

INTRODUZIONE

La sequestrazione geologica dell'anidride carbonica (CO₂) può rendere possibile un reale progresso nello sforzo globale di realizzare significative riduzioni a breve termine delle emissioni di gas serra (GHG), particolarmente quelle emesse da grandi fonti puntuali come centrali elettriche, raffinerie, cementifici e acciaierie. La CCS (Carbon Capture and Storage – Cattura e Stoccaggio dell'Anidride Carbonica) non è una panacea, ma offre comunque un mezzo tangibile per trattare grandi volumi di emissioni di gas utilizzando le tecnologie già presenti e migliorandole.

La CCS è una tecnologia “ponte” durante la transizione ad un futuro energetico alternativo. L'ottimismo per il suo successo si basa sull'esperienza industriale, ma persino i suoi sostenitori sono consapevoli del fatto che vi sono diversi problemi da affrontare prima che possa avere un'applicazione diffusa. I problemi chiave sono analizzati brevemente qui sotto e sono poi trattati in dettaglio nel resto del documento.

Tipicamente, la CCS, o cattura e immagazzinamento della CO₂, è definita come il processo integrato di separazione del gas negli impianti industriali, trasporto nei siti di stoccaggio e l'iniezione nel sottosuolo. Le agenzie governative americane utilizzano la parola “sequestrazione” in luogo di “stoccaggio”, ma il concetto è lo stesso e l'acronimo per tutti, comprese le numerose organizzazioni internazionali, è CCS. Dopo essere stata stoccata o sequestrata, la CO₂ viene iniettata negli spazi porosi delle rocce situate in profondità nel terreno (normalmente oltre i 1.000 metri) secondo protocolli attentamente strutturati per consentire operazioni sicure. Una volta che la CO₂ è stata iniettata nel suolo in sicurezza, si prevede che vi rimanga per un periodo di tempo geologico.

Attingendo dalla vasta e copiosa esperienza pratica offerta dall'industria del petrolio e del gas, questo documento spiega aspetti tecnici chiave e illustra le innovazioni tecnologiche utilizzate nel confinamento geologico della CO₂ e cita numerosi esempi di progetti paragonabili, per dimensioni e portata, alle grandi operazioni CCS. Pur non essendo un'analisi completa del confinamento geologico o delle migliori pratiche dell'industria il testo, nei suoi quattro capitoli, affronta aree di discussione frequente in cui la condivisione delle conoscenze dell'industria può avere un valore particolare.

Il Capitolo uno esamina domande di fondamentale importanza:

- In che modo viene selezionato il sito di stoccaggio?
- Quali sono i criteri più rilevanti e quali dati vengono raccolti per valutare obiettivamente l'idoneità di un sito proposto?
- Perché alcuni siti sono intrinsecamente migliori di altri per lo stoccaggio, sulla base del contesto geologico, delle conoscenze e dei dati disponibili?
- Quali processi rendono un sito adatto allo stoccaggio geologico?

Il secondo capitolo si concentra sui pozzi e sulla possibilità che la CO₂ fuoriesca dai pozzi esistenti e finisca negli acquiferi o in superficie attraverso condotti aperti o a causa di deterioramento del cemento. Sono discussi i problemi relativi all'integrità dei pozzi, del cemento e le tecniche di costruzione dei pozzi esposti alla CO₂, oltre che i risultati provenienti da recenti esperimenti sul campo e in laboratorio.

L'analisi suggerisce che una debita diligenza, associata ad adeguate analisi dei pozzi e buona prassi scientifica, trasforma questo potenziale problema in una questione gestibilissima. Tuttavia, per alcuni siti, i rimedi necessari per riparare i pozzi instabili possono rendere questi siti antieconomici.

Il terzo capitolo esamina le tecniche di monitoraggio e verifica. Un monitoraggio efficace si ottiene principalmente attraverso l'acquisizione di dati e l'adozione di sistemi in grado di descrivere la posizione della CO₂ nel sottosuolo. Per sua natura, il monitoraggio affronta importanti questioni relative ai pericoli potenziali e offre sostanziali dati prestazionali per il progetto. Un buon programma di monitoraggio serve inoltre ad evitare difficoltà ipotizzabili anziché fornire indicazioni di difficoltà che si sono già verificate.

I problemi derivanti dalle operazioni e l'eventuale chiusura di un sito di stoccaggio costituiscono argomento del Capitolo 4. Alcuni enti regolatori hanno una considerevole esperienza nella chiusura di impianti di trattamento petrolio e gas. Sulla base di questa esperienza, si possono produrre normative pratiche che offrano un'assicurazione realistica che il processo sarà efficiente e privo di rischi. Inoltre, viene analizzato il massimo potenziale di stoccaggio di determinati sistemi e ciò che significa per i tassi di iniezione e la pressione.

Il processo CCS è simile al business del gas naturale al contrario. Vale la pena notare che la CO₂, in basse concentrazioni, è non infiammabile, atossica e priva di pericolo. L'intera biosfera dipende dalla CO₂ per la vita. Nell'atmosfera, l'anidride carbonica si disperde molto rapidamente: la sfida di gestire un gas come questo, seppellendolo in profondità nel sottosuolo, non è priva di precedenti o esempi. Un programma CCS di successo dipende, in ultima istanza, dalla definizione di standard e aspettative che offrano un quadro di riferimento per gestori, governi e opinione pubblica e diano l'assicurazione che non vi sia nocimento alla vita, alle acque o all'ambiente.

La CCS è un modo efficace di trattare le emissioni provenienti dalla combustione dei fossili, che può essere implementato negli impianti di produzione dell'energia che utilizzano materie prime a base di biomassa di rifiuto. Lo stoccaggio della CO₂ rilasciata dalla combustione della biomassa potrebbe creare un processo ancora più efficace di quello che prevede l'utilizzo di fonti rinnovabili per la riduzione dei carichi di CO₂ atmosferica. Questo scenario offre la prospettiva di poter generare energia e assorbire, allo stesso tempo, le emissioni nette di CO₂ dall'aria – non un'utopia, semplicemente il progresso.

Oggi i progetti CCS su larga scala commerciale sono rari, perché mancano i presupposti affaristici di base. Nella maggior parte delle giurisdizioni non è ancora legale praticare la CCS, ad eccezione delle operazioni EOR (Enhanced Oil Recovery). Cosa ancora più importante, non vi è un meccanismo che consenta di monetizzare le ridotte emissioni di CO₂ ottenute grazie alla CCS. Per una società che vende un bene (come l'elettricità, l'energia, il petrolio, il gas, i prodotti raffinati, il cemento o l'acciaio), imbarcarsi nell'avventura della CCS su base unilaterale non ha senso dal punto di vista commerciale e questo, finché la CO₂ stoccata non avrà un valore commerciale, difficilmente cambierà.

Fortunatamente, diverse giurisdizioni in tutto il mondo stanno cominciando a mettere insieme i quadri legislativi e normativi necessari per consentire questa tecnologia per la cattura e lo stoccaggio dell'anidride carbonica emendando i regolamenti esistenti e creandone di nuovi. L'industria già possiede la tecnologia, le capacità e le risorse per eseguire progetti CCS su scala industriale e diventa sempre più probabile che si materializzi una ragione commerciale per il suo impiego.

I gestori dei progetti CCS avranno bisogno di:

- Accesso a siti di stoccaggio di qualità e diritto inequivocabile all'utilizzo dello spazio di contenimento.
- Un quadro legale e un processo di licenza per ottenere l'autorizzazione ad iniettare.
- Istituti finanziari disposti a fornire normali finanziamenti alle imprese.
- Aspettative chiare per la chiusura finale del progetto dal punto di vista legale.
- Gestione della responsabilità a lungo termine per la CO₂ stoccata (gestione responsabile o "stewardship").
- Aspettative relativamente ad una ragionevole redditività dell'investimento.

I singoli progetti CCS hanno normalmente quattro fasi distinte con transizioni normative:

- *Selezione e sviluppo del sito* (approssimativamente 5-10 anni): viene individuato il sito sulla base di una valutazione geologica, fattori commerciali e aspettative normative. Ci si assicura lo spazio per gli impianti di superficie e si acquista o si prende a prestito dal proprietario (privato o Stato) l'area primaria di stoccaggio sotterraneo. La fase successiva vede quindi la concessione di un permesso per procedere allo stoccaggio, la costruzione di infrastrutture (per es. pozzi, linee di flusso, compressori) e la verifica della capacità operativa.

- *Gestione* (nel corso di decenni): l'intero periodo di iniezione del gas, più qualche anno di ulteriore monitoraggio secondo esigenze tecniche.
- *Chiusura* (nel corso di anni): questa fase ha inizio quando prove sufficienti di monitoraggio indicano che la CO₂ iniettata è stata ben gestita e non dovrebbe causare problemi. Gli organi di controllo possono decidere di mantenere pozzi di osservazione o altri impianti per periodi di tempo molto lunghi. A questo stadio vengono chiusi la maggior parte dei pozzi e l'infrastruttura viene rimossa. Il sito è quindi considerato "normale".
- *Post-chiusura*: si stabilisce la permanenza attesa della CO₂ nel serbatoio. L'operatore non è più coinvolto.

Inutile negare che vi sono dei rischi ma, perchè la CCS abbia successo, questi devono essere affrontati obiettivamente e responsabilmente sia da parte dei gestori che da parte dei organi di controllo per evitare sovraeolamentare i rischi falsamente percepiti e sottoreolamentare i pericoli reali ma non riconosciuti. Una normazione equilibrata contribuisce sicuramente al successo del processo CCS. È un'importante considerazione tecnica che il "rischio" associato alla CO₂ iniettata non sia costante nel tempo. La probabilità di un evento inatteso aumenta con l'aumentare dei volumi iniettati e della pressione del sottosuolo e questo richiede un attento monitoraggio durante la fase delle operazioni. Quando ha termine l'iniezione, via via che la pressione si riequilibra e si attivano i meccanismi di intrappolamento naturali, la CO₂ iniettata diventa progressivamente più immobile.

Per i gestori e gli addetti ai controlli, il modo più efficace per ridurre al minimo le conseguenze impreviste è iniziare con siti di stoccaggio ponderatamente scelti. I fattori che rendono un sito un luogo adatto e sicuro per l'iniezione e lo stoccaggio della CO₂ sono oggetto del Capitolo 1, la selezione dei siti. È quindi necessario utilizzare una pratica consolidata per formulare il progetto di stoccaggio, soprattutto per la costruzione di nuovi pozzi e la valutazione e/o il risanamento di pozzi esistenti, la cui base tecnica è discussa nel Capitolo 2. Il monitoraggio del progetto, che comprende sia misurazioni di riferimento che misurazioni in fase di esercizio, è fondamentale durante la fase operativa per ottimizzare la performance e individuare tempestivamente potenziali problemi – come discusso nel Capitolo 3. Infine, un progetto di successo implica una progettazione intelligente, solidi controlli operativi e una robusta pianificazione che coinvolga il gestore e i regolatori al fine di consentire una transizione tranquilla alle fasi di chiusura e post-chiusura, come spiegato nel Capitolo 4.

CAPITOLO UNO: Caratterizzazione del sito

La caratterizzazione del sottosuolo è un passaggio fondamentale nell'individuazione di potenziali unità geologiche per lo stoccaggio della CO₂. Ha inizio con una solida geoscienza, che si avvale di tecniche di routine consolidate per la valutazione dei dati. Pur essendo inevitabile un certo grado di incertezza quando si caratterizza il sottosuolo, per via della variabilità naturale intrinseca, sono essenziali tre elementi perché lo stoccaggio geologico sia tecnicamente fattibile: la potenziale unità di stoccaggio deve avere un volume poroso sufficiente a contenere tutto il materiale iniettato ("capacità"), le caratteristiche della formazione devono consentire un'attività di iniezione in prossimità del foro del pozzo ("iniettività") e una copertura con tenuta a labirinto deve assicurare il confinamento dei liquidi appropriati ("contenimento"). In questo contesto "fluidi" si riferisce alla CO₂ in diverse fasi chimiche che includono la fase supercritica (densa), la fase gassosa e la CO₂ dissolta in soluzioni saline.

La capacità è determinata mediante cinque parametri: lo spessore della formazione, l'area del sito di stoccaggio, la porosità della roccia e la densità della CO₂ (che potrebbe variare persino all'interno di un singolo serbatoio) e l'efficacia dello stoccaggio (un fattore che riflette la frazione del volume poroso che può essere saturato con CO₂) più la capacità della formazione esistente e dei fluidi di avere CO₂ in soluzione o in composti chimici. Un parametro selettivo chiave è la porosità.

L'iniettività è determinata dalla permeabilità della formazione e dalla progettazione del pozzo di iniezione. Idealmente, il deposito di CO₂ necessita di un'elevata permeabilità in prossimità del foro del pozzo, in modo da consentire alla CO₂ di migrare rapidamente nello spazio poroso. Via via che l'iniezione procede,

le reazioni geochimiche fra la CO₂ nel sottosuolo e le rocce e i fluidi nella formazione di stoccaggio potrebbero modificare favorevolmente o sfavorevolmente l'iniettività. Il confinamento richiede qualche forma di intrappolamento e un sigillo adeguato. I sigilli sono barriere naturali che bloccano il flusso, cioè rocce che hanno una permeabilità minima o la capacità di consentire il flusso e la stratificazione in assenza di faglie interconnesse o fratture che consentirebbero una significativa infiltrazione. I sigilli possono essere verticali o laterali; in taluni casi è sufficiente un singolo sigillo che offre una formidabile capacità contenitiva, in altri si preferisce utilizzare diversi strati sigillanti che, insieme, formano una tenuta a labirinto totale. La qualità effettiva delle rocce sigillanti può essere quantificata e calibrata con dati di laboratorio. La continuità del sigillo è importante: questo deve coprire un'area sufficiente a contenere il volume totale da iniettare e deve essere adeguatamente spesso, in modo da prevenire potenziali incrinature dovute a effetti geochimici o geomeccanici avversi che possono verificarsi in determinate circostanze specifiche. La saturazione residua può agire come potente meccanismo di intrappolamento per la CO₂.

Vi sono diverse modalità generiche di stoccaggio geologico della CO₂, che prevedono la conservazione in:

- 1- serbatoi di petrolio e gas esauriti, che offrono alcune fra le più accessibili e opportune soluzioni di immagazzinamento;
- 2- formazioni saline profonde, che possono avere una copertura regionale più estesa e sono molto più comuni, oltre ad essere l'unica possibilità in prossimità di molti siti di emissione della CO₂;
- 3- associazione a progetti di EOR (Enhanced Oil Recovery) dell'industria del petrolio e del gas;
- 4- formazioni di letti di carbone.

I principali vantaggi dello stoccaggio nelle vicinanze di campi di produzione di petrolio e gas è la maturità del database iniziale che è già stato sviluppato per le operazioni di lavorazione di petrolio e gas, e la ragionevole certezza del confinamento sicuro.

Comprendere i meccanismi mediante i quali la CO₂ viene intrappolata è un importante aspetto della caratterizzazione di un sito e l'efficacia di tali meccanismi è determinata da fattori fisici e geochimici. Gli aspetti che riguardano la scala di bacino e che comprendono la struttura regionale del bacino, la sua storia, il suo regime pressorio sono importanti, in quanto ciascuna formazione fa immancabilmente parte di un più vasto sistema per cui è necessaria la comprensione del flusso dei fluidi all'interno del bacino e dei meccanismi di stoccaggio. Stabilire esattamente la direzione e la velocità dei flussi di liquidi naturali nelle vicinanze del potenziale sito di stoccaggio è essenziale. I meccanismi di intrappolamento fisici, che comprendono la geometria di trappole strutturali e stratigrafiche, vengono generalmente ben compresi mediante perizie di routine sui serbatoi nell'esplorazione di petrolio e gas. La CO₂ residua, intrappolata negli spazi porosi delle formazioni rocciose, può inoltre agire da "trappola" a sua volta e così dare origine ad un importante meccanismo di stoccaggio. L'intrappolamento geochimico, in cui la CO₂ reagisce con liquidi naturali e minerali del sottosuolo (come nel caso dell'acqua salmastra in una formazione salina) può anche portare al confinamento permanente della CO₂ nel sottosuolo.

Vi sono tre fasi generiche di lavoro, comuni alle attività di caratterizzazione del sottosuolo nell'esplorazione e produzione di petrolio e gas, che si possono applicare allo stoccaggio della CO₂. La prima fase, la selezione del sito, prevede l'impiego di studi di controllo a carattere regionale per l'individuazione di potenziali aree per l'iniezione e lo stoccaggio della CO₂. L'obiettivo, che prende in considerazione l'analisi, il modellamento e la valutazione del rischio, è quello di individuare uno o più siti per una dettagliata qualificazione del sito. La qualificazione del sito, la seconda fase, prevede approfonditi studi del sottosuolo per dimostrare la fattibilità dell'iniezione e dello stoccaggio. Questo stadio normalmente include una trivellazione di perizia (qualora non esistano già pozzi idonei) e una più dettagliata acquisizione di dati, prove di riferimento che assistano nella pianificazione per il monitoraggio futuro e una circostanziata valutazione del rischio. La terza fase, la fase di sviluppo, prevede un ulteriore affinamento del piano di sviluppo del giacimento e l'individuazione di dettagli più precisi sulle formazioni obiettivo, per esempio le loro proprietà petrofisiche o la capacità d'iniezione.

Come ben noto nel contesto della valutazione geologica e dello sviluppo di un giacimento di petrolio, un certo grado di rischio e incertezza è intrinseco e deve essere tenuto in debito conto quando si prendono decisioni sulla selezione e la qualificazione del sito da utilizzare eventualmente per lo stoccaggio della CO₂.

Molte delle migliori pratiche utilizzate nella caratterizzazione dei serbatoi di petrolio e gas possono essere usate anche per valutare il potenziale dei siti di stoccaggio della CO₂ (come l'utilizzo di dati sismici, la mappatura stratigrafica e l'analisi di facies per sviluppare modelli geologici 3D). Numerosi geoscientisti considerano il compito di individuare siti di stoccaggio della CO₂ di elevata qualità un'operazione di routine grazie all'applicazione di conoscenze e pratiche esistenti. Ad essere obiettivi, i criteri di selezione per un potenziale di stoccaggio estremamente robusto non sono così complessi. Molti di questi sono semplicemente campi di idrocarburi esauriti. Tuttavia, vi è una forte pressione economica a selezionare siti senza sfruttare l'enorme beneficio della conoscenza del sottosuolo ottenuta grazie alle operazioni dell'industria petrolifera e del gas, e senza conoscere a fondo i dati geologici che possono aiutare a predire l'efficienza del sito di stoccaggio, che richiedono più cura, una significativa acquisizione di nuovi dati e beneficiano delle conoscenze apprese da precedenti progetti pilota e dimostrativi.

Pur rispettando sempre standard elevati, l'industria petrolifera e del gas ha una storia consolidata di innovazione e adattamento. Le normali pratiche di cui si serve per la risoluzione dei problemi sono

altamente sofisticate. Inoltre, gli investimenti nei siti di stoccaggio guidano l'allocazione di fondi per il miglioramento dei criteri di selezione dei siti e delle tecniche di monitoraggio. Alcuni strumenti chiave di modellizzazione sono stati aggiornati per l'applicazione alla CO₂ e ai siti di stoccaggio così che risultano più efficaci ed efficienti per questo scopo specifico. Per esempio, la modellizzazione della fisica degli spostamenti della CO₂ *in situ* non è pienamente definita quanto la modellizzazione della fisica del comportamento tipico di petrolio e gas specialmente in grandi serbatoi con miscelazione multifase di fluidi, sebbene esistano sofisticati modelli matematici per descrivere i fenomeni correlati alla CO₂. Vi sono inoltre dati comparativamente scarsi relativamente a molte formazioni saline profonde attualmente allo studio perché non sono state di interesse nella produzione di petrolio e gas. Altri strumenti conformi alle norme industriali traggono vantaggio dagli aggiornamenti specifici per la CO₂ e dalla calibrazione avanzata, soprattutto gli strumenti per l'analisi del contenimento su larga scala.

CAPITOLO DUE: Costruzione e integrità del pozzo

Tutti gli azionisti che partecipano ai progetti CCS probabilmente concorderanno sull'esigenza di valutare il potenziale rischio di fuoriuscita della CO₂ dai pozzi del sito di stoccaggio, e questo si applica sia ai nuovi pozzi che a quelli preesistenti. Evitare fuoriuscite è una parte normale delle operazioni di trattamento di petrolio e gas, e un obiettivo fondamentale della base di progetto sia dei pozzi di iniezione che dei pozzi di produzione pertanto si compiono seri sforzi per verificare l'integrità fisica e meccanica dei pozzi mentre le tecniche per prevenire, rilevare e porre rimedio alle fuoriuscite sono pratiche standard. L'industria del petrolio e del gas vanta decenni di esperienza nella costruzione ed esercizio di pozzi per l'iniezione e la produzione di CO₂ e miscele di CO₂ con petrolio, acqua e gas naturale.

Una vasta esperienza nella costruzione di pozzi specifici per lo stoccaggio della CO₂ è stata ottenuta attraverso i progetti EOR a base CO₂ [1], il primo dei quali fu avviato negli anni '70, e anche dalla produzione di miscele di gas naturale con elevato contenuto di CO₂. Questa attività ha generato un sostanziale *corpus* di esperienza pratica e analisi corrispondente. Chiaramente, i pozzi progettati per un ambiente esposto a CO₂ richiedono la comprensione delle condizioni di vita utile del pozzo, il suo abbandono, le caratteristiche fisiche del pozzo stesso (come, ad esempio, la scelta dei materiali di costruzione e delle pratiche intese ad assicurare l'integrità della sigillatura interna ed esterna) oltre che le caratteristiche geologiche e chimiche come la pressione, la temperatura e la chimica di produzione / iniezione quando il pozzo è operativo.

Se da un lato alcuni test di laboratorio hanno dimostrato che certi cementi comunemente utilizzati nella costruzione dei pozzi possono essere vulnerabili all'attacco della CO₂ in condizioni di laboratorio simulate, un più consistente *corpus* di lavori laboratoriali, applicazioni sul campo, storia e studi di prestazione indica che i normali cementi utilizzati per campi ad olio, grazie ad opportune operazioni di miscelazione, collaudo e stoccaggio, sono efficaci per le applicazioni CCS. L'esperienza suggerisce inoltre che l'efficiente posizionamento del cemento nell'anello del pozzo è ugualmente, se non più importante per assicurare l'integrità del pozzo stesso. Uno studio recente realizzato dal Progetto Cattura CO₂, che ha valutato le condizioni della barriera di un pozzo esposto alla CO₂, ha trovato che il cemento di Portland e l'acciaio al carbonio offrono un'efficace barriera alla CO₂ e che il posizionamento del cemento è più significativo per la resistenza alla migrazione della CO₂ lungo la barriera rispetto alla scelta del cemento stesso.

Prima di procedere alla costruzione di pozzi, si dovrebbero descrivere la trivellazione, il completamento, la messa in esercizio e l'abbandono in una "Base di progetto" e in un piano di sviluppo, il quale deve coprire una vasta gamma di considerazioni fra cui la durata prevista di ciascuna fase della vita di un pozzo (dalla selezione del sito, alla gestione, alla chiusura e alla post-chiusura), le specifiche dell'iniettante (velocità, pressione, volume e composizione), unitamente alle corrispondenti caratteristiche del serbatoio, il numero e il tipo di pozzi richiesti, i tipi di completamento pozzo richiesti, i componenti della barriera, la riduzione della corrosione, un programma e un piano anticorrosione e di monitoraggio, sistemi di sicurezza, requisiti di riparazione e manutenzione, disposizioni per il monitoraggio delle prestazioni e mantenimento e potenziamento dell'iniettività.

È chiaro che i grandi volumi di CO₂ che dovranno essere iniettati, al fine della gestione delle emissioni di GHG, richiederanno la trivellazione di un grandissimo numero di nuovi pozzi e questo sottolinea la necessità di una buona comprensione delle specifiche del pozzo e delle migliori pratiche durante la selezione e lo sviluppo del sito. Fortunatamente, recenti avanzamenti nella tecnologia dei pozzi, come la perforazione orizzontale, un'imponente fatturazione idraulica e pozzi multilaterali accresceranno il potenziale per l'iniettività dei singoli pozzi, e ridurrà il numero di pozzi richiesti per iniettare un dato volume di CO₂ rispetto alle tradizionali tecniche di trivellazione comuni nei primi progetti EOR per lo stoccaggio della CO₂.

I pozzi esistenti possono essere utilizzati per lo stoccaggio geologico della CO₂ e forniscono una preziosa opportunità di utilizzo delle infrastrutture disponibili. Per stabilire se utilizzare i pozzi esistenti è necessaria un'analisi delle caratteristiche di progettazione originali e un esame approfondito della loro storia di utilizzo (compresa la storia di occlusione e abbandono, se rilevante) Sono inoltre necessarie informazioni di riferimento, sul pozzo e anche sulle condizioni di rilievo del serbatoio (come la pressione, la temperatura, la saturazione fluidi / gas, chimica delle acque). L'utilizzo di un'infrastruttura esistente per uno scopo differente da quello originario può determinare limitazioni operative ristrette rispetto a un impianto di nuova costruzione ma, nella maggior parte dei casi, un pozzo progettato per iniettare CO₂ nell'ambito di un EOR sarà identico ad uno progettato per stoccare CO₂ nello stesso sito. In generale, qualsiasi pozzo con una robusta progettazione e realizzazione e dovuto rispetto dei requisiti per lo stoccaggio della CO₂ può essere convertito per l'utilizzo con l'anidride carbonica.

I nuovi pozzi offrono l'opportunità di pianificare un sistema di barriera specificatamente adattato alla CO₂ e alle condizioni del sito di stoccaggio. Questo può essere o non essere un significativo punto di decisione. Fattori come la qualità della barriera per la vita del pozzo, lo stato del serbatoio e i particolari requisiti per lo stoccaggio della CO₂ dovrebbero essere tenuti in considerazione durante la pianificazione. I requisiti fondamentali per la pianificazione di nuovi pozzi – una Base di progetto, un piano di stoccaggio, un piano di sviluppo e rilevamenti di riferimento sono gli stessi richiesti per i pozzi esistenti.

CAPITOLO TRE: Monitoraggio

I geoscientisti considerano il monitoraggio del sottosuolo un processo per la raccolta dei dati adatto allo scopo, eseguito come parte di una valutazione scientifica pensata per testare l'effettiva comprensione delle complesse relazioni presenti sotto la superficie e verificare le aspettative relativamente alla sede e al movimento di fluidi e gas nel tempo. Il monitoraggio offre un indicatore di prestazioni chiave per lo stoccaggio sicuro, ma è sbagliato pensare che il monitoraggio in sé possa garantire la sicurezza. Il monitoraggio è come il tachimetro su un'automobile: contribuisce alla sicurezza ma altri fattori, come il design dell'auto stessa, le condizioni della strada e lo stile di guida, sono più importanti. L'UN IPCC suggerisce che la proporzione di CO₂ trattenuta da un sito adeguatamente selezionato e gestito supererà probabilmente il 99% nel corso di 1000 anni. Pertanto, la chiave di uno stoccaggio sicuro è l'adeguata selezione e gestione del sito e l'effettivo monitoraggio è fondamentale per l'intero processo. Gli strumenti e le tecniche di monitoraggio diretto possono essere utilizzati per misurare le concentrazioni di CO₂, in prossimità dei fori dei pozzi nel sottosuolo o mediante misurazioni al suolo; tuttavia, la parte più consistente del monitoraggio è intrapresa mediante metodi di misurazione indiretta come i rilevamenti sismici, gravitazionali ed elettromagnetici. Per la realizzazione delle attività di monitoraggio esistono già diversi strumenti ed è necessario procedere ad un'attenta selezione per assicurare che siano utilizzati gli strumenti giusti per il compito giusto, tenendo conto delle condizioni locali specifiche di un sito. Nella maggior parte dei casi, vengono realizzati complessi modelli computerizzati in 3D che servono da simulatori per la visualizzazione e la quantificazione dell'ambiente del sottosuolo. Le informazioni derivate dal monitoraggio aiutano poi a rifinire e a migliorare questi modelli.

L'imaging sismico 3D viene utilizzato estensivamente nell'industria del petrolio e del gas per descrivere geometrie e distribuzioni di volumi di roccia, pressioni relative e tipi di fluidi. Si tratta di uno strumento estremamente sofisticato e potente che viene ulteriormente rifinito attraverso l'introduzione di tecnologia "time-lapse" (imaging sismico 4D). Anche così, l'imaging sismico ha delle limitazioni, come

per esempio la necessità di sviluppare tecniche per la creazione di immagini sismiche di qualità attraverso strati di sale, o le sfide economiche e i problemi relativi alla concessione dell'usufrutto di un terreno e che sono inerenti all'esecuzione di imaging sismici a terra. In alcuni casi, la tecnica può non fornire i dati richiesti. Le misurazioni della gravità, che rivelano modifiche della densità per una colonna verticale teorica di roccia, sono un altro strumento di misurazione indiretta che si potrebbe benissimo applicare ai siti di stoccaggio della CO₂. Sono inoltre in uso applicazioni satellitari per la rilevazione di alterazioni nelle elevazioni del terreno (in grado di rilevare variazioni delle elevazioni verticali di un millimetro), innalzamento o abbassamento del livello del suolo, che possono essere attribuiti a modifiche che si verificano nel sottosuolo.

Queste tecniche sono utilizzate ora in progetti e operazioni su scala commerciale nell'industria del petrolio e del gas in diverse parti del mondo. La partnership di In-Salah, per esempio, ha fatto buon uso delle tecniche di monitoraggio satellitari per monitorare l'iniezione di CO₂ nel deserto dell'Algeria [2]. Il sito di stoccaggio della CO₂ di Sleipner ha dimostrato il valore del modello sismico 4D e gravitazionale per il monitoraggio degli spostamenti della CO₂ [3]. Un imaging sismico 3D e 4D completo è stato impiegato nel Campo vuoto all'interno del Bacino Permiano nel New Mexico [4] e presso il campo di Kuparuk, nell'area del North Slope in Alaska. Presso il campo di Prudhoe Bay in Alaska [5] sono stati utilizzati il monitoraggio della gravità e tecnologie di imaging sismico 3D e 4D che hanno aiutato ad assistere nel recupero dal campo per molti anni. Diverse tecnologie sono state usate presso il campo di Pinedale nello Wyoming per aiutare a individuare la distribuzione e concentrazione del gas naturale all'interno del giacimento e a comprendere in che modo questo cambia nel tempo. Presso gli impianti di Peace River, in Canada, nel corso di diversi anni sono stati condotti programmi di monitoraggio sismico, micro-sismico e clinometrico al fine di migliorare la comprensione del comportamento dinamico del serbatoio.

Indipendentemente dalle tecniche di monitoraggio selezionate, è importante effettuare una buona indagine di base prima che l'iniezione abbia inizio e comprendere il potenziale di risoluzione della tecnica e le implicazioni in una sede specifica.

CAPITOLO QUATTRO: Sviluppo, gestione e smantellamento

Come per le aree di caratterizzazione dei siti, costruzione dei pozzi e monitoraggio, l'industria petrolifera e del gas ha una vasta esperienza nella gestione, esercizio e smantellamento di giacimenti e installazioni del sottosuolo. Sono state condotte valutazioni del ciclo di vita relativamente ad aspetti delle operazioni sul campo e sono stati stabiliti principi largamente accettati per l'effettiva gestione di tematiche in materia di salute, sicurezza e ambiente. Inoltre, diverse organizzazioni a livello internazionale hanno proposto linee guida, buone pratiche, quadri di certificazione e proposte normative per il ciclo di vita di un sito di stoccaggio della CO₂.

Le operazioni dell'industria petrolifera e del gas sono state informate, per molti anni, dal concetto di un "feedback loop" (ciclo di retroazione) in cui i dati operativi e di monitoraggio guidano il continuo miglioramento dei modelli di terra e dinamici che caratterizzano il sistema. Questo a sua volta guida la risposta operativa. Il feedback è anche un concetto chiave nello smantellamento basato sulla performance, così che le fasi di chiusura e post-chiusura di un progetto di stoccaggio possono iniziare dal punto di partenza di un sistema altamente caratterizzato e ben compreso.

Lo sviluppo di giacimenti per lo stoccaggio della CO₂ uguaglia in molti modi lo sviluppo di giacimenti di petrolio e gas e attingere da questa vasta esperienza sarà la chiave del successo. Il riassetto dei giacimenti per lo stoccaggio della CO₂ si baserà sull'esperienza dell'industria del petrolio e del gas per risviluppare giacimenti maturi per l'installazione di impianti di iniezione dell'acqua e progetti EOR. Le lezioni dello sviluppo a fasi e dell'"apprendimento attraverso lo sviluppo" dovrebbero essere prese in considerazione nella pianificazione dell'impiego della CCS e nello sviluppo di norme. Come per la produzione dei giacimenti di petrolio e gas, lo sviluppo ottimale di un impianto di stoccaggio della CO₂ è

nel migliore interesse dell'operatore, che esistano o meno regolamentazioni specifiche e chiaramente definite.

La pianificazione e lo sviluppo di un giacimento prevedono l'uso di modelli della terra e modelli dinamici sviluppati durante la valutazione del sito per determinare il conteggio dei pozzi, la tipologia, le strategie di iniezione e i parametri operativi (in particolare la pressione). Pozzi dal design avanzato, come i pozzi orizzontali e multilaterali, possono essere utilizzati per lo stoccaggio della CO₂ al fine di migliorare le velocità dei singoli pozzi, ridurre gli impatti della pressione in prossimità dei fori dei pozzi e controllare la distribuzione di CO₂. Le caratteristiche dei serbatoi hanno un impatto sul conteggio dei pozzi e la densità e si ripercuotono anche sulla strategia di iniezione. I parametri operativi, come le velocità e le pressioni del pozzo, informano la costruzione del pozzo e la progettazione dell'infrastruttura. Probabilmente, il parametro più importante per i progetti di stoccaggio della CO₂ è la massima pressione di iniezione di fondo, in cui l'obiettivo è quello di massimizzare la velocità di iniezione senza compromettere l'integrità del sistema di contenimento.

Considerazioni di questo tipo, relativamente all'elaborazione dei progetti, possono attingere ai flussi di lavoro e alle pratiche in uso nell'industria del petrolio e del gas. La modellizzazione dinamica del serbatoio può essere usata per sviluppare scenari geologici che consentano lo sviluppo di un design ottimale. Questo, a sua volta, supporta la creazione di un piano di monitoraggio efficiente in termini di costi.

Nel monitorare l'integrità del pozzo, si possono utilizzare log per la valutazione del cemento al fine di calcolare l'integrità del rivestimento di cemento del pozzo nello spazio anulare fra la colonna e la formazione ed è inoltre possibile servirsi di strumenti sonici e ultrasonici di valutazione. Le informazioni che questi strumenti offrono costituiscono un'importante fonte di dati, in aggiunta ai report di trivellazione, report sui fanghi di trivellazione, informazioni sul log in foro aperto e informazioni sul posizionamento del cemento.

Diversi fattori, come la presenza e la concentrazione di ossigeno, CO₂ e idrogeno solforato (H₂S) e la durata e il servizio previsti delle apparecchiature, devono essere tenuti in considerazione quando si scelgono i materiali da usare per le apparecchiature di completamento pozzi. Vi è una solida esperienza nel settore per quanto riguarda la selezione dei materiali da usare nella costruzione di pozzi da esporre alla CO₂, che comprende insegnamenti tratti dalla pianificazione di progetti per lo stoccaggio della CO₂ come il progetto Gorgon in Australia. Questo ha analizzato, per esempio, i livelli di H₂S contenuti nel flusso di gas CO₂ e il suo impatto sulla scelta di acciai fra cui quelli inossidabili, e la capacità dei sigilli non-metallici di funzionare in questo ambiente estremo. Il giacimento di Rangely Weber, in Colorado, offre un esempio in cui pozzi costruiti negli anni '40 sono stati studiati e utilizzati con successo per lo stoccaggio della CO₂.

Durante la fase di gestione del pozzo possono essere impiegate diverse tecniche per monitorarne l'integrità. Si può fare ricorso a test di integrità meccanica per assicurarsi che il sigillo sia intatto, oltre che a log di pressione/temperatura, rumorosità, tempi di decadimento termico e log per la valutazione del cemento. Laddove necessario, si possono effettuare risanamenti e riparazioni e, occasionalmente, i pozzi possono dover essere smantellati completamente.

Le iniziative di monitoraggio rimangono una parte importante della fase operativa in quanto non solo consentono di assicurare che il pozzo funzioni correttamente e che sia gestito e sottoposto a manutenzione secondo i parametri di progetto ad un livello di rischio accettabile per la sua durata di progetto ma anche, nel caso dello stoccaggio della CO₂, che sia utilizzato in modo da ridurre il rischio di fuoriuscita incontrollata di CO₂. Un programma di monitoraggio completo include la definizione di limiti pressori massimi e minimi a tutti gli anelli e l'applicazione di una vasta gamma di tecniche di test diagnostici. Queste includono approcci come l'analisi dei fluidi o dei gas nell'anello, o l'utilizzo di diversi log compresi quelli per la rilevazione delle fuoriuscite, i log video, i log di rumorosità ultrasonica, i log della

temperatura, i log di ispezione delle tubazioni, i log di ispezione tubolare, e le misurazioni del diametro del foro (*caliper log*). È inoltre necessario ispezionare le apparecchiature quando vengono estratte da un pozzo. Tutti i dati del monitoraggio e dell'ispezione dovrebbero essere gestiti in modo che le informazioni di rilievo sull'integrità siano prontamente accessibili e possano essere utilizzate per sostenere qualsiasi decisione.

La fase operativa di un progetto di stoccaggio della CO₂ non è un periodo statico ma richiede un monitoraggio continuo e offre spunti che favoriscono l'apprendimento di lezioni e sollecitano interventi laddove necessario. Le operazioni generano informazioni nuove sul sottosuolo e forniscono preziosi risultati gestionali e dati di monitoraggio. Gli ingegneri, i geotecnici e il personale di stanza presso l'impianto lavorano insieme per monitorare e gestire la performance quotidiana. Il personale addetto alla produzione e ai serbatoi deve, in modo simile, analizzare i dati operativi per interpretare le prestazioni del pozzo e del serbatoio, e deve valutare il movimento del plume di CO₂. Gli interventi durante le operazioni possono includere programmi di manutenzione anti-corrosione, manutenzione del pozzo, modifiche alla strategia di iniezione e aggiornamento e potenziamento del modello geologico del progetto a intervalli regolari. La documentazione sull'amministrazione delle operazioni, che prevede la registrazione di dati importanti e la delineazione dei potenziali rischi e delle risposte di gestione, è una buona pratica e offre un robusto fondamento di informazione per lo smantellamento finale.

Lo smantellamento degli impianti di stoccaggio della CO₂ può attingere dall'esperienza dell'industria del petrolio e del gas nello smantellamento dei giacimenti a fine vita. I requisiti per questa fase sono stabiliti nelle normative di regolamentazione. È opportuno che il gestore del progetto rimanga responsabile per il plume di CO₂ per un determinato periodo al termine dell'iniezione. La durata di questa responsabilità dipende dalle dimensioni, dal tipo e dal profilo di rischio del progetto, attingendo dalle conoscenze del comportamento della CO₂ nel sottosuolo già osservato. Al termine dell'iniezione, con un modello ben calibrato dell'ambiente del sottosuolo e del plume di CO₂, è possibile realizzare predizioni robuste della posizione a lungo termine della CO₂ per molti anni a seguire. I rischi residui, come la possibilità di incontrare faglie nell'area di contenimento nel sottosuolo, possono essere quantificati e modellizzati. Nel complesso, le aspettative tecniche indicano che il contenimento a lungo termine è praticabile e può essere modellizzato e dimostrato senza aspettative che richiedano azioni o interventi a lungo termine. La salvaguardia delle persone e la protezione dell'ambiente sono fondamentali, e questo obiettivo può essere raggiunto riconoscendo dei limiti alla responsabilità del gestore del progetto ad un periodo ragionevole, normale per cospicui lavori di natura pubblica e privata. Nel determinare questo equilibrio, deve essere data considerazione a diversi quadri emergenti che prendono in esame aspetti di gestione responsabile a lungo termine.

Durante la fase di chiusura, l'attenzione è concentrata sul contenimento a lungo termine e sull'isolamento dell'iniettante mediante sistemi naturali e ingegneristici. Si tiene in debita considerazione il potenziale deterioramento dei materiali a causa della prolungata esposizione alla CO₂, il che ha un impatto sui materiali selezionati per l'uso nello smantellamento. Se le prestazioni dei materiali possono avere un impatto sul contenimento a lungo termine, questo viene attenuato dalla scelta dei materiali.

Nella fase post-chiusura non sono richieste ulteriori misure se il sito si comporta secondo ragionevoli aspettative di stabilità nelle fasi precedenti. Laddove invece la stabilità del sito è al di sotto delle aspettative, si dovrebbero continuare il monitoraggio e il risanamento, laddove necessario, finché non si raggiunge la stabilità.

Riconoscimenti

Questo lavoro è il prodotto di numerosi contributi individuali di rappresentanti delle società membro del Progetto Cattura CO₂ che raggruppa BP, Chevron, ConocoPhillips, Eni, Petrobras, Shell, StatoilHydro e Suncor. Il sostegno dei quadri direttivi di queste aziende è stato essenziale per il suo successo e

desideriamo esprimere loro un sentito ringraziamento. I principali autori che hanno contribuito a questo progetto specifico, oltre all'autore nominale di questo fascicolo, sono in ordine alfabetico per società: per BP - Charles Christopher, Walter Crow, Kevin Dodds, Brian Williams, Iain Wright; per Chevron - Craig Gardner, Scott Imbus; per ConocoPhillips - H. G. (Gary) Limb, Randy McKnight, Scott Renne; per Eni - Mario Marchionna; per Petrobras - Rodolfo Dino; per Shell - Heath Nevels, Alessandra Simone, Charlie Williams; per StatoilHydro - Philp Ringrose e per Suncor - Alan Young. Nigel Jenvey, già in servizio presso Shell ha dato il suo contributo nelle fasi iniziali. Parte tecnica e assistenza manoscritti a cura di Derek Smith.

Bibliografia

1. J.P.Meyer, Summary of carbon dioxide enhanced oil recovery (CO₂EOR) injection well technology, American Petroleum Institute (2007) 54p.
2. A. Mathieson, I. Wright, D. Roberts & P. Ringrose. Satellite Imaging to Monitor CO₂ Movement at Krechba, Algeria. Paper (307) GHGT-9; (2008)
3. R.A. Chadwick, D. Noy, R. Arts, O. Eiken, Quantification issues from the latest time-lapse seismic data at the Sleipner CO₂ injection operation, GHGT-9, (2008)
4. Daniel J. Talley, Thomas L. Davis, Robert D. Benson, and Steven L. Roche, Dynamic reservoir characterization of Vacuum Field, *The Leading Edge*; v. 17; no. 10; (1998) p. 1396-1402;.
5. J.L. Brady, J.L Hare, J.F Ferguson, J.E., Seibert., F.J. Klopping, T. Chen., and T Niebauer, T., Results of the world's first 4D microgravity surveillance of a waterflood-Prudhoe Bay, Alaska: SPE Annual Technical Conference & Exhibition , San Antonio, September (2006), Expanded Abstracts, SPE 101762.