	26.14
Costi trasporto CO ₂ [M€/yr.]	0.26	0.24	0.24
Cosri confinamento CO ₂ [M€/yr.]	11.15	10.45	10.45
Ricavi per vendita metano [M€/yr.] ^(a)	79.37	74.41	74.41
Nota:			
^(a) Valore riferito al primo anno di produzioen dell'impianto (2012).			

Tabella 5.7 – Costi e ricavi annuali relative alla tecnologia ECBM.

5.3 Risultati

L'analisi del flusso di cassa del progetto include, per ogni anno di attività dell'impianto, i costi capitali e operative, i ricavi dalla vendita di energia elettrica, i costi o ricavi, nel caso di impianto "CO₂-free" per l'acquisto o la vendita delle quote

di CO₂. Inoltre, nel caso delle configurazioni impiantistiche dotate di sistema CCS, devono essere considerati anche i costi per la compressione, il trasporto e l'iniezione della CO₂ e i ricavi derivanti dalla vendita del metano estratto.

Il piano di ammortamento è stato distribuito in otto anni, corrispondenti al periodo di incentivazione per la vendita di energia al GSE. Pertanto, nel caso dell'impianto USPPC, tra l'ottavo e il nono anno di attività si può osservare, per la configurazione impiantistica convenzionale, un leggero decremento del flusso di cassa annuale (figure 5.2 e 5.3) dato che la riduzione dei profitti per l'incentivo del GSE è superiore alla rata annua del piano di ammortamento. D'altra parte, nel caso della configurazione impiantistica dotata di sistema CCS, tra l'ottavo e il nono anno di attività si registra un notevole incremento del flusso di cassa; infatti l'introduzione del sistema CCS comporta un notevole aumento del costo capitale e della rata annua, la quale diventa preponderante rispetto all'incentivo per la vendita di energia elettrica al GSE (che diminuisce).

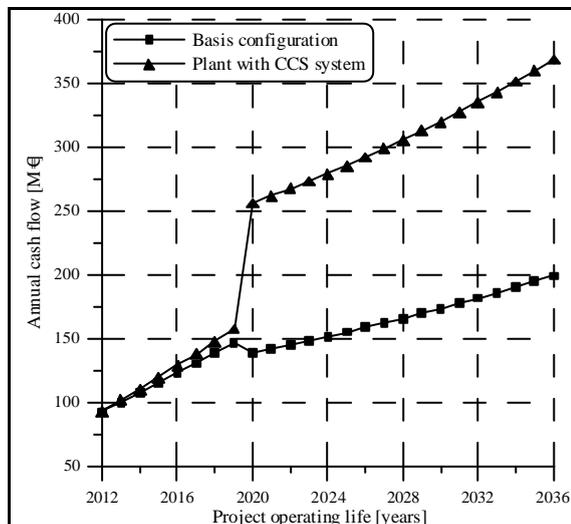


Figura 5.2 – Impianto USPPC: flusso di cassa effettivo.

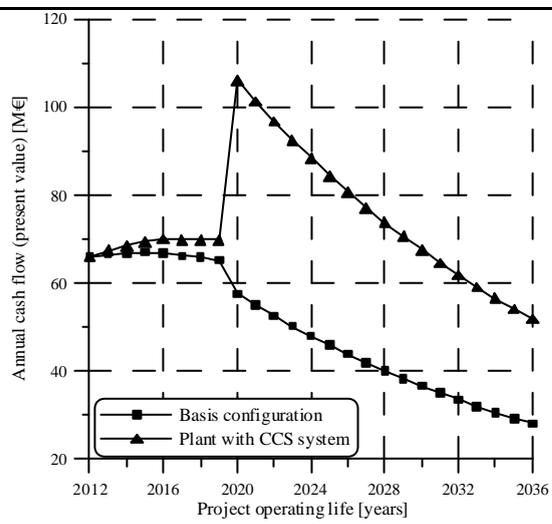


Figura 5.3 – Impianto USPPC: flusso di cassa attualizzato.

Un andamento molto simile si ottiene anche per l'impianto PFBC (figura 6.4), mentre nel caso dell'impianto IGCC (figura 6.5) si ottiene, tra l'ottavo e il nono anno, un lieve incremento del flusso di cassa per entrambe le configurazioni impiantistiche (con e senza sistema CCS).

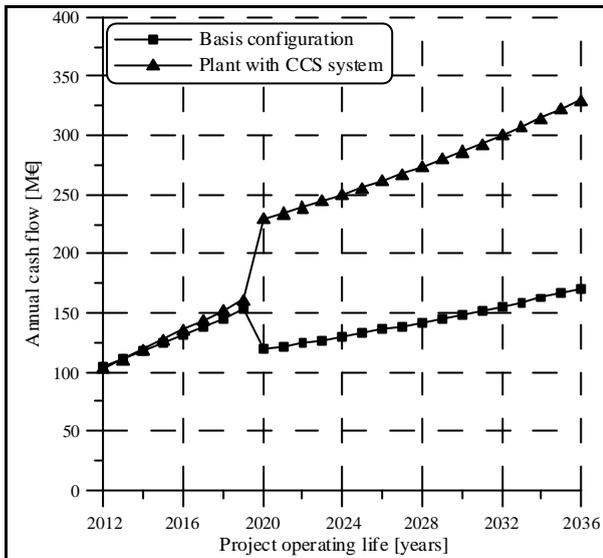


Figura 5.4 – Impianto PFBC: flusso di cassa effettivo.

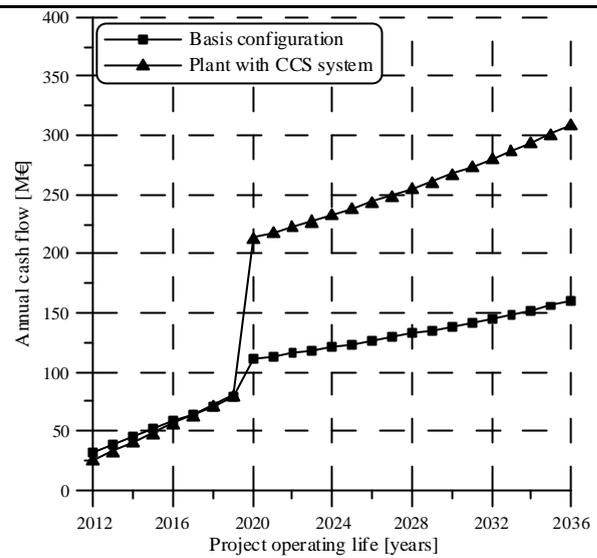


Figura 5.5 – Impianto IGCC: flusso di cassa effettivo.

Per ciascuna delle tecnologie considerate, le due differenti configurazioni impiantistiche con e senza sistema CCS può essere confrontata con riferimento a due parametri finanziari: il ricavo cumulativo alla fine della vita utile dell'impianto e il tempo di recupero del capitale (*payback time*). Il valore di tali parametri, per ciascuna configurazione in esame, è mostrato in tabella 6.8, con riferimento a un prezzo medio delle AAUs assunto pari a 25 €/t. Sono inoltre riportati il costo per la produzione di energia elettrica (CoE, *cost of electricity*) e il costo di mancata emissione della CO₂; il primo è il rapporto tra i costi capitali e operativi totali e l'energia elettrica complessivamente prodotta nel corso della vita operativa dell'impianto, mentre il secondo rappresenta il costo specifico per la separazione, il trasporto e il confinamento della CO₂.

	USPCC		PFBC		IGCC	
	Impianto convenz.	Impianto con CCS	Impianto convenz.	Impianto con CCS	Impianto convenz.	Impianto con CCS
Ricavo globale cumulativo [M€]	3785	6222	3454	5745	2704	4794

Payback time [years]	13	12	11	11	19	16
Costo dell'energia [c€/kWh]	2.24	1.57	2.20	1.51	2.50	1.86
Costi mancata em. CO ₂ [€/t] (a)	-	17.17	-	17.44	-	16.45
Nota: (a) Riferiti al valore attuale di ciascuna voce di costo.						

Tabella 5.8 – Principali prestazioni economiche.

L'analisi di tali risultati consente un primo confronto tra le tecnologie e le configurazioni individuate.

Per ciascuna tipologia d'impianto, l'aumento del costo capitale dovuto all'introduzione di un sistema CCS è ampiamente giustificato dall'aumento del profitto globale e da una riduzione del *payback time*; il costo dell'energia elettrica, nel caso delle configurazioni "CO₂-free", è nettamente inferiore rispetto al caso delle configurazioni convenzionali. Inoltre, dalla tabella 6.8 si vede che l'impianto USPCC risulta essere molto più redditizio rispetto alle tecnologie PFBC e IGCC; in particolare, la configurazione "CO₂-free" consente un ricavo complessivo piuttosto elevato e un basso *payback time* (12 anni, rispetto ai 25 anni di vita utile dell'impianto), benchè il costo dell'energia elettrica (1,57 c€/kWh) risulti essere leggermente più alto rispetto alle altre configurazioni impiantistiche.

Per quanto riguarda i costi di mancata emissione di CO₂, l'analisi mostra un'ipotetica convenienza ad operare la separazione e il confinamento della CO₂ finché il prezzo delle AAUs rimane al di sopra di 18-20 €/t.

6. Uso del Metano da CBM/ECBM

Il metano estratto con tecniche CBM/ECBM, secondo studi condotti (Weding 2004) ha un potere calorifico di 37MJ per m³ e perciò per esso è prevista una vasta applicazione come combustibile, nel caso in cui venga catturato in forma concentrata. Il suo impiego dipende dalla sua qualità e concentrazione:

Benchè le stime a scala mondiale siano ancora grossolane per la differenza di composizione fra i differenti siti minerari, è evidente che l'utilizzo del metano così ottenuto per la produzione di energia sia vantaggioso. Per ogni sito va però scelta ad hoc la tipologia impiantistica, per poter sfruttare al meglio le differenti capacità e caratteristiche dello stesso.

Può essere introdotto in reti locali per usi domestici o avviato alle linee di distribuzione del gas naturale in sostituzione di questo, utilizzato con altri combustibili per la produzione di energia e calore e per applicazioni industriali. Di seguito sono riportati alcuni degli utilizzi del metano ottenuto tramite tecniche CBM/ECBM.

6.1 Utilizzo diretto tramite gasdotti

Nel periodo compreso tra il 2005 ed il 2025 si prevede un aumento della domanda mondiale di gas naturale del 50% (Talkington, 2004), è possibile pertanto prevedere l'opportunità di vendere il metano prodotto con tecniche CBM/ECBM in questo mercato.

Il metano estratto dai giacimenti carboniferi può essere talvolta prodotto in qualità tale da essere utilizzato in sostituzione del gas naturale e immesso direttamente nei gasdotti, con un prevalente uso domestico. L'opportunità di immettere il metano direttamente in condotta va ovviamente verificata e vanno stimati i costi di connessione o eventuale ampliamento della rete per raggiungere il sito interessato. Lo sviluppo di questi progetti dipende comunque principalmente da fattori locali, come ad esempio le distanze che devono essere coperte dalle condotte, dai

relativi costi di produzione e di invio del CBM e dalle condizioni del mercato specifico.

L'immissione diretta richiede però che il gas abbia caratteristiche e standard che permangano nel tempo, come per esempio non contenere più del 2% di CO₂ o il 5% di N₂, e puro da impurità.

In caso contrario, l'immissione è comunque possibile previa rimozione di ossigeno, CO₂, vapore, con differenti sistemi ad esempio:

- eliminazione dell' O₂ con un catalizzatore;
- della CO₂ con solvente di-glicolico;
- dell' N₂ con procedimento Nitech.

Altri sistemi quali membrane o separazioni sono allo studio ma necessitano di ulteriore sviluppo per poter essere utilizzati in casi come questi.

Gli investimenti per la pulizia del gas sono comunque ripagati dall'immissione in condotta e vendita del metano (al momento, circa 50\$/1000 m³).

Il metano deve necessariamente essere introdotto in condotta a pressioni tali da non causare perdite di carico nella linea: già una perdita di pressione di 7 bar causa una richiesta di energia per il suo ripristino pari al 5% di quella producibile dal gas (GB DTI, 2004).

Attualmente negli Stati Uniti, il 9% della produzione annuale di gas naturale, è costituita da metano da CBM, circa 1 miliardo di m³. Paesi come la Cina, l'India, l'Ucraina stanno considerando di estendere i gasdotti per alimentarli con fonti CBM.

6.2 Impiego per la produzione di energia

Il metano da CBM può essere vantaggiosamente utilizzato anche per la produzione di energia. La variabilità e le fluttuazioni nella produzione e nella composizione lo rendono utilizzabile solo analizzando il sito specifico di produzione e cercando soluzioni ad hoc: non è possibile applicare una soluzione impiantistica standard stante queste variazioni. Attualmente esistono molti impianti in Germania, la maggioranza mondiale, e anche Australia, Cina, Ucraina, USA e GB hanno allo studio e in corso di sviluppo significativi progetti a proposito. I sistemi più utilizzati

sono i motori a combustione interna (MCI), le turbine a gas e combinazioni di tali sistemi.

6.2.1 Motori a Combustione Interna

I motori a combustione interna sono di facile reperimento, semplici e possono essere facilmente convertiti da combustibile diesel a metano, con i seguenti vantaggi:

- aumentano la disponibilità di energia utilizzabile sul posto;
- possono far fronte alle fluttuazioni nella concentrazione del gas;
- riducono emissioni della miniera;
- operano a pressione atmosferica, non richiedono quindi compressione del gas con ulteriore consumo di energia;
- possono utilizzare gas con contenuto di metano anche molto basso, < 20%.

Le grandi aziende hanno già in commercio MCI appositi per il metano, con taglie che vanno da 1 a 30MWe. Sono concepiti in modo da poter far fronte alle fluttuazioni di concentrazione, tramite regolazione della carburazione, da 20 a 100% di metano.

Sono di solito preferiti più MCI in serie in luogo di uno solo con taglia maggiore, perché si ha così la flessibilità necessaria per far fronte alla fluttuazioni del gas, utilizzando di volta in volta il quantitativo necessario. Questo sistema ha anche il vantaggio che il motore può essere facilmente spostato ove occorra, da un sito ad un altro.

6.2.2 Turbine

Nel caso in cui il metano sia ottenuto in forma concentrata e in ampie quantità, può essere utilizzato direttamente in sistemi di produzione di energia elettrica con turbine a gas; anche se attualmente molte delle turbine a gas utilizzate a tale scopo, prevedono l'impiego di CBM miscelato con gas naturale.

Nel Regno Unito ad esempio, già dagli anni settanta il CBM è stato utilizzato in turbine a gas; successivamente anche in turbine a gas a ciclo combinato che necessitano di purezze di metano inferiori rispetto ai MCI.

Dall'utilizzo delle turbine derivano i seguenti vantaggi:

- potenziale di generazione di elettricità fuori rete;
- ampia gamma di misure in produzione (da 500kW a 25 Mwe);
- sono tecnologie altamente testate ed affidabili.
- possono usare gas con % di metano tra 35 e 75%.

Alle turbine normali si aggiungono anche le microturbine. Possono produrre da 30 kW a 2500 kW, usando tecnologie di co-generazione; hanno ridotte emissioni con costi di installazione e mantenimento bassi; possono essere usate con gas con potere calorifico molto basso. In più hanno un'efficienza intorno al 22-30% con un rapporto potenza-peso molto vantaggioso, rispetto ai motori diesel.

Le LBGT (Lean Burn Gas Turbine) sono state sviluppate in diversi paesi al mondo.

La tabella seguente riepiloga i sistemi attualmente esistenti.

Feature	EDL Recuperative turbine	CSIRO Catalytic turbine	IR Catalytic microturbine
Principles of operation	air heater inside combustion chamber	monolith reactor	monolith reactor
Catalyst	no	yes	yes
Auto-ignition temperature	700–1000°C	500°C	n/a
Experience	pilot-scale trial	bench-scale study	conventional microturbine development
Cycle period length	continuous	continuous	continuous
Minimum CH ₄ concentration	1.6%	1%	1%
Applicability	CH ₄ mitigation and power generation, need additional fuel	CH ₄ mitigation and power generation, need additional fuel	CH ₄ mitigation and power generation, need additional fuel
Possibility of recovering heat	feasible (power generation)	feasible (power generation)	feasible (power generation)
Variability of CH ₄ concentration	constant	constant	constant
Operation	simple and stable	simple and stable	simple and stable
Lifetime	may be shorter due to high temp	>8000 hours for catalyst and 20 years for turbine	n/a
NO _x emission	higher	low (<3 ppm)	low
CO emission	low	low (~0 ppm)	low

Tabella 6.1: Confronto tra i diversi sistemi LBGT alimentati con CBM.

La tecnologia EDL è una turbina che utilizza calore dal processo di combustione per riscaldare il metano contenuto nell'aria sino alla temperatura di auto ignizione. Il gas combusto è così utilizzato per alimentare una turbina.

Quattro turbine da 2,7 MWe sono state installate alla "Anglo Coal's German Creek Mine" nel Queensland, Australia, con un finanziamento di 11 Mln US \$ (Mallett and Su, 2003).

Il sistema CSIRO è in grado invece di utilizzare una concentrazione inferiore di metano, mentre la peculiarità della IR è legata allo sviluppo di microturbine con un combustore catalitico, anch'esso in grado di essere alimentato con una concentrazione di metano nel combustibile pari all'1%.

6.2.3 Sistemi di cogenerazione

La cogenerazione può far aumentare l'efficienza dal 25-45% della sola generazione elettrica fino all'80%. I sistemi di cogenerazione possono usare ugualmente i MCI o le turbine, producendo nel contempo calore., che può essere eventualmente ceduto con conseguente guadagno.

Secondo l'agenzia statunitense della protezione dell'ambiente, la maggior parte delle miniere produce sufficiente metano per un sistema di cogenerazione a piccola scala, <1.5 MWe.

6.2.4 Co-combustione

Il CBM può essere utilizzato in co-combustione con combustibile solido: il suo utilizzo con il carbone incrementa il calore prodotto riducendo contemporaneamente le emissioni. Alcuni vantaggi dovuti all'utilizzo del CBM secondo l'EPA USA (1998):

riduzione SO₂, NO_x, CO₂ e metano emessi in atmosfera;

riduzione costi di conduzione e manutenzione, con miglioramento della qualità delle ceneri;

utilizzo ideale del gas di media qualità.

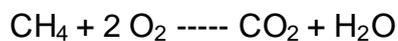
In aggiunta, il CBM richiede stoccaggio minimo o praticamente nullo, e non contiene ceneri, ha poco zolfo e poco azoto. Il suo utilizzo ha anche un diretto effetto sull'economia della miniera, in quanto oltre ad essere un combustibile

addizionale praticamente gratuito, già presente in situ; migliorando la combustione aumenta l'efficienza di utilizzo del combustibile principale, e permette un'ulteriore riduzione di emissioni con risparmio per la mancata captazione delle stesse. Si calcola un risparmio di 2 \$ a Mbtu prodotto.

I sistemi di combustione a letto fluido (FBC) sono i più adatti per co-combustione di residui di carbone con CBM. I sistemi FBC utilizzano una miscela di gas e solidi che brucia a temperature inferiori ai processi usuali di combustione; in tali sistemi, il CBM è bruciato con il carbone di basso rango e contribuisce a ridurre l'emissione di inquinanti. (M2M, 2005).

6.3 Tecnologie di ossidazione

Le tecnologie di ossidazione sono normalmente utilizzate nell'industria chimica per rimuovere impurità organiche dai gas e possono essere ugualmente utilizzate per ossidare il metano delle miniere, anche quando sia presente in concentrazioni molto basse. La reazione è:



L'ossidazione del metano riduce il potenziale effetto serra di un ordine di grandezza e durante tale processo è rilasciata ulteriore energia, che può essere utilizzata per produrre energia elettrica o calore.

Il metano deve raggiungere temperature intorno ai 800°C per poter essere ossidato. La reazione può avvenire con o senza l'utilizzo di catalizzatori ed è prevalentemente utilizzata per il gas da ventilazione.

6.4 Approvvigionamento chimico e altre applicazioni industriali

Il metano può essere utilizzato come alimentazione per la produzione di metanolo e nerofumo. La concentrazione minima di metano per la produzione di metanolo è 89%, quindi non è applicabile a tutte le miniere. Per il nerofumo, la concentrazione sale al 94%. Dal CBM può essere anche ottenuto il di-metil-etere, che ha proprietà simili al propano e può essere utilizzato in differenti applicazioni come alimentazione di diesel pulito, applicazioni domestiche, propellente per bombolette di pittura ecc.

7. Considerazioni Conclusive

A conclusione di questo studio è già possibile effettuare considerazioni in merito alle potenzialità ECBM della Provincia Carbonifera del Sulcis nell'ambito dello sviluppo di un progetto integrato di produzione di energia da carbone, con confinamento dell'anidride carbonica nel bacino carbonifero del Sulcis; e alla fattibilità tecnico-economica di realizzare un sistema integrato CCS che coinvolga sia gli impianti di generazione elettrica già presenti sul territorio sia gli impianti di futura realizzazione.

7.1 Potenzialità ECBM del Bacino Carbonifero del Sulcis

Relativamente alla applicazione delle tecniche di confinamento geologico della CO₂, con conseguente produzione di metano si desume quanto segue:

Le informazioni raccolte confermano, a grandi linee, che lo sviluppo di un progetto di ricerca industriale per lo stoccaggio geologico di CO₂, adottando tecnologie ECBM nel bacino carbonifero del Sulcis come peraltro in altri bacini, risulta economicamente sostenibile in virtù dell'entrata in vigore dei meccanismi e degli obblighi derivanti dalla sottoscrizione del Protocollo di Kyoto.

La produzione di metano con l'applicazione e lo sviluppo di tecniche ECBM non costituisce ancora un'attrattiva commerciale come la sola produzione di gas naturale convenzionale. Infatti la velocità di produzione di CH₄ in un pozzo CBM (se pur incrementabile di un fattore 4 per effetto dell'applicazione della tecnologia ECBM) risulta di alcuni ordini di grandezza minore rispetto ad un buon pozzo di produzione di gas naturale.

Sulla base di esperienze maturate in altri siti (p.e. progetto Recopol), la tecnica ECBM si è mostrata abbastanza sicura per lo stoccaggio permanente della CO₂.

Sulla base delle conoscenze acquisite sulle caratteristiche chimico-mineralogiche del carbone Sulcis e sulle prove di adsorbimento effettuate su campioni prelevati a meno 400 m, sono stati stimati, in via del tutto preliminare, quantitativi presunti di

CO₂ immagazzinabile intorno ai 260 Mt, con un quantità di CH₄ recuperabile (come CBM ed ECBM) compresa tra 31.000 e 58.000 Mm³.

Per quanto indicato nel punto precedente e considerando le caratteristiche del carbone Sulcis, in particolare :

- gli attuali dati sperimentali a disposizione per il carbone Sulcis (riferiti attualmente a campioni prelevati a – 400 m);
- il diagramma di Krevelen per i carboni “umici”;
- la classificazione del carbone come *High volatile C bituminous*;
- la prevalenza di macerali a vitrinite;
- il coefficiente di riflettanza della vitrinite (R_o) pari a circa 0.7 (ed in ogni caso maggiore di 0.45)
- il quantitativo di Materie Volatili (M.V.) compreso tra 38 e 55%.
- risulta che il carbone Sulcis appare promettente per lo sviluppo delle tecniche CBM ed ECBM. Il fattore negativo di maggiore rilevanza risulta essere la sua elevata umidità, che potrebbe limitare sensibilmente la capacità di adsorbimento.
- Il potenziale di generazione totale di gas (*Potential Gas Generation*) stimato in circa 200 ml/g di CH₄ (ad 1 atmosfera di pressione) può assumere valori superiori e più interessanti a profondità intorno a 800-1000 m.

Allo stato attuale, le caratteristiche litostratigrafiche (fino a -600 m.) e le conoscenze geochimiche dei fluidi indicano un buona capacità di assorbimento della CO₂ (determinato dall'effetto tampone nei confronti del gas acido iniettato) e di conseguenza buone potenzialità di stoccaggio geologico della CO₂.

Le caratteristiche geochimiche dei fluidi, con prevalente contenuto di NaCl, prive di SO₄, dell'acquifero termale circolante nella *Formazione del Calcare “Miliolitico”* localizzato sotto gli strati di carbone, è molto promettente per la possibilità di trovare metano negli strati di carbone profondi del *reservoir* (compresi fra -800 e -1500 m), in analogia con casi simili studiati negli USA (Van Voast, 2005).

I nuovi dati geochimici dei fluidi, analizzati in questa fase del progetto, confermano l'importante ruolo della *Faglia di S. Antioco*. Essa separa in modo netto il bacino terziario (quindi anche il bacino carbonifero) a Sud della faglia suddetta, limitando fortemente lo sviluppo di tecniche CBM ed ECBM in questa direzione.

Le valutazioni economiche esposte nello studio, per quanto puramente indicative, suggeriscono che i benefici derivanti dalla realizzazione di un progetto industriale possano invogliare un coinvolgimento di capitali privati. Poiché questa fase preliminare di studio non è sufficiente per definire dettagliatamente le potenzialità reali della PCS, sono necessari ulteriori approfondimenti e indagini sulle caratteristiche del bacino alle profondità più promettenti di applicazione delle tecniche CBM-ECBM. Pertanto risulta essenziale passare attraverso una fase di sviluppo sperimentale che verifichi la fattibilità di un progetto CCS nell'area Sulcis (mediante lo sviluppo di attività di progettazione, realizzazione e sperimentazione di un impianto pilota).

7.2 Realizzazione sistema CCS su impianti esistenti

Come conseguenza dell'entrata in vigore del protocollo di Kyoto e dell'introduzione dell'International Emission's Trading (IET), le tecnologie di separazione e confinamento della CO₂ (Carbon Capture and Sequestration, CCS) stanno acquisendo un sempre maggiore interesse, soprattutto per la loro applicazione nel settore dei grossi impianti di generazione elettrica.

Nel capitolo 5 è stata realizzata un'analisi tecnica ed economica preliminare sull'applicazione delle tecnologie CCS agli impianti di generazione elettrica situati (o in procinto di essere realizzati) nell'area del Sulcis o nelle aree immediatamente circostanti. In particolare, sono stati considerati quattro differenti impianti: un impianto a vapore convenzionale da 240 MW, alimentato a carbone; un impianto CFBC a carbone da 360 MW; un impianto IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) da 555 MW, alimentato con tar di raffineria; un impianto ultrasupercritico a carbone da 700 MW, che si prevede possa entrare in esercizio nel 2012.

L'analisi ha considerato la possibilità di installare, per ciascuno dei suddetti impianti, un sistema di separazione della CO₂ basato su un processo di assorbimento con ammine (operante, in tutti i quattro casi considerati, sui gas combusti degli impianti), un processo convenzionale di compressione dell'anidride carbonica, un CO₂-dotto per il trasporto del gas separato e la tecnologia ECBM (Enhanced Coal-Bed Methane) per il confinamento geologico della CO₂.

L'analisi mostra che l'applicazione delle tecnologie CCS può essere estremamente redditizia per l'impianto Sarlux IGCC e per la centrale "Nuova Sulcis", grazie agli elevati profitti globali (superiori a 400 M€ in 20 anni) e il pay-back time relativamente basso (7 e 8 anni, rispettivamente). Un guadagno inferiore può essere ottenuto per l'impianto CFBC dell'ENEL, che potrebbe consentire un profitto globale di circa 200 M€ con un pay-back time di 11 anni. Infine, l'investimento sul gruppo Sulcis SU3 appare inconveniente per il limitato profitto globale (circa 45 M€) e il pay-back time relativamente elevato (7 anni, da confrontarsi con gli 8 anni di vita utile del progetto).

Inoltre, a causa della forte instabilità del prezzo delle licenze di emissione e dell'incertezza della quantità di metano che si può estrarre per ogni tonnellata di CO₂ immessa, è stata effettuata un'analisi di sensitività allo scopo di valutare l'influenza di tali parametri sui profitti globali e sul pay-back time. In particolare, l'investimento sull'applicazione delle tecnologie CCS agli impianti Sarlux IGCC e "Nuova Sulcis" appare economicamente vantaggioso anche per bassi costi delle licenze di emissione (superiori a circa 10 €/t) o per una bassa produzione di metano (50-100 m³ di metano per ogni tonnellata di CO₂). L'investimento sul gruppo Sulcis CFBC risulta essere meno conveniente dei precedenti, e richiede costi più elevati delle licenze di emissione (superiori a 15 €/t) o una maggiore produzione di metano (circa 150 m³/t). Infine, l'investimento sul gruppo Sulcis SU3 sembrerebbe essere economicamente vantaggioso solo con valori relativamente elevati del costo delle licenze di emissione (circa 22 €/t) e con una grande produzione di metano (200 m³/t).

7.3 Realizzazione sistema CCS su impianti di nuova realizzazione

L'ipotesi di impianto di generazione elettrica (analisi effettuata nel cap. 6) ha considerato tre differenti configurazioni impiantistiche caratterizzate da emissioni inquinanti pressoché nulle: USPPC, PFBC e IGCC; tali configurazioni.

Per quanto riguarda il sistema CCS, è stato considerato un sistema ad assorbimento convenzionale della CO₂ con ammine e si è ipotizzato di applicare la

tecnologia ECBM (Enhanced Coal Bed Methane) per il confinamento geologico dell'anidride carbonica.

L'analisi ha considerato, per ciascun anno di attività dell'impianto, il flusso di cassa annuo, calcolato come la somma dei principali costi e ricavi relativi alla costruzione e alla gestione dell'impianto. In particolare, i costi capitali e operativi, i costi (o ricavi) per l'acquisto (o cessione) delle quote di CO₂, il ricavo per la vendita dell'energia elettrica e, nel caso delle configurazioni "CO₂-free", i costi e ricavi per l'applicazione della tecnologia ECBM.

La valutazione preliminare ha considerato un prezzo medio della CO₂ di 25 €/t e, per le configurazioni impiantistiche dotate di sistema CCS, una produzione specifica di metano pari a 258 m³ per ogni tonnellata di CO₂ confinata. Con riferimento a tali assunzioni, l'impianto USPCC consente un ricavo complessivo molto elevato (circa 3800 M€ per la configurazione convenzionale e circa 6200 M€ per la configurazione con CCS) e un payback time di 12-13 anni, da confrontarsi con i 25 anni di vita dell'impianto. Le prestazioni economiche relative alla tecnologia USPCC sono migliori di quelle che si potrebbero ottenere con le tecnologie PFBC e IGCC.

A causa dell'instabilità del prezzo delle AAUs e dell'incertezza sulla produzione specifica di metano mediante ECBM, è stata condotta una analisi di sensitività al fine di valutare l'influenza di tali parametri sui principali parametri economici e finanziari. In particolare, per i valori attesi di μ (250-300 m³/t), l'introduzione di un sistema CCS può essere pertanto economicamente conveniente anche se il prezzo delle AAUs è piuttosto basso.

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-Reviewed 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, Koukourzas 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-Reviewed 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 methane 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-Reviewed 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-Reviewed 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.