

INTRODUÇÃO

O armazenamento geológico de dióxido de carbono (CO₂) pode permitir um progresso efectivo no que se refere ao esforço significativo global para a redução a curto prazo da emissão de gases de efeito estufa (GHG) especialmente de grandes fontes emissoras como as centrais eléctricas, refinarias e siderurgias. A Captura e o Armazenamento de Carbono (CCS) não é uma panaceia mas oferece meios tangíveis para tratar grandes volumes de emissões de gás com recurso a tecnologias existentes e introduzindo-lhes melhorias.

A CCS é uma tecnologia de ponte durante a transição para um futuro energético alternativo. O optimismo para o seu sucesso baseia-se na experiência industrial, porém mesmo os seus proponentes reconhecem que há diversas questões que necessitam de ser abordadas antes de se alcançar uma aplicação em termos alargados. As questões essenciais são objecto de análise infra, e são tratadas de forma detalhada no resto do documento.

Habitualmente, a CCS ou captura e armazenamento de CO₂ é definida como um processo integrado de separação de gás em instalações fabris industriais, transporte para os locais de armazenamento e injeção em formações sub superfície. As agências governamentais norte-americanas utilizam a palavra “isolamento” em vez de armazenamento” mas o significado é o mesmo e o acrónimo para todas, incluindo muitas organizações internacionais, é CCS. Quando o CO₂ é armazenado ou isolado, é injectado num espaço poroso das rochas profundamente na sub superfície da terra (em profundidades habitualmente superiores a 1.000 metros) são observados protocolos operacionais cuidadosamente concebidos de modo a proporcionar um funcionamento seguro. Uma vez injectado o CO₂ de forma segura no solo, espera-se que ali permaneça durante um período de tempo geológico.

Com base numa vasta e variada experiência prática da indústria de petróleo e gás, este documento aborda aspectos técnicos essenciais, bem como inovações tecnológicas utilizadas no armazenamento geológico de CO₂. O texto cita numerosos exemplos de projectos comparáveis em termos de âmbito e dimensão a grandes explorações de CCS. O documento não constitui uma análise abrangente do armazenamento geológico ou das boas práticas da indústria, mas nos seus quatro capítulos aborda áreas que sendo frequentemente objecto de discussão há probabilidade de haver um valor específico na partilha do conhecimento industrial.

O capítulo um examina questões fundamentais:

- Como é seleccionado o local de armazenamento?
- Quais os critérios mais importantes e quais os dados recolhidos para avaliar objectivamente a adequação do local proposto?
- O que torna algumas localizações inerentemente melhores escolhas que outras com base no contexto, conhecimentos e disponibilidade de dados geológicos?
- Quais os processos que o tornam armazenamento geológico?

O segundo capítulo centra-se nos poços e na possibilidade de haver fugas de CO₂ dos poços existentes para aquíferos ou de se escapar para a superfície devido a condutas abertas ou à deterioração do cimento. As questões em torno da integridade do poço, cimento e as técnicas de construção do poço para poços expostos ao CO₂, são também discutidos os resultados de experiências de campo e laboratoriais recentes.

A análise sugere que a diligência devida associada a testes adequados aos poços e boa ciência transforma este potencial problema numa questão manobrável. No entanto, para alguns locais, a solução exigida para resolver poços problemáticos poderá tornar estes poços economicamente indesejáveis.

O terceiro capítulo examina as técnicas de monitorização e de verificação. A monitorização eficaz é obtida sobretudo através de sistemas de aquisição e de estabelecimento de dados para modelar a posição de CO₂ na sub superfície. Por concepção, a monitorização aborda questões chave relativas a potenciais preocupações e proporciona substanciais dados referentes ao desempenho do projecto. Um bom programa de monitorização serve para evitar potenciais problemas em contraste com o fornecimento de indicações de problemas ocorridos anteriormente.

As questões decorrentes de explorações e do eventual fecho de um local de armazenamento são avaliados no Capítulo 4. Alguns reguladores têm considerável experiência com o encerramento de explorações de petróleo e gás. Com base nessas práticas, podem ser criados regulamentos práticos que proporcionem uma garantia realista de que o processo será seguro e eficaz. Adicionalmente, é examinado o potencial de armazenamento máximo de determinados sistemas, bem como do que isso significa em termos de taxas e de pressões de injeção.

O processo CCS é similar à actividade de gás natural a funcionar em sentido contrário. Vale a pena referir que o CO₂ não inflamável, não é tóxico e não é perigoso excepto em elevadas concentrações. Toda a biosfera depende do CO₂ para sobreviver. Na atmosfera, dispersa-se muito rapidamente. O desafio de manusear um gás como o CO₂, enterrado profundamente na terra, não é algo sem precedentes e experiência. Um programa de CCS bem sucedido dependerá em última análise do estabelecimento de padrões e de expectativas que proporcionem um enquadramento para operadores, governos e público, tendo em vista assegurar que não há risco para a vida, a água ou para o ambiente.

A CCS é uma forma eficiente de lidar com emissões resultantes da combustão de combustíveis fósseis. O CCS poderá acabar por ser implementado em centrais de geração de energia que utilizam como matéria-prima resíduos de biomassa. O armazenamento de CO₂ libertado pela combustão de biomassa pode criar um processo ainda mais eficaz que o das energias renováveis para a redução das cargas de CO₂ na atmosfera. Este cenário oferece a perspectiva de geração de energia e ao mesmo tempo a retirada de CO₂ do ar, não é utopia apenas progresso.

Os projectos CCS à larga escala comercial são hoje em dia raros porque faltam os aspectos essenciais básicos do negócio. Na maior parte das jurisdições, ainda não é legal transportar CCS, excepção feita quando se trata de explorações de recuperação de petróleo enriquecido (EOR). Mais importante ainda é que não há um mecanismo de contabilização em termos monetários da redução de emissões de CO₂ utilizando CCS. Para uma empresa que venda um produto (como electricidade, energia, petróleo, gás produtos refinados, cimento ou aço) embarcar de forma unilateral no CCS não tem qualquer sentido comercial. Até ao momento em que o CO₂ armazenado tenha um valor comercial, não é provável que tal se altere.

Felizmente, algumas jurisdições em todo o mundo estão a começar a reunir os necessários enquadramentos legais e regulamentares de modo a permitir a CCS através da alteração da regulamentação existente e criando novas. A indústria já tem a tecnologia, as aptidões e as capacidades para a realização de projectos CCS à escala industrial, e o fundamento comercial para o desenvolvimento da tecnologia parece ter probabilidade de se materializar.

Os operadores de projectos CCS terão necessidade de:

- Acesso a locais de armazenamento com qualidade e direitos inequívocos quanto ao uso do espaço de armazenamento.
- Um enquadramento jurídico e um processo de licenciamento que conceda autorização de injeção.
- Instituições financeiras dispostas a concederem facilidades financeiras comerciais normais.
- Expectativas claras para eventual encerramento de projectos legais.
- Gestão da responsabilidade de longo prazo do CO₂ armazenado (administração)

- Expectativa de um retorno razoável do investimento.

Os projectos CCS individuais terão provavelmente quatro fases distintas com transições regulamentares:

- *Seleção e desenvolvimento do local* (aproximadamente 5 a 10 anos): O local é identificado com base numa avaliação geológica, em factores comerciais e nas expectativas regulamentares. O espaço para as instalações de superfície é garantido e espaço principal de sub superfície é comprado ou arrendado ao proprietário (uma entidade ou governo). É concedida uma autorização de armazenamento, são construídas as infra-estruturas (por ex., poços, condutas, compressores) e é verificada a capacidade de exploração.
- *Exploração* (ao longo de décadas): O período total de injeção de gás, mais alguns anos de monitorização, de acordo com os termos tecnicamente apropriados.
- *Encerramento* (ao longo de anos): Esta fase tem o seu início quando houver suficiente monitorização que indique que o CO₂ injectado foi gerido correctamente e que não deverá causar problemas. Os reguladores podem optar por manter poços de observação ou outras instalações durante períodos muito longos. A maioria dos poços é tapada e a infra-estrutura retirada. O local é então considerado normal.
- *Pós-encerramento*: É estabelecida a permanência esperada de CO₂ no reservatório. O operador deixa de estar envolvido.

Há riscos. Para que a CCS tenha sucesso, o risco tem de ser gerido de forma objectiva e responsável quer pelos operadores quer pelos reguladores. É possível regular excessivamente riscos falsamente percebidos e sub regular perigos reais não reconhecidos. Ter a combinação regulamentar correcta constituirá uma ajuda para que o processo CCS seja bem sucedido. É uma consideração técnica importante que o “risco” associado ao CO₂ injectado não seja uma constante no tempo. A probabilidade de um acontecimento inesperado aumentar à medida que os volumes de injeção e a pressão sub superfície aumentam e que tal exija uma monitorização de perto durante a fase de exploração. Após a paragem da injeção, à medida que a pressão se equilibra, e os mecanismos naturais de retenção produzem efeito, o CO₂ injectado vai-se tornando cada vez mais imóvel

Para os operadores e reguladores, a forma mais eficaz de minimizar consequências inesperadas é começar com locais cuidadosamente escolhidos. Os factores que tornam um local um sítio bom e seguro para injectar CO₂ são objecto do Capítulo 1, na selecção do local. Terá ser utilizada uma prática sensata para a construção do projecto de armazenamento, especialmente a construção de novos poços e a avaliação e ou reparação de poços existentes, cuja base técnica é discutida no Capítulo 2. A monitorização do projecto, incluindo as medições de base e de exploração, é essencial durante a fase de exploração tendo em vista otimizar o desempenho e descobrir potenciais problemas logo de início, tal como é discutido no Capítulo 3. Finalmente, um projecto bem sucedido integra uma concepção inteligente, um forte controlo operacional e um planeamento robusto que inclua o operador e os reguladores permitindo uma transição suave para as fases de encerramento e pós-encerramento, tal como é explicado no Capítulo 4.

CAPÍTULO UM: Caracterização do local

A caracterização da sub superfície é um passo fundamental na identificação de potenciais unidades geológicas para armazenamento de CO₂. Começa pela geociência de sólidos, utilizando técnicas de rotina e estabelecidas para avaliação de dados. Embora seja inevitável um determinado grau de incerteza na caracterização da sub superfície devido à variação natural inerente, há três elementos essenciais para que o armazenamento geológico seja tecnicamente exequível. A potencial unidade de armazenamento tem de ter um volume de poro suficiente para armazenar todo o material injectado (‘capacidade’); as características de formação têm de permitir a injectividade da perfuração do poço (‘injectividade’), e um invólucro de selagem subjacente terá de assegurar a contenção dos respectivos fluidos (‘contenção’). Neste contexto os “fluidos” referem-se a CO₂ num determinado número de fases químicas incluindo a fase supercrítica (densa), fase do gás e o CO₂ dissolvido em águas salinas.

A capacidade é determinada por cinco parâmetros, nomeadamente a espessura da formação, a área do local de armazenamento, a porosidade da rocha e densidade de CO₂ (que pode variar apenas num único reservatório) e a eficiência do armazenamento (um factor que reflecte a fracção do volume de poro que pode ser saturado com CO₂ acrescido da capacidade da formação e dos fluidos existentes de terem CO₂ em solução ou nos compostos químicos. Um parâmetro essencial na selecção é a porosidade.

A injectividade é determinada pela permeabilidade da formação e pela concepção do poço de injeção. Em termos ideais, o armazenamento de CO₂ requer uma elevada permeabilidade perto da perfuração do poço de modo a permitir que o CO₂ se desloque rapidamente no espaço do poro. À medida que a injeção progride, as reacções geoquímicas entre o CO₂ de superfície e as rochas e os fluidos na formação de armazenamento podem alterar de forma favorável ou desfavorável a injectividade. A contenção exige alguma forma de retenção e o respectivo selo. Os selos são barreiras naturais do fluxo, o que significa rochas com uma permeabilidade ou capacidade mínimas que permita o fluxo e camadas sem falhas ou fracturas interligadas que permitam uma infiltração significativa. Os selos podem ser verticais ou laterais. Nalguns casos um único selo proporciona uma grande retenção, noutros múltiplas camadas de selagem serão preferíveis, para funcionarem como uma invólucro selante total. A qualidade efectiva das rochas de selagem pode ser quantificada e calibrada com dados laboratoriais. A continuidade do selo é importante. Necessita de abranger uma área suficiente para conter o volume total a ser injectado e deve ser suficientemente espesso para evitar qualquer possível brecha motivada por efeitos geoquímicos e ou geomecânicos negativos que possam ocorrer sob determinadas circunstâncias específicas. A saturação residual pode funcionar como um mecanismo de retenção poderoso para o CO₂.

Há diversos modos genéricos de armazenamento geológico de CO₂. Estes incluem armazenamento em:

- 1 - reservatórios de petróleo ou gás esgotados, que oferecem algumas das soluções mais rapidamente disponíveis e adequadas para o armazenamento;
- 2 - formações salinas profundas, que possam ter maior cobertura regional e que são muito mais comuns e que podem ser as únicas oportunidades perto de muitos locais de emissão de CO₂.
- 3 - associação a projectos da indústria de petróleo e gás Recuperação de Petróleo Enriquecido (EOR);
- 4 - formações de leitos de carvão.

As principais vantagens de armazenamento nas vizinhanças da produção de petróleo e dos campos de gás é a maturidade da base de dados inicial que terá sido desenvolvida a partir das explorações de petróleo e de gás, bem como a certeza provável da contenção demonstrada.

A compreensão dos mecanismos através dos quais o CO₂ é retido é um aspecto importante da caracterização do local. Os factores físicos e geomecânicos determinam a eficácia dos mecanismos de retenção. Os aspectos à escala da bacia, incluindo a estrutura regional da bacia, a sua história, e o seu regime de pressão são importantes, uma vez que cada formação será invariavelmente parte de um sistema maior para o qual o fluido ao nível da bacia flui e os mecanismos de armazenamento precisam de ser compreendidos. Averiguar a direcção e a taxa de fluxo do fluido natural nas proximidades de um potencial local de armazenamento é essencial. Os mecanismos de retenção física, compreendendo a geometria de formas de retenção estruturais e estratigráficas são em geral bem entendidas a partir da avaliação de rotina do reservatório nas explorações de petróleo e gás. O CO₂ residual retido no espaço do poro nas formações de rocha também podem agir com uma forma de retenção formando assim um importante mecanismo de armazenamento. A retenção geoquímica, na qual o CO₂ reage com os fluidos e minerais naturais na sub superfície (como a água salgada numa formação salina) podem levar também a um armazenamento permanente de CO₂ na sub superfície.

Há três fases genéricas de trabalho, comuns às actividades de caracterização da sub superfície na exploração e produção de petróleo e gás que podem ser aplicadas ao armazenamento de CO₂. A primeira fase, a selecção do local, envolve estudos de selecção regional para identificação das potenciais áreas para injeção e armazenamento de CO₂. O objectivo, tendo em conta a análise, modelo e avaliação do risco, é identificar um ou mais locais para a qualificação detalhada do local. A qualificação do local, a segunda fase, envolve estudos de superfície detalhados para demonstração da exequibilidade da injeção e do armazenamento. Esta fase inclui habitualmente uma perfuração para avaliação (se não existirem ainda os poços adequados) e a aquisição de mais dados detalhados, teste de base para apoio do planeamento de monitorização futura e a avaliação detalhada do risco. A terceira fase, a fase de desenvolvimento, envolve um aperfeiçoamento do plano de desenvolvimento de campo e a compreensão de detalhes mais precisos das formações alvo como as suas propriedades petrofísicas ou a capacidade de injeção.

Tal como é entendido no contexto da avaliação geológica e do desenvolvimento dos campos de petróleo, está inerente um determinado nível de risco e incerteza e terá de ser aceite no processo de decisão relativo à selecção e qualificação do local quando se trata de locais de armazenamento de CO₂.

Muitas das boas práticas utilizadas na caracterização de reservatórios de petróleo e gás podem ser utilizados na avaliação de potenciais locais de armazenamento de CO₂ (tal como o uso de dados de sísmica, mapeamento estratigráfico e análise de fácies para desenvolvimento de modelos geológicos 3D). Muitos geocientistas considerarão a identificação de locais de armazenamento de CO₂ de elevada qualidade algo relativamente rotineira recorrendo à aplicação de conhecimentos e práticas existentes. Para serem objectivos, os critérios de selecção para potenciais formas de armazenamento extremamente robustas não constituem um desafio. Muitos destes serão simplesmente campos de hidrocarbonetos esgotados. Porém, haverá uma forte pressão económica para a selecção de locais sem o grande benefício do conhecimento da sub superfície obtido pelas explorações da indústria de petróleo e de gás e onde os factos geológicos para previsão da eficácia de armazenamento não são tão bem conhecidos. Tal exige um

maior cuidado, uma aquisição significativa de novos dados e beneficiará dos conhecimentos obtidos de projectos-piloto e de demonstração anteriores.

A indústria do petróleo e do gás tem uma forte história de inovação e adaptação ao mesmo tempo que cumpre elevados padrões. Tem práticas com uma qualidade muito sofisticada para a resolução de problemas. Os investimentos nos locais de armazenamento também irão conduzir os investimentos para a melhoria dos critérios de selecção dos locais e das técnicas de monitorização. Algumas ferramentas de modelagem essenciais serão actualizadas para o CO₂ e aplicação para o armazenamento de modo a serem mais eficazes e eficientes para o fim especializado. Por exemplo, modelar a física do movimento do CO₂ *in situ* não se encontra tão definido como modelar a física de comportamentos habituais do petróleo e do gás especialmente em grandes reservatórios com uma mistura de fluidos de múltiplas fases, embora existam modelos matemáticos sofisticados para a descrição dos fenómenos relativos ao CO₂. Comparativamente há também poucos dados relativos a muitas formações salinas em profundidade actualmente em estudo por não terem tido interesse para a produção de petróleo e gás. Outras ferramentas habituais da indústria beneficiarão de actualizações específicas para o CO₂ e da calibragem avançada, especialmente ferramentas para análise de contenção em larga escala.

CAPÍTULO DOIS: Construção e integridade do poço

Todos os participantes em projectos CCS concordarão provavelmente que será essencial avaliar o risco potencial de fuga de CO₂ nas perfurações dos poços no local de armazenamento e isto aplica-se a novas perfurações de poços, bem como às preexistentes. Evitar as fugas é uma parte normal das explorações de petróleo e de gás e o grande objectivo da base de concepção quer dos poços de injeção quer dos poços de produção. São efectuados sérios esforços no sentido de verificar a integridade física e mecânica dos poços. As técnicas para evitar, detectar e reparar fugas são práticas normais. As indústrias de petróleo e gás têm décadas de experiência na construção e exploração dos poços para injeção e produção de CO₂ e o CO₂ mistura-se com petróleo, água e gás natural.

Foi obtida uma vasta experiência na construção de poços específicos para CO₂ com base nos projectos EOR de CO₂ [1] o primeiro dos quais teve início nos anos 70 do século XX e também da produção de misturas de gás natural com um elevado conteúdo de CO₂. Esta actividade gerou um corpo substancial de experiência prática e a respectiva análise. Claramente, os poços concebidos para um ambiente exposto ao CO₂ exigem a compreensão das condições da vida de serviço do poço, o seu abandono, as características físicas do próprio poço (como a escolha dos materiais de construção e as práticas para assegurar a integridade da selagem interna e externa), bem como as características geológicas e químicas como a pressão, temperatura e a produção / injeção química quando o poço estiver a funcionar.

Apesar de alguns testes laboratoriais terem demonstrado que alguns cimentos habitualmente utilizados na construção de poços podem ser vulneráveis ao ataque de CO₂ sob condições laboratoriais simuladas, um maior número de trabalho laboratorial, aplicações de campo, desempenho histórico e estudos indicam que os cimentos normais dos campos petrolíferos com uma boa mistura, teste e práticas de colocação são eficazes para aplicações de CCS. A experiência também sugere que a colocação eficaz do cimento no espaço de perfuração do poço é igualmente, senão mesmo mais importante para assegurar a integridade do poço. Um estudo recente realizado pelo CO₂ Capture Project, que avaliou as condições de barreira de uma perfuração de poço exposta ao CO₂, verificou que cimento com base em Portland e aço de carbono proporcionava uma barreira eficaz ao CO₂ e que a colocação do cimento era mais significativa na resistência à migração de CO₂ conjuntamente com o sistema de barreira que a escolha do próprio cimento.

Antes da construção dos poços, as necessidades de perfuração, acabamento, exploração e abandono devem ser previstas nas “Bases de Concepção” e nos planos de desenvolvimento. Tal abrange uma vasta gama de considerações incluindo a duração esperada para cada fase da vida do poço (através da selecção do local, exploração, encerramento e pós encerramento); a especificação injectante (taxa, pressão, volume e composição) conjuntamente com as características do respectivo reservatório, o número e o tipo de poços necessários, os tipos de acabamento do poço necessários, os componentes do sistema de barreira,

mitigação da corrosão, um programa e um plano de corrosão e monitorização, requisitos dos sistemas de segurança, assistência e manutenção e as disposições relativas ao controlo do desempenho e à manutenção e melhoramentos da injectividade.

É claro que grandes volumes de CO₂ direccionados para a injeção de modo a gerir as emissões de GHG exigirá que seja perfurado um grande número de novos poços e tal realça a necessidade de uma boa compreensão das especificações do poço e das boas práticas durante a selecção e desenvolvimento do local. Felizmente, avanços recentes na tecnologia dos poços, como a perfuração horizontal, fractura hidráulica maciça e poços multilaterais melhorarão o potencial de injectividade do poço e reduzirão o número de poços necessários para a injeção de um volume de CO₂ comparado com as técnicas de perfuração tradicionais habituais nos projectos iniciais EOR CO₂.

Os poços existentes podem ser utilizados para armazenamento geológico de CO₂ e proporcionar uma oportunidade valiosa para o uso de infra-estruturas disponíveis. A ponderação quanto ao uso dos poços existentes exige a análise das características de concepção originais e o exame da história da sua utilização (incluindo a história relativamente à forma como foi fechado e ao abandono, quando relevante). A informação base, sobre o poço, bem como sobre as condições do reservatório relevantes (como a pressão, temperatura, saturação fluidos /gás, química da água) também é necessária. A reutilização da infra-estrutura existente para fins diferentes daqueles para os quais foi originalmente concebida pode originar limitações em termos de exploração que são restritas quando comparadas com instalações construídas de novo, mas na maioria dos casos um poço concebido para injectar CO₂ para EOR será idêntico a um que seja concebido para armazenar CO₂ no mesmo local. Em geral qualquer poço com uma concepção robusta e uma execução adequadamente ponderada em função dos requisitos de CO₂ pode ser convertido para uso de CO₂.

Os poços novos proporcionam a oportunidade de planear o sistema de barreira adaptado especificamente ao CO₂ e às condições do local de armazenamento. Tal poderá ser ou não um ponto significativo em termos de decisão. Factores como a qualidade da barreira durante o ciclo de vida do poço, o estado do reservatório e os requisitos específicos do armazenamento de CO₂ deverão ser tidos em conta aquando do planeamento. Os requisitos fundamentais do planeamento de novos poços, Uma base de Concepção, um calendário de armazenamento, um plano de desenvolvimento e os levantamentos base são os mesmos que são necessários para os poços existentes.

CAPÍTULO TRÊS: Monitorização

Os Geocientistas consideram a monitorização da sub superfície como um processo de recolha de dados adequado aos fins a que se destina elaborado como parte de uma evolução científica concebida para testar a compreensão eficaz das complexas relações de sub superfície e verificar as expectativas para a localização e movimento dos fluidos e do gás com o tempo. A monitorização proporciona um indicador de desempenho essencial para um armazenamento seguro, mas é errado pensar que a monitorização em si pode garantir a segurança. A monitorização é como um conta-quilómetros num carro. Contribui para a segurança mas há outros factores mais importantes como a concepção do próprio carro, as condições da estrada e a forma como é conduzido. O IPCC da ONU sugere que a proporção de CO₂ retido num local adequadamente seleccionado e gerido é provável que seja superior a 99% durante 1000 anos. Assim a chave de um armazenamento seguro é a selecção e a gestão adequadas do local e uma monitorização eficaz é fundamental para a globalidade do processo. Podem ser utilizadas ferramentas e técnicas de monitorização directa para medição das concentrações de CO₂, perto das perfurações dos poços na sub superfície ou fazendo medições à superfície, no entanto a maior parte das medições será realizada através de métodos de medição indirecta, tais como levantamentos de sísmica, gravidade ou electromagnéticos. Já existe uma variedade de ferramentas para a realização de actividades de monitorização sendo necessário efectuar uma selecção criteriosa para assegurar que são utilizadas as ferramentas correctas para a tarefa certa, tendo em conta as condições locais específicas do local. Na maior parte dos casos, são criados complexos modelos 3D em computador que servem como representações para a visualização e

quantificação do ambiente de sub superfície. A informação obtida com a monitorização ajuda a aperfeiçoar e melhora estes modelos.

As imagens de sísmica 3D usadas na indústria de petróleo e gás para representar geometrias e distribuições de volumes de rocha, pressões relativas e tipos de fluido. É uma ferramenta extremamente poderosa e sofisticada a através da introdução de tecnologia de intervalo de tempo (imagem de sísmica “4D”) ainda mais aperfeiçoada. Mesmo assim, a imagem de sísmica tem limitações como os desafios técnicos da criação de imagens de sísmica de qualidade através de camadas de sal ou desafios financeiros e questões de acesso ao uso de terrenos inerentes à realização de imagens de sísmica no terreno. Nalguns casos a técnica pode não proporcionar os dados relevantes. As medições da gravidade, que revelam alterações à densidade para uma coluna teórica de rocha vertical, são outra ferramenta de medição indirecta com probabilidade de ser aplicada a locais de CO₂. As aplicações com base em satélites são também utilizadas para detectar alterações nas elevações do terreno, capazes de detectar alterações em elevações verticais de um milímetro, elevações de terreno ou aluimentos que podem ser atribuídos às alterações ocorridas na sub superfície.

Estas técnicas são agora utilizadas em projectos à escala comercial e em explorações de petróleo e gás em diferentes partes do mundo. A parceria In-Salah, por exemplo, fez bom uso das técnicas de monitorização por satélite para a monitorização da injeção de CO₂ no deserto da Argélia [2]. O local de armazenamento de CO₂ Sleipner demonstrou o valor da sísmica de 4-D e da gravidade para monitorização do movimento de CO₂ [3]. Imagens de sísmica 3-D e 4-D abrangentes foram desenvolvidas no Campo de Vácuo na bacia de Permian no Novo México [4] e no campo de Kuparuk na Encosta Norte do Alaska. A monitorização da gravidade e as tecnologias de sísmica 3-D e 4-D foram empregues no campo de Prudhoe Bay no Alaska [5] e ajudaram no apoio à recuperação de campo durante muitos anos. Foram utilizadas diversas tecnologias no campo de Pinedale no Wyoming para ajudar a compreender a distribuição e a concentração de gás natural no campo e a forma como tal se altera com o decurso do tempo. Nas explorações de Peace River no Canadá, os programas de monitorização de sísmica, micro-sísmica e de inclinação foram realizados durante um período de vários anos para melhorar a compreensão do comportamento dinâmico do reservatório.

Independentemente das técnicas de monitorização seleccionadas, é importante ter um bom levantamento de base antes do início da injeção e compreender o potencial de resolução da técnica, bem como as implicações no local específico.

CAPÍTULO QUATRO: Desenvolvimento, exploração e desmantelamento

Similar às áreas de caracterização do local, a construção do poço e a monitorização da indústria de petróleo e gás tem uma vasta experiência na gestão, exploração e desmantelamento dos campos e das instalações de sub superfície. Foram realizadas as avaliações do ciclo de vida das explorações do campo e foram estabelecidos princípios amplamente aceites de gestão eficaz de questões relativas à saúde, segurança e ao ambiente. Foram propostas orientações, boas práticas, enquadramento de certificação e propostas regulamentares para o ciclo de vida do armazenamento de CO₂ por inúmeras organizações de âmbito internacional.

As explorações da indústria de petróleo e gás foram durante muitos anos inspiradas pelo conceito de um “laço de feedback” em que os dados de exploração e de monitorização inspirariam uma melhoria constante aos modelos da terra e dinâmicos que caracterizam o sistema. Tal por seu turno levaria a uma resposta operacional. O feedback é também um conceito essencial no desmantelamento com base no desempenho, de modo a que as fases de encerramento e pós encerramento de um projecto de armazenamento possam começar do ponto de partida de um sistema muito caracterizado e bem compreendido.

O desenvolvimento de campos de armazenamento de CO₂ será, sob muitas formas, paralelo ao desenvolvimento dos campos de petróleo e de gás e partir desta vasta experiência será a chave para o sucesso. O redesenvolvimento dos campos para o armazenamento de CO₂ advirá da experiência da indústria de petróleo e de gás ao redesenvolver campos prontos para a instalação de fluxos de água e projectos EOR. As lições de um desenvolvimento faseado e a ‘aprendizagem através do desenvolvimento’ devem ser consideradas no planeamento para um uso eficaz da CCS e no desenvolvimento das normas. Tal como no campo de produção de petróleo e gás, o desenvolvimento óptimo de instalações de armazenamento de CO₂ é no melhor interesse do operador e existam ou não normas específicas claramente definidas.

O planeamento e desenvolvimento do campo envolvem o uso de modelos terrestres e dinâmicos desenvolvidos durante a avaliação do local para determinação do número de poços, o tipo de poços, estratégias de injeção e parâmetros operacionais (em especial a pressão). As concepções avançadas dos poços, como poços horizontais e verticais, podem ser usados no armazenamento de CO₂ para melhorar as taxas individuais dos poços, reduzir os impactos de pressão perto das perfurações dos poços e o controlo da distribuição de CO₂. As características do reservatório repercutir-se-ão no número e densidade dos poços e afectarão também a estratégia de injeção. Os parâmetros operacionais, como as taxas e a pressão dos poços, inspiram a construção do poço e a concepção da infra-estrutura. Provavelmente o parâmetro mais importante para projectos de armazenamento de CO₂ é a pressão máxima de injeção no furo do fundo, onde o objectivo é maximizar a taxa de injeção sem comprometer a integridade do sistema de contenção.

As considerações da concepção de um projecto deste tipo podem arrastar os fluxos e práticas da indústria de petróleo e de gás. A maquete do reservatório dinâmico pode ser utilizada para o desenvolvimento de cenários estratégicos que permitam que seja desenvolvido um design óptimo. Isto por seu turno suporta a criação de um plano de monitorização rentável.

Na monitorização da integridade do poço, os registos de avaliação do cimento podem ser usados para avaliar a integridade do revestimento de cimento do poço no espaço entre o invólucro e a formação. Também podem ser utilizadas ferramentas de avaliação sónicas e ultra sónicas. A informação que proporcionam será uma importante fonte de dados, adicionalmente aos relatórios de perfuração, relatórios de fluido de perfuração, informação de registo de buraco aberto e informação relativa à colocação do cimento.

Um determinado número de factores, como a presença e a concentração de oxigénio, CO₂ e sulfeto de hidrogénio (H₂S) e a vida e serviço antecipados do equipamento, necessitam de ser tidos em conta na determinação dos materiais que deverão ser utilizados no equipamento de acabamento do poço. Há uma vasta experiência da indústria na selecção de materiais para a construção de poços para exposição ao CO₂, incluindo as lições aprendidas no planeamento de projectos de armazenamento de CO₂ como o projecto do Gás Gorgon na Austrália. Este considerou, por exemplo, os níveis de H₂S contidos no fluxo de gás CO₂ e a sua repercussão na escolha dos aços incluindo aço inoxidável e a capacidade de selos não metálicos funcionarem neste ambiente extremo. O campo Rangely Weber no Colorado, proporciona um exemplo de como poços construídos nos anos 40 do século XX foram usados com sucesso para o armazenamento de CO₂.

Durante a fase de exploração do poço, podem ser empregues diversas técnicas de monitorização da integridade do poço. Podem ser utilizados testes de integridade mecânicos para assegurar que o selo está intacto. Também podem ser utilizados registos de pressão/temperatura, registos de ruído, registos de tempos de deterioração termal e registos de avaliação do cimento. Quando seja necessário podem ser efectuadas reparações e ocasionalmente os poços podem necessitar de ser totalmente desmantelados.

As iniciativas de monitorização permanecem uma parte importante da fase de exploração. A monitorização procurará assegurar que o poço tem um desempenho de acordo com o pretendido e está a ser explorado e mantido de acordo com os parâmetros de concepção com um nível aceitável de risco relativamente à sua vida de concepção, mas também no caso do armazenamento de CO₂ que está a ser operado de uma forma que reduz o risco de libertação descontrolada de CO₂. Um programa de monitorização abrangente inclui a definição de limites de pressão máximos e mínimos para todos os espaços e a aplicação de uma grande variedade de técnicas de teste de diagnóstico. Estas incluiriam abordagens como a análise do fluido no espaço ou do gás ou a utilização de uma grande variedade de registos incluindo registos de detecção de fugas, registos de vídeo, registos de ruídos ultra sónicos, registos de temperatura, registos de inspecção de canos, registos de inspecção tubular e registos de calibrador. O Equipamento deverá ser inspecionado quando for retirado do poço. Todos os dados de monitorização e inspecção deverão ser geridos de modo a que os dados de integridade relevantes estejam imediatamente disponíveis e possam ser usados para apoio ao processo de decisão.

A fase de exploração do projecto de armazenamento de CO₂ não é um período estático, mas um período em que há uma monitorização continuada, aprendizagem e acção quando necessário. A exploração gera aprendizagem sobre a sub superfície e proporciona resultados e dados de monitorização de exploração valiosos. O pessoal de engenharia, geotécnico e de exploração trabalhará em conjunto para monitorizar e gerir o desempenho do dia-a-dia. O pessoal de produção e de engenharia do reservatório examinará de forma similar os dados de exploração de modo a interpretar o poço e o desempenho do reservatório e avaliará o movimento da coluna de CO₂. As acções durante a exploração podem incluir programas de manutenção da corrosão, manutenção do poço, fazer alterações à estratégia de injeção e actualização e melhoramento do modelo geológico do projecto numa base regular. Documentar a gestão de operações, na qual são registadas questões importantes e potenciais riscos, bem como sublinhadas as respostas de gestão é uma boa prática e fornece uma fundação robusta da informação para um eventual desmantelamento.

O desmantelamento de instalações de armazenamento de CO₂ pode assentar na experiência da indústria de petróleo e gás dos campos esgotados desmantelados. Os requisitos desta fase constarão também da regulamentação. É adequado que o operador do projecto mantenha a responsabilidade da coluna de CO₂ no período subsequente ao fim da injeção. A duração desta responsabilidade dependerá da dimensão, tipo e perfil de risco do projecto, assentando no conhecimento do comportamento da sub superfície de CO₂ já observado. No final da injeção, com um modelo bem calibrado do ambiente de sub superfície e da coluna de CO₂, é provável que previsões firmes relativamente à posição de longo prazo do CO₂ possam ser feitas durante muitos anos no futuro. Os riscos residuais, como encontrar falhas na área de contenção da sub superfície podem ser quantificadas e modeladas. Na globalidade, a expectativa técnica é que a contenção de longo prazo seja alcançável e possa ser modelada e demonstrada sem qualquer expectativa que exija acções e intervenções de longo prazo. A salvaguarda do público e a protecção do ambiente são essenciais e tal pode ser alcançado reconhecendo os limites da responsabilidade do operador do projecto para um período razoável usual para grandes obras públicas e privadas. Na determinação deste equilíbrio, podem ser tidos em atenção um certo número de enquadramentos emergentes que consideram questões de manutenção de longo prazo.

Durante a fase de encerramento, a incidência é na contenção de longo prazo e no isolamento do injectante com sistemas naturais e sistemas de engenharia. Será tido em atenção a potencial deterioração dos materiais devido a uma exposição de longo prazo ao CO₂, que se repercute sobre os materiais seleccionados para utilização no desmantelamento. Se o desempenho material se puder repercutir na contenção de longo prazo, tal será mitigado pela escolha do material.

Na fase pós encerramento, não é necessária qualquer outra acção se o local tiver um desempenho de acordo com as expectativas razoáveis de estabilidade em fases anteriores. Onde existir uma estabilidade do

local inferior à esperada, a monitorização e reparação quando necessária, deverá ser continuada até a estabilidade ser alcançada.

Agradecimentos

Este trabalho é produto de muitas contribuições individuais de representantes de empresas membro do CO2 Capture Project que incluem a BP, Chevron, ConocoPhillips, Eni, Petrobras, Shell, StatoilHydro e Suncor. O apoio das administrações dessas empresas foi essencial para o seu sucesso e é reconhecido com gratidão. Os contribuintes essenciais para este esforço específico, para além do autor nominal deste documento, incluem por ordem alfabética da denominação da empresa: da BP- Charles Christopher, Walter Crow, Kevin Dodds, Brian Williams, Iain Wright; da Chevron - Craig Gardner, Scott Imbus; da ConocoPhillips – H. G. (Gary) Limb, Randy McKnight, Scott Rennie, da Eni – Mario Marchionna; da Petrobras- Rodolfo Dino; da Shell— Heath Nevels, Alessandra Simone, Charlie Williams, da StatoilHydro – Philp Ringrose e da Suncor-- Alan Young Nigel Jenvey, anteriormente na Shell contribuiu nos esforços iniciais. A escrita técnica e o apoio ao manuscrito foi de 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.