UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA

*“CRITERIOS PARA EL DISEÑO, LA EJECUCIÓN Y EL CONTROL DE
TÉCNICAS DE INYECCIÓN DE CO₂ EN ALMACENES GEOLÓGICOS
CARBONATADOS FRACTURADOS DE BAJA PERMEABILIDAD EN LA
MATRIZ DE POROS”*

TESIS DOCTORAL

Doctorando

José Carlos de Dios González

Ingeniero de Minas

Madrid 2017

Programa de Doctorado en Investigación, Modelización y Análisis del Riesgo en Medio Ambiente

Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía

Título de la Tesis: “Criterios para el diseño, la ejecución y el control de técnicas de inyección de CO₂ en almacenes geológicos carbonatados fracturados de baja permeabilidad en la matriz de poros”

Autor: José Carlos de Dios González. Ingeniero de Minas

Directores: Luis Felipe Mazadiego Martínez y Carlos Martínez Díaz

Año: 2017

AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer a Luis Felipe Mazadiego Martínez y a Carlos Martínez Díaz, Directores de mi tesis doctoral y profesores de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía de la Universidad Politécnica de Madrid, todo el apoyo que me han prestado para abordar con éxito un trabajo tan apasionante y cuyos resultados se resumen en esta tesis doctoral. Guardo un especial recuerdo de todos los momentos compartidos con Carlos, algunos más llevaderos y otros más difíciles, pero todos ellos llenos de criterio ingenieril y de compañerismo, y esto difícilmente se puede olvidar.

También quiero agradecer a Eduardo Castiñeiras Cenamor, Director General de la Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN), las facilidades prestadas para desarrollar este estudio, y al que fuese su antecesor en el cargo Melchor Ruiz Pérez que me animó a realizar una tesis doctoral sobre almacenamiento geológico de CO₂. Tampoco quiero olvidarme de todas aquellas personas que trabajaron y trabajan conmigo en los proyectos que se han llevado a cabo y en los actuales, a todos ellos quiero darles las gracias por el apoyo prestado.

Expreso mi agradecimiento a los responsables de los Programas EEPR y FP7 de la Comisión Europea, y en particular a los evaluadores, funcionarios y auditores de los proyectos OXYCFB300 financiado por el Programa Europeo de Recuperación Energética e IMPACTS financiado por el 7º Programa Marco.

Quiero trasladar un especial agradecimiento a las compañías ENDESA y Foster Wheeler en calidad de socios del proyecto OXYCFB300, y a los centros de investigación que colaboraron en el proyecto de la *“Planta de Desarrollo Tecnológico de Almacenamiento Geológico de CO₂ de Hontomín (Burgos)”*, siendo estos entre otros: Fundación Gómez Pardo, Fundación Instituto Petrofísico, CIEMAT, CSIC-IDAEA e IGME. Todos ellos han cooperado para que la planta de Hontomín sea en la actualidad un referente a nivel mundial.

Y por último, quiero mostrar un cariñoso agradecimiento a Nils A. Røkke por redactar el prólogo de esta tesis doctoral y a las personas que me prestan su apoyo todos los días y que juegan un papel fundamental en mi vida, a mis padres, a mi hermano y al resto de mi familia, con especial mención a mi padre que me inició en el mundo de la ingeniería y al que tanto debo. Y por supuesto, a las que son para mí un referente, mi esposa Adeli y mi hijo Pablo.

GRACIAS A TODOS

A mi hijo Pablo

PRÓLOGO

Carbon dioxide capture, transport and storage (CCS) is a technology for mitigating global warming and the associated climate change which is of utmost importance. It can offset around 14% of the required greenhouse gas emission reductions by 2050 given that we succeed in widespread deployment of the technology. It is also the most cost efficient way of reducing the emissions. Without CCS being deployed we are likely to spend 140-300% more to mitigate to the 2 degree target than with CCS.

CCS employ three principal steps, capturing, transporting and storing CO₂. These are very different steps and technologies and calls for interdisciplinary work and knowledge. All the steps are necessary but the whole concept of CCS relies on the assumption that there is enough storage space and that this can be qualified using agreed rules and standards. Without being able to store safely and at a necessary scale, CCS has no role to play in the future. Luckily we have plants operating today that have stored CO₂ in the underground for almost 20 years and we have a long track record for storing CO₂ in the practice of enhanced oil recovery (EOR). However, for the scale envisaged of several megatonnes of CO₂ being necessary to store every year we need to expand our portfolio of storage sites and geological formations. The large offshore aquifers like Utsira with excellent porosity and injectivity features cannot be found everywhere. We need to make use of more complex formations and this can only be done by better understanding their characteristics and to be able to develop strategies for their development based on knowledge and advanced modeling tools. This becomes especially challenging in fractured storage sites. Our current models are mostly built upon connected and homogenous layers. Heavily fractured sites exhibit non-homogeneity and a high degree of anisotropy- features that are hard to characterize and to transfer to models that can be used for engineering purposes. Obviously such sites need more instrumentation and data acquisition – but we also need the tools to understand the basic mechanisms of CO₂ migration and trapping in such reservoirs including fingering effects and the different behavior of chalk and for instance sandstone reservoirs.

The thesis adds to the knowledge of CO₂ storage and it is highly commendable that such work is performed around the world and from a strictly scientific basis. The other pressing issue for CCS is namely acceptance of the technology with the population. And as geology is unique for every country and region we need to build confidence by bringing the scientific case for safe storage in a widespread manner globally. Parts of the world will need on-shore storage and there is also great help in building knowledge on-shore that can be used by way of analogy for off-shore sites. Spain has taken bold steps to develop CCS and to establish pilot site on-shore in Hontomin. It is of utmost importance that this site and the knowledge gained from the site is disseminated to the outside world. It is my opinion that the work conducted in this thesis will contribute to this mission and that we can also be able to use more complex storage structures in the future. This is key for widespread deployment of CCS, a technology we simply cannot do without for industrial emissions, BioCCS and the power sector. Or in a short summary: No CCS, no 2 degree solution.

Dr. Nils A. Røkke
Vice President Sustainability SINTEF

LA FUNDACIÓN CIUDAD DE LA ENERGÍA EN EL DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂

La Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN) pertenece al sector público estatal y tiene entre otros fines fundacionales la promoción e impulso del desarrollo de investigaciones energéticas, el desarrollo medioambiental y la gestión de los proyectos de I+D+i que coadyuven a ello, así como a la puesta en marcha, gestión y control del Centro de Investigación en Tecnologías Avanzadas para la Captura y Almacenamiento del CO₂.

CIUDEN fue socio del proyecto OXYCFB300 con las compañías ENDESA y Foster Wheeler, financiado por el Programa Europeo de Recuperación Energética y por el Gobierno de España, en el que la fundación adquirió el compromiso de diseñar, construir y operar una Planta de Desarrollo Tecnológico de almacenamiento geológico de CO₂ próxima a la localidad de Hontomín en la provincia de Burgos.

Planta de Desarrollo Tecnológico de Hontomín (Burgos)

Dicha planta es en la actualidad la única operativa para la inyección de CO₂ sobre plataforma continental en Europa y ha sido reconocida como una instalación de ensayos clave para el desarrollo de la tecnología de almacenamiento geológico por el Parlamento Europeo en su Resolución de fecha 14 de Febrero de 2014.

La Planta de Hontomín ofrece la posibilidad de realizar ensayos a escala real para el desarrollo de técnicas de perforación ligeras, de equipos de monitorización de pozo y de técnicas geofísicas innovadoras para la caracterización de reservorios geológicos. Así mismo, las experiencias sobre la caracterización hidráulica de las formaciones sello y almacén, el control sísmico e hidrogeológico o el diseño de estrategias de inyección eficientes y seguras, apoyarán el desarrollo industrial de los almacenes geológicos de CO₂ y aportarán valiosa información en otros campos como son el almacenamiento de GNL y de energía, o la exploración y explotación de hidrocarburos.

CIUDEN viene participado en distintos proyectos de I+D+i en los que la referida planta ha jugado un papel fundamental en su desarrollo. Ejemplo de ello es el proyecto ENOS (ENabling Onshore CO₂ Storage in Europe) financiado por el Programa H2020 de la Comisión Europea para el periodo 2016-2020, que tiene como objetivo el desarrollo, investigación y demostración en condiciones reales del almacenamiento geológico de CO₂ en plataforma continental.

La presente tesis doctoral se ha desarrollado en el marco del Convenio de Colaboración existente entre la Fundación Ciudad de la Energía y la Universidad Politécnica de Madrid, y refleja los resultados de los trabajos de experimentación que se han llevado a cabo durante la fase de caracterización hidráulica y primeras inyecciones de CO₂ en el reservorio de la Planta de Desarrollo Tecnológico de de Hontomín.

Eduardo Castiñeiras Cenamor
Fundación Ciudad de la Energía
Director General

RESUMEN

ABSTRACT

1.-INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	14
1.1.-Introducción.....	14
1.2.-Las tecnologías CAC y el cambio climático.....	15
1.3.-Objetivos.....	18
2.-ESTADO DEL ARTE DE LAS TECNOLOGÍAS CAC.....	19
2.1.-Tecnologías de Captura.....	19
2.1.1.-Post-combustión.....	21
2.1.2.-Pre-combustión.....	25
2.1.3.-Oxycombustión.....	28
2.2.-Transporte de CO ₂	34
2.3.-El Secuestro Geológico de CO ₂	39
3.-ESTADO DEL ARTE DEL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO ₂	48
3.1.-Lagunas y retos tecnológicos existentes.....	48
3.1.1.-Técnicas geofísicas de caracterización y seguimiento de la pluma de CO ₂	51
3.1.1.1.-Técnicas sísmicas.....	51
3.1.1.2.-Técnicas electromagnéticas.....	62
3.1.1.3.-Técnicas gravimétricas.....	65
3.1.1.4.-Otras técnicas.....	68
3.1.1.5.-Análisis de aplicabilidad.....	70
3.1.2.-Perforación y completación de pozos.....	71
3.1.2.1.-Técnicas de perforación petroleras.....	72
3.1.2.2.-Trabajos de “Well Logging”.....	73
3.1.3.-Caracterización hidráulica del par sello-almacén.....	75
3.1.3.1.-Ensayos de laboratorio.....	76
3.1.3.1.1.-Toma de muestras.....	77
3.1.3.1.2.-Ensayos petrofísicos de rutina.....	78
3.1.3.1.3.-Ensayos de inyección en condiciones de reservorio.....	91

3.1.3.1.4.-Análisis de aguas.....	95
3.1.3.1.5.-Análisis de la presencia de hidrocarburos.....	97
3.1.3.2.-Ensayos de campo.....	98
3.1.4.-Modelizaciones del reservorio.....	103
3.1.4.1-Modelo geológico estático.....	104
3.1.4.2.-Modelo geológico dinámico.....	107
3.1.4.3.-Correlación entre modelos.....	109
3.1.5.-Redes de control Superficial.....	111
3.1.5.1.-Redes de control sísmico.....	111
3.1.5.2.-Redes de control hidrogeológico.....	115
3.1.5.3.-Estaciones meteorológicas y redes de control de gases del subsuelo.....	116
3.2.-Legislación aplicable.....	118
4.-MATERIALES Y MÉTODOS. RESULTADOS Y PROPUESTA DE SOLUCIONES.....	120
4.1.-Perforación de pozos empleando técnica minera.....	121
4.1.1.-Técnicas de perforación con equipos ligeros.....	121
4.1.2.-Técnicas de completación.....	128
4.1.2.1.-Casings, liners y técnicas de cementación.....	129
4.1.2.2.-Tubings, cabezas de pozo y accesorios.....	131
4.1.3.-Instrumentación profunda.....	137
4.2.-Ensayos de caracterización hidráulica del par sello-almacén en el reservorio de Hontomín.....	145
4.2.1.-Ensayos durante la fase de perforación.....	145
4.2.1.1.-Ensayos para determinar la permeabilidad en pozo abierto.....	145
4.2.1.2.-Ensayos de conectividad entre pozos.....	147
4.2.1.3.-Resultados de los ensayos para determinar la presión de fractura de la formación.....	150
4.2.2.-Ensayos de inyección a escala de laboratorio en condiciones de reservorio.....	150
4.2.3.-Tipología de ensayos de inyección a escala industrial.....	158
4.2.3.1.-Ensayos en modo de control presión.....	163
4.2.3.2.-Ensayos en modo de control caudal.....	166
4.2.4.-Ensayos de inyección con salmuera.....	168

4.2.5.-Ensayos de inyección con mezclas de CO ₂ y salmuera.....	173
4.2.6.-Ensayos de producción.....	175
4.2.7.-Ensayos de atrapamiento.....	176
4.3.-Modelización del comportamiento del reservorio de Hontomín.....	179
4.3.1.-Interpretación mediante códigos analíticos.....	179
4.3.2.-Interpretación mediante códigos numéricos.....	188
4.3.3.-Modelo Geológico Dinámico 3D.....	202
4.4.-Inyección de CO ₂ en condiciones de transporte por tubería.....	204
4.4.1.-Efectos termodinámicos, químicos y la presencia de impurezas.....	210
4.5.-Mecanismos de control.....	213
4.5.1.-Control de eficiencia de proceso.....	214
4.5.2.-Seguimiento de la seguridad.....	214
5.-DISCUSIÓN.....	216
6.-CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....	217
6.1.-Conclusiones.....	217
6.2.-Trabajos futuros.....	220
7.-ANEXOS.....	222
ANEXO A: Criterios de selección del emplazamiento.....	222
ANEXO B: Redes de control superficial.....	225
ANEXO C: Evaluación de Riesgos.....	234
ANEXO D: Legislación aplicable y tramitación de autorizaciones.....	242
ANEXO E: Efectos termodinámicos, químicos y la presencia de impurezas en la corriente de CO ₂	247
ANEXO F: Soluciones constructivas para el abandono de pozos.....	252
ANEXO G: Caracterización social, técnicas de percepción pública.....	254
INDICE DE FIGURAS.....	255
INDICE DE TABLAS.....	264
8.-REFERENCIAS.....	266
9.-BIBLIOGRAFÍA.....	276
10.-GLOSARIO.....	279

RESUMEN

Las tecnologías CAC, captura y almacenamiento geológico de CO₂, están reconocidas por instituciones y organizaciones internacionales como la Comisión Europea (CE), la Organización de Naciones Unidas (UN) o la Agencia Internacional de la Energía (IEA), entre otras, como una herramienta potencial para evitar los efectos de las emisiones de gases de efecto invernadero (GHG), como principales causantes del cambio climático.

El almacenamiento geológico de dióxido de carbono es una tecnología en fase de desarrollo, cuyo principal objetivo es el secuestro de este gas en formaciones geológicas profundas. El CO₂ se captura en instalaciones industriales que emplean combustibles fósiles en su proceso, transportándose mediante tubería, barco o en contenedores sobre camión hasta los lugares elegidos como almacén, para proceder a su inyección en las formaciones geológicas en un atrapamiento permanente.

En esta tesis doctoral se analizan los criterios para diseñar una estrategia de inyección de CO₂ eficiente y segura en carbonatos fracturados con baja permeabilidad en la matriz de poros. Se aporta información para el desarrollo de un procedimiento industrial de la operación y el control de su seguridad (Patente Nacional nº 201500151).

La migración de la pluma de CO₂ se produce prioritariamente a través de las redes de fracturas existentes y de las inducidas por el efecto de la inyección de distintos fluidos en los almacenes con matriz de baja porosidad. Estos efectos tienen lugar durante la caracterización hidráulica y operación, produciendo un alto grado de anisotropía en el comportamiento del almacén geológico. Por otro lado, para formaciones geológicas como los carbonatos, la mezcla del dióxido de carbono con el agua de formación reacciona químicamente con el macizo rocoso del almacén produciendo alteraciones significativas en los parámetros de la inyección.

La inyección de la salmuera y el CO₂ produce cambios en las propiedades geomecánicas de las fracturas y en la composición de los materiales de sus rellenos. La permeabilidad aumenta a consecuencia de los efectos hidrodinámicos producidos por la inyección y la reactividad geoquímica entre la mezcla y el macizo rocoso del acuífero salino profundo, propiciando un comportamiento dinámico del reservorio que conlleva distintas condiciones de operación para cada etapa de la vida del proyecto.

Se analiza en la tesis el diseño, ejecución y control de la estrategia de inyección de dióxido de carbono en condiciones de transporte por tubería, considerando los resultados obtenidos de la perforación de pozos y ensayos de well logging, trabajos del laboratorio de petrofísica, campañas de caracterización hidráulica e inyecciones de CO₂ a escala real. Se analiza también el ajuste de modelos y el desarrollo de nuevos códigos para interpretar los efectos del flujo multifásico en las fracturas y las reacciones químicas en el almacén.

Los criterios que se exponen se han establecido en base a los resultados de los trabajos experimentales que ha realizado el doctorando en la Planta de Desarrollo Tecnológico para Almacenamiento Geológico de CO₂ ubicada en Hontomín (Burgos), gestionada por la Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN).

Palabras Clave.-*Inyección de CO₂, carbonatos fracturados, matriz de baja permeabilidad, efectos hidrodinámicos, reactividad geoquímica, Patente Nacional nº 201500151*

ABSTRACT

CCS Technologies, Carbon Capture and Geological Storage, are recognized by international institutions and organizations worldwide as the European Commission (EC), United Nations (UN) or the International Energy Agency (IEA), inter alia, as a potential mitigation tool for avoiding the effects of greenhouse gas (GHG) emissions, as major actors of climate change.

The geological storage of carbon dioxide is a technology under development, being its main goal the gas sequestration in deep geological formations. CO₂ is captured from industrial sites where fossil fuel combustion is used in the processes, transported by pipe line, ship or container truck to the storage sites, in order to be injected in the geological formations in a permanent trapping.

Criteria for the design of efficient and safe CO₂ injection strategy in fractured carbonates with low matrix permeability are discussed in this thesis. Information for the industrial process development and its monitoring to ensure safety is provided (National Patent nº 201500151)

CO₂ migration occurs mainly through the existing fracture networks and those ones induced by the effects of injection of several fluids in the reservoirs with low matrix porosity. These effects occur during the hydraulic characterization and operation, producing a high anisotropy level in the reservoir behavior. Moreover, for geological formations like carbonates, the mixture of carbon dioxide and brine chemically reacts with the rock in the reservoir producing relevant changes on injection parameters.

The injection of brine and CO₂ induces changes on geomechanical properties of fractures and in the composition of materials of their fillings. Permeability increases due to hydrodynamic effects produced by the injection and the geochemical reactivity among this mixture and the rock of the deep saline aquifer, producing a dynamic behavior of the reservoir which involves different operational conditions for each stage of the project life.

The design, operation and monitoring of a CO₂ injection strategy in conditions of transport by pipeline are discussed in the thesis, considering the results from the well drilling and logging tests, petrophysical laboratory works, hydraulic characterization campaigns and CO₂ injections in real life conditions. The model refining and the development of new codes for interpreting the multiphase flow effects in the fractures and the associated chemical reactivity in the reservoir are analyzed as well.

The criteria exposed have been established according to the results of experimental works conducted by the Ph.D student in the Technology Development Plant for CO₂ Geological Storage located in Hontomín (Burgos), owned by Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN).

Key Words.- *CO₂ injection, fractured carbonates, low matrix permeability, hydrodynamic effects, geochemical reactivity, National Patent nº 201500151.*

1.-INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1-INTRODUCCIÓN

Las tecnologías CAC, captura y almacenamiento geológico de CO₂, están reconocidas por estamentos e instituciones internacionales como la Comisión Europea (EC), la organización de Naciones Unidas (UN) o la Agencia Internacional de la Energía (IEA), entre otros, para la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero (GHG), causa principal del cambio climático (Dixon y Gale 2016) (Chrystian 2015).

Los países adscritos al Protocolo de Kyoto, entre ellos la Unión Europea, han adoptado “hojas de ruta” con objetivos de reducción de emisiones y se han dotado de medios para conseguirlos. En el caso de la Unión Europea, se han fijado los hitos en los años 2020 y 2050 (IEA 2010), en los que se establecen unos compromisos para los distintos estados miembros en materia de cambio climático y uso de energías limpias, al mismo tiempo que se consigue la mejora del bienestar social, el crecimiento económico y la protección del medio ambiente.

En la conferencia europea de Berlín (2004), ratificada por el Consejo Europeo en Marzo de 2007 mediante la aprobación del Plan Energético, la Unión Europea decidió fijar metas propias ambiciosas en el horizonte temporal del año 2020. Para esta fecha, el porcentaje de energías renovables debería cubrir un 20 % del consumo total de energía, sus emisiones de dióxido de carbono se deberían recortar en un 20 % utilizando como referencia las producidas en 1990, se debería reducir el consumo de energía primaria en un 20% y lograr una cuota mínima de un 10% de biocombustibles en el consumo total de gasolina y gasóleo de transporte (AEM 2006).

Los objetivos para el año 2050 persiguen la “descarbonización” de la sociedad europea, el porcentaje de energías renovables debería cubrir un 60 % del consumo total de energía, sus emisiones de dióxido de carbono se deberían recortar entre un 80 % y un 95%, utilizando como referencia las producidas en 1990, y reducir el consumo de energía primaria en un 50% respecto a la energía consumida en 2008. Obviamente estos objetivos serán revisables en función de las metas alcanzadas en el año 2020 (EC 2011), de los acuerdos internacionales adoptados sobre cambio climático y del estado de desarrollo de las tecnologías aplicables.

Los objetivos descritos contrastan con la dependencia que se prevé a nivel internacional del uso de combustibles fósiles en las próximas décadas. En lo referente a la producción de energía eléctrica en centrales térmicas, se considera que el 50% de la producción de gases de efecto invernadero, del total de la producción energética mundial, está relacionado con esta actividad, correspondiendo el resto de emisiones a otras actividades cuyo proceso industrial se basa en el uso de combustibles fósiles (acerías, cementeras y refinerías, entre otras)(IEA 2010).

Las tecnologías CAC, junto a una mejora de la eficiencia de los procesos productivos, son hasta la fecha una de las pocas soluciones de continuidad que tiene el consumo de combustibles fósiles (IEA 2013) en la industria europea, tomando en consideración el marco de sostenibilidad de los objetivos establecidos en la hoja de ruta que la EU ha trazado en su lucha contra el cambio climático.

El almacenamiento geológico de CO₂ es el último eslabón de la cadena de las tecnologías CAC. El dióxido de carbono capturado mediante la tecnología más adecuada al proceso industrial en el que se genera, se transporta mediante un ceoducto al emplazamiento elegido como almacén a cientos de metros de profundidad en el subsuelo, convirtiéndose en un gigantesco receptor del residuo (*Chadwick et al 2008*). La seguridad asociada a este tipo de almacenes juega un papel similar a la de la gestión de otros residuos, siendo un factor crítico para conseguir la aceptación social necesaria. La seguridad del almacenamiento geológico de CO₂ debe contemplarse durante las distintas fases del proyecto, siendo éstas: exploración, operación, monitorización y transferencia a la administración pública.

La fase de operación o inyección es la que presenta el grado de riesgo más elevado, ya que, en función de la estrategia de inyección elegida, los riesgos de fugas, respuestas sísmicas y contaminaciones inducidas, pueden llevar al fracaso a un proyecto de este tipo.

En esta tesis doctoral se reflejarán las experiencias adquiridas en la Planta de Desarrollo Tecnológico de Hontomín, gestionada por la Fundación Ciudad de la Energía, en lo referente al diseño, ejecución y control de una estrategia de inyección de CO₂ eficiente y segura en macizos rocosos carbonatados con transmisividad de fluidos a través de fracturas. Su comportamiento es muy diferente a la inyección en macizos en los que la migración de la pluma de CO₂ se realiza a través de la red de poros de la matriz rocosa.

1.2.-LAS TECNOLOGÍAS CAC Y EL CAMBIO CLIMÁTICO

El departamento de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de la Agencia Internacional de la Energía (GHGIEA) establece una previsión de crecimiento de este tipo de emisiones entre los años 2010 y 2050 de 27 Gt. Tomando como línea de base el total de emisiones producidas en el año 2010, cuyo valor rondaba los 30 Gt, la estimación de generación de GHG para el escenario 2050 sería 57 Gt.

El BLUE Map scenario de la Agencia Internacional de la Energía asume que existirán acuerdos globales a nivel mundial que permitirán reducir a la mitad las emisiones de CO₂, como principal componente de los gases de efecto invernadero, tomando como referencia las producidas en el año 2005. Para este escenario, se ha valorado el potencial desarrollo comercial de tecnologías eficientes tanto existentes como futuribles, con el propósito de alcanzar el objetivo de generar 14 Gt de emisiones en la referida anualidad. En la figura 1 se detallan las previsibles tecnologías aplicables y los porcentajes de reducción de emisiones que se asocia a cada una de ellas (*IEA 2010*).

Fig 1 Global CO₂ emissions and GHG emission reductions. Cortesía de IEA

Un amplio abanico de tecnologías será necesario para alcanzar el ambicioso objetivo establecido.

Entre los objetivos del BLUE Map escenario se incluye la reducción de la dependencia actual en el uso de combustibles fósiles, tanto para la generación de energía primaria como los empleados en servicios y por consumidores finales. En el año 2010 dos tercios de la generación mundial de energía eléctrica se produjo mediante el uso de este tipo de combustibles. En el escenario 2050 la previsión de la generación de energía primaria sería: 48% mediante tecnologías renovables, 24 % a través de centrales nucleares y 17 % mediante centrales térmicas equipadas con tecnologías CAC. Mediante el uso de estas últimas se capturarían 9,4 Gt de CO₂, de las cuales un 55% corresponderían a la generación eléctrica, un 21% a actividades industriales que consuman combustibles fósiles y un 24% a la transformación y refino de combustibles.

Los objetivos fijados obligan a la implantación de políticas de fomento del desarrollo tecnológico, como es el caso del SET Plan de la EC, cuyo fin último es la adopción de soluciones eficientes y seguras.

Fig 2 BLUE Map scenario. GHGIEA 2010

Tratar de acelerar la curva de desarrollo comercial de estas tecnologías requiere de la creación de la oportunidad de negocio (business case) a través del apoyo de los gobiernos implicados en la lucha contra el cambio climático, involucrando a los agentes industriales necesarios.

Las tecnologías CAC no han alcanzado hasta la fecha el grado de madurez necesario para lograr el desarrollo comercial que permita conseguir los objetivos de reducción de emisiones previstos. A nivel europeo se han desarrollado una serie de proyectos a escala piloto e industrial, siendo los más representativos: Mongstad-Noruega (*MIT 2016*), CIUDEN-España (*CIUDEN 2016*), Snovit y Sleipner-Noruega (*STATOIL 2014*), Ketzin-Alemania (*GFZ 2016*), Brindisi-Italia (*MIT 2016*) y UKCCSRC-Reino Unido (*UKCCSRC 2016*). El desarrollo comercial europeo de estas tecnologías se trató de impulsar por parte de la Comisión Europea a través del Programa Europeo de Recuperación Energética (EEPR Programme), seleccionándose 6 proyectos de captura y almacenamiento de CO₂: Compostilla (España), Don Valley (Reino Unido), Jämschwalde (Alemania), Porto Tole (Italia), Rotterdam (Países Bajos) y Belchatow (Polonia), que deberían llevarse a cabo en dos fases de 4 años cada una (*Neele et al 2014*). En la primera fase se desarrollaron los FEED (Front End Engineering Design) y la decisión final de inversión (FID) de cada uno de ellos, para proceder en los siguientes cuatro años de la segunda fase a la construcción y puesta en marcha de cada proyecto demostrativo. En Octubre de 2013 únicamente dos proyectos: ROAD (Países Bajos) y Don Valley (Reino Unido) estaban en disposición de continuar en una hipotética segunda fase. El resto de proyectos no han podido finalizarse o han presentado un FID negativo, como es el caso del proyecto español en el que se demostró la viabilidad de la tecnología prevista, pero la situación de crisis que atravesaba nuestro país y en particular el sector eléctrico no permitieron asumir las condiciones de “break even” del proyecto, que fijaban los precios del Mwh generado y de la tonelada de CO₂ capturada.

A nivel internacional destaca el proyecto demostrativo Boundary Dam localizado en la región de Saskatchewan (Canadá), como primer proyecto a escala comercial que usa las tecnologías CAC en la generación de energía eléctrica en una central térmica de carbón a nivel mundial. Con una inversión de 1.350 \$ millones, genera energía eléctrica en un grupo de 110 Mw de potencia, capturando un millón de toneladas de CO₂ anualmente mediante técnicas de post combustión y con almacenamiento geológico en plataforma continental.

Fig 3 Boundary Dam CCS Fired Coal Plant. Saskatchewan Canada. Cortesía de SaskPower

Boundary Dam es el punto de partida de futuros proyectos demostrativos que permitirán el desarrollo comercial de las tecnologías CAC, como única solución de continuidad para el uso de combustibles fósiles en la generación de energía primaria y en otras actividades industriales, en el marco actual de las exigencias establecidas para la reducción de gases de efecto invernadero en la lucha contra el cambio climático.

1.3.-OBJETIVOS

Tal como se ha descrito en los apartados precedentes el almacenamiento geológico de CO₂, sin considerar otros fines como es la recuperación secundaria de hidrocarburos, es una tecnología en fase de desarrollo en planta piloto, exceptuando algunos proyectos en operación a escala comercial (Sleipner, Snovit e In Salah entre otros). Las tecnologías de captura y transporte dependen fundamentalmente de su complementariedad con las que se utilicen en los centros generadores de emisiones, en el caso del almacenamiento su dependencia está principalmente relacionada con las condiciones locales del emplazamiento elegido. Por ello, El almacenamiento depende de las características del reservorio en lo referente a su naturaleza, geometría, tectónica, comportamiento hidráulico, nivel de seguridad y muy particularmente de la aceptación social en la zona de ubicación del proyecto (*Michael et al 2010*).

El desarrollo comercial viene precedido de experiencias a escala piloto que faciliten una aceleración de la curva de aprendizaje que asegure la madurez de una tecnología eficiente y segura. Este desarrollo debe facilitar el contexto para la creación de las condiciones para la generación de oportunidad de negocio (*IEA 2010*).

En la presente tesis doctoral se mostrarán las experiencias adquiridas en la Planta de Desarrollo Tecnológico para Almacenamiento Geológico ubicada en Hontomín (Burgos), gestionada por la Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN), en la que se han llevado a cabo campañas de ensayos a escala real sobre caracterización hidráulica e inyección de CO₂ en un acuífero salino profundo carbonatado y fracturado a una profundidad de 1500 m.

Los objetivos de este estudio se fijan de acuerdo a criterios de eficiencia y seguridad industrial, para facilitar un desarrollo comercial futuro de la tecnología del almacenamiento geológico de CO₂ en acuíferos salinos profundos de las características del reservorio de Hontomín. Las estrategias de inyección de dióxido de carbono dependen de las características geológicas del reservorio y particularmente de la permeabilidad del mismo. Obviamente, las técnicas asociadas a dichas estrategias son distintas si se trata de un almacén que es un depósito de hidrocarburos “depletado”, un acuífero profundo cuya matriz rocosa presente una porosidad con alta permeabilidad o, como es el objeto de la presente tesis, en el que la roca almacén presenta una permeabilidad primaria muy baja pero con alto grado de fracturación que facilita la transmisividad del fluido a través de la red de fracturas existentes y generadas por la propia inyección.

La alteración de las características del macizo fracturado como consecuencia de los efectos hidromecánicos, termodinámicos y geoquímicos inducidos por la inyección de CO₂ en este tipo de reservorios, condicionan la estrategia de inyección a seguir (*Liebscher et al 2013*). Considerando que hasta la fecha la mayor parte de las experiencias escalables a nivel industrial se han realizado en medios de transmisividad hidráulica a través de la red de poros, el

doctorando presentará los resultados de distintas campañas de inyección de CO₂ y salmuera en el almacén carbonatado y fracturado de Hontomín, durante la realización de los proyectos de I+D+i: OXYCFB300/EEPR, IMPACTS/FP7 y ENOS/H2020. Se analizarán las lagunas tecnológicas existentes para emplear este tipo de reservorios como almacenes de CO₂, los retos asociados a la búsqueda de soluciones y se discutirá la aplicabilidad de los resultados a las necesidades industriales. Los principales objetivos que se pretenden alcanzar con el desarrollo de los trabajos incluidos en la presente tesis doctoral son los siguientes:

- Constatar el uso de la perforación ligera para la ejecución de pozos profundos como una solución eficiente y segura.
- La definición del tipo de instrumentación profunda y las redes de monitoreo superficiales que permitan un control seguro de la inyección.
- El diseño y ejecución de ensayos de caracterización hidráulica del complejo sello-almacén tanto a escala de laboratorio como de planta piloto industrial.
- La interpretación de resultados empleando códigos analíticos y numéricos que faciliten la construcción de un modelo dinámico que permita una simulación realista del comportamiento de este tipo de reservorios en la fase temprana de inyección de CO₂.
- El diseño de estrategias de inyección de CO₂ eficientes y seguras.

La experiencia adquirida por el doctorando corresponde a los trabajos realizados durante la fase de caracterización hidráulica del complejo sello-almacén del reservorio de Hontomín y a las primeras inyecciones de CO₂ que han alcanzado un total acumulado de 2.300 toneladas.

2.-ESTADO DEL ARTE DE LAS TECNOLOGÍAS CAC

2.1.-TECNOLOGÍAS DE CAPTURA

Existen tres enfoques complementarios para reducir la producción de emisiones de GHG, independientemente de la tecnología que se pretenda desarrollar:

- Quemar menos combustibles fósiles mediante un aumento de la eficiencia energética en su consumo, incrementar el uso de energías renovables y de la generación de energía primaria a través de tecnología nuclear. Este planteamiento no es sencillo de alcanzar dada la fuerte dependencia del uso de este tipo de combustibles en la generación de energía primaria y la fuerte oposición social a la implantación de nuevas centrales nucleares.
- Mejora de la eficiencia de las centrales térmicas productoras de energía primaria, fundamentalmente en las que se quema carbón. Este objetivo es prioritario desde el punto de vista de la rentabilidad en la generación, pero no se conseguiría más del 10-20 % (*Beer 2007*) de reducción de emisiones de GHG producidos por la combustión del carbón. Cabe recordar que una eficiencia en captura inferior al 90 % del CO₂ generado no puede considerarse como una tecnología desarrollada.
- La captura y almacenamiento geológico de CO₂ (CAC), combinada con un aumento de la eficiencia del proceso industrial, como única solución de continuidad que actualmente

puede hacer sostenible el uso de combustibles fósiles y en particular del carbón, en el marco de la lucha contra el cambio climático.

Las tecnologías de captura persiguen la separación del CO₂ de los gases procedentes de la generación de energía eléctrica en centrales térmicas y otras actividades industriales que utilizan como materia prima o consumible combustibles fósiles (*IEA 2010*). Estas tecnologías se encuentran actualmente en fase de desarrollo tecnológico en la mayoría de los casos, y en fase de demostración comercial en algunos proyectos, siendo las siguientes:

- Post-combustión
- Pre-combustión
- Oxi-combustión

En la post-combustión, el CO₂ es separado del flujo general de gases una vez que se ha producido el proceso de la combustión (*GCCSI 2012*). La corriente de gases procedentes del mismo es rica en N₂ y sus óxidos (NO_x), como componente mayoritario en el comburente del proceso. La opción técnica más viable para alcanzar el desarrollo comercial es la modalidad de absorción química, cuyo principio de funcionamiento se basa en la captura del CO₂ durante el paso de la corriente de gases a través de un líquido absorbente.

La pre-combustión está asociada normalmente con la gasificación del carbón (*GCCSI 2012*). El gas de síntesis resultante es rico en CO y N₂, la reacción posterior del CO con el agua genera más H₂ y más CO₂. Una vez que este último se ha capturado, el H₂ se utiliza para generar energía eléctrica o se almacena para un uso posterior.

En la oxi-combustión el comburente es O₂ y no aire convencional, por lo que los gases están constituidos fundamentalmente por CO₂ y agua (*Sanz 2012*). Este proceso requiere la producción de O₂ al igual que en el caso de la pre-combustión.

En la actualidad la mayor parte de los proyectos que se están abordando a nivel mundial para realizar el desarrollo de la captura de dióxido de carbono son mayoritariamente en pre-combustión (45%), siguiéndole la post-combustión (33%) y por último la oxi-combustión (22 %). En la figura 4 se puede observar la distribución de proyectos en el año 2014 para las 3 tecnologías en desarrollo (7th International Scientific Conference on Energy and Climate Change. CCS Demo Projects Network Oct 6th 2014):

Fig 4 Distribución de proyectos de captura a nivel mundial

Del total de los 6 proyectos europeos financiados por el programa EEPR relativos a generación eléctrica, 4 desarrollaban la tecnología de post-combustión, 1 la tecnología de pre-combustión y el proyecto español “Compostilla” que desarrollaba la oxi-combustión.

Fig 5 Proyectos CAC Demostrativos financiados por EEPR. Cortesía CCSNetwork

2.1.1.-POST-COMBUSTIÓN

Tomando como ejemplo el gas generado por la combustión de una central térmica de carbón, como principal productor del CO₂ en el marco de la generación de energía primaria, la presión de dicho gas es próxima a 1 atmósfera y la concentración de CO₂ está en el rango entre 10 y 15 %. El proceso mediante el cual se transforma una corriente de gas de baja presión y concentración de dióxido de carbono en una corriente de alta concentración de CO₂ es lo que denominamos proceso de captura por post-combustión. La fase de compresión posterior a la captura, para elevar la presión en la fase de transporte entre 100-120 bar, es común para las tres tecnologías.

A fecha actual la mayor parte de los proyectos en los que se trata de desarrollar esta tecnología emplean como líquido absorbente para capturar el CO₂ el mono etanol amina (MEA) (ETSIME 2009). Este producto se viene utilizando en la industria desde hace varias décadas para eliminar los gases ácidos CO₂ y H₂S principalmente. Cuando se emplea con el propósito de capturar CO₂ aparecen problemas relacionados con la degradación de su capacidad como absorbente y en particular los de corrosión asociados al proceso. Estos son relevantes y deben ser estudiados en detalle con concentraciones de aminas del 20-30 % en peso de la solución en agua, lo que conlleva un sobredimensionamiento de los equipos de proceso y elevados costes en la regeneración del absorbente químico.

En el diagrama de proceso adjunto se puede observar como el gas procedente de la combustión se inyecta en sentido contracorriente con el líquido absorbente, que capta el dióxido de carbono para posteriormente almacenarse en el “stripper”, liberando mediante calentamiento el CO₂, y una vez regenerada la mono etanol amina se reconduce de nuevo al absorbedor, en tanto que el CO₂ se deriva a la unidad de compresión y deshidratación (CPU).

Fig 6 Esquema de Principio de la Tecnología de Captura en Post-Combustión (Herzog 2009)

Los absorbentes de base química empleados en esta tecnología de captura en la actualidad son:

- **Aminas.**-Producto químico orgánico que contienen N_2 activo, en su forma de compuesto mono etanol amina (MEA) o en su versión mono dietanol amina (MDEA), que reacciona rápidamente en la captura del dióxido de carbono, de forma selectiva y con alta capacidad de ser recuperado. El precio de este producto facilita su uso en un proceso eficiente, la desventaja del mismo radica en su poder de corrosión que obliga a realizar una mayor inversión en el equipamiento de la planta, utilizando materiales que estén debidamente revestidos. Otro problema añadido es la volatilización que experimenta dicho producto durante el proceso industrial, así como su degradación como adsorbente por oxidación y en presencia del dióxido de azufre, lo que obliga a realizar inyecciones del mismo a modo de alimentación en el proceso de captura.
- **Amoníaco.**-Soluciones de amoníaco en agua (AA) están siendo utilizadas para evitar el efecto corrosivo de la MEA y asegurar la durabilidad del absorbente. La captura de CO_2 por Kg de solución de amoníaco en agua se calcula que es 3 veces superior a la cantidad capturada por la solución de aminas. Estudios recientes han demostrado que la cantidad de vapor de agua, y por lo tanto de calor, para regenerar el fluido absorbente es de 1/3 en el caso del producto AA respecto al MEA, estimándose que los OPEX y CAPEX del proceso con AA son respectivamente un 15 y 20% inferior que si se utilizase MEA. Otra ventaja del uso de la solución de amoníaco es que reacciona con el SO_2 y el NO_x existentes en la corriente de gas, para formar sulfato y nitrato amónico respectivamente, con posibilidad de ser comercializados como fertilizantes.

La tecnología de post-combustión con MEA está siendo demostrada a escala piloto e industrial, mientras que la que emplea AA se ha experimentado únicamente a escala de laboratorio.

El fundamento de la adsorción física en la post-combustión se basa en el recubrimiento de cada partícula de CO_2 en la corriente de gases por zeolitas, con altas porosidades que facilitan la creación de carbón activo, permitiendo capturar entre un 10-15% del dióxido de carbono generado. La desventaja de este método es la falta de selectividad en la captura de CO_2 y N_2 , lo que limita su aplicabilidad a proyectos en los que la pureza del dióxido de carbono sea como máximo del 90%. La absorción física por zeolitas se ha demostrado a escala de laboratorio que

Otra tecnología en desarrollo de post-combustión es la separación del CO_2 de la corriente de gas mediante membranas (*Sikkema et al 2011*), formadas por finas láminas poliméricas que deben sus propiedades selectivas a que en determinadas condiciones los compuestos químicos quedan atrapados en base al tamaño de las moléculas retenidas o de sus coeficientes de difusión o solubilidad en la membrana. Existe un principio basado en que la capacidad de captura de una membrana es inversamente proporcional a su grosor, por lo que se ha de trabajar con membranas lo más finas posible. En el esquema adjunto se indica el principio básico descrito.

En el esquema adjunto se puede observar el proceso de carbonatación-calcinación.

Dicho proceso industrial se desarrolla en dos lechos fluidos circulantes conectados, el carbonatador con una temperatura de trabajo de 650 °C y el calcinador a 875 °C. El calcinador trabaja en el modo oxi-combustión para generar la mayor cantidad posible de CO₂, recuperándose el calor necesario. Los gases procedentes del ciclo térmico se hacen pasar por el carbonatador, donde se genera el CaCO₃ reduciendo el dióxido de carbono emitido a la atmósfera en un 80 %, mientras que en la fase de calcinación a través de la oxi-combustión se descompone la caliza para recuperar el CO₂ capturado, que junto al generado en el proceso es enviado a la unidad de compresión y purificación para su posterior transporte al almacenamiento.

En la actualidad se abren nuevos caminos de investigación de nuevos procesos y materias primas aplicables a la tecnología de la post-combustión, en la figura adjunta se resumen el total de líneas de investigación que se encuentran en actividad en este momento a nivel mundial (*Herzog 2009*)

Flue Gas R&D Pathways			
ABSORPTION MEA, other alkanolamines Blended alkanolamines Piperazine MEA/Piperazine K ₂ CO ₃ /Piperazine Less corrosive amines Less degradable amines Low ΔH _{rxn} amines Chilled Ammonia Nonaqueous solvents	Reactive SOLIDS CaO Na ₂ CO ₃ NaOH/CaO Li ₂ O/Li ₂ ZrO ₃ Li ₄ SiO ₄	ADSORPTION ZEOLITES 5A, 13X, MCM-41 CARBON, SILICA, ALUMINA Amine-doped Potassium salt-doped	MEMBRANES Gas/Liquid Contactors Permselective and high-temperature Polymers BIOLOGICAL Algae (photosynthesis) Carbonic anhydrase (enzyme-catalyzed CO ₂ hydrolysis) EXPLORATORY ADSORPTION on self-assembling organic nanochannels, & metal/organic frameworks ABSORPTION by polyamines, ionic liquids

Tabla 1 Líneas de investigación en post-combustión

En plantas térmicas supercríticas que utilicen la tecnología de captura por post-combustión en base al uso de aminas, la reducción de su eficiencia por los procesos de captura y compresión para el transporte está en unos 9 puntos porcentuales, lo cual implica que para una eficiencia convencional media del 40%, la eficiencia del proceso incluyendo las tecnologías CAC por post-combustión será del 31%. La energía precisa para el referido proceso se distribuye de la siguiente forma:

- La purga de vapor destinada a facilitar la energía necesaria para que se produzca la reacción en el regenerador (stripper) mediante la cual se libera el CO₂ capturado y se regeneren las aminas (60%)
- La energía eléctrica que alimenta a los equipos de compresión para el transporte del CO₂ (33%)
- La energía eléctrica que alimenta las soplantes que empujan la corriente de gases de combustión a través del absorbedor (5%)

- Otros consumos (2%)

En el cuadro adjunto se reflejan los CAPEX o inversiones necesarias para una central térmica equipada con tecnología de post-combustión por aminas, realizando una comparación en relación a los costes de inversión asociados a la construcción de una central térmica convencional. Se han incrementado los costes por Mwh generado en un 60 %, debido a que la inversión en la instalación de captura incrementa los CAPEX en un 22 % (factor 1,22), y la reducción de generación eléctrica respecto a la planta de referencia es un 24% (factor 1,22/0,76=1,61).

Updated Capture (including Compression) Costs for Nth Plant SCPC Generation
(Hamilton *et al.*, 2008)

Reference Plant		Units	SCPC
Total Plant Cost		\$/kWe	1910
CO ₂ emitted		kg/kWh	0.830
Heat Rate (HHV)		Btu/kWh	8868
Thermal Efficiency (HHV)			38.5%
LCOE	Capital	\$/MWh	38.8
	Fuel	\$/MWh	15.9
	O&M	\$/MWh	8.0
	Total	\$/MWh	62.6
CO ₂ Capture Plant			
Total Plant Cost		\$/kWe	3080
CO ₂ emitted @ 90% Capture		kg/kWh	0.109
Heat Rate (HHV)		Btu/kWh	11652
Thermal Efficiency (HHV)			29.3%
LCOE	Capital	\$/MWh	62.4
	Fuel	\$/MWh	20.9
	O&M	\$/MWh	17.0
	Total	\$/MWh	100.3
\$/tonne CO ₂ avoided			
vs. SCPC		\$/tonne	52.2

Tabla 2 CAPEX central térmica con captura post-combustión (MEA)

El valor del dióxido de carbono capturado y almacenado está valorado para un precio de ETS de 52,2 \$/t, de acuerdo a la estimación realizada en el año 2008 (Herzog 2009) y que desgraciadamente en el año 2017 está en un orden de magnitud inferior.

2.1.2.-PRE-COMBUSTIÓN

La tecnología de la pre-combustión está directamente relacionada con los procesos de generación del gas de síntesis (Suñé 2013), eliminando el dióxido de carbono previamente a que se produzca la combustión. Esta tecnología es aplicable a todos aquellos procesos en los que se genere este gas para ser utilizado como combustible, siendo los casos típicos el de las centrales térmicas de ciclos combinados (IGCC) o las centrales de gasificación de carbón, coke de petróleo y crudos pesados, entre otras.

Esta tecnología de captura se basa en la utilización de un absorbente, que normalmente es un gas ácido, SH₂ y SO₂ entre los más comunes, que captura el CO₂ de la corriente de gas de síntesis en un proceso sometido a alta presión, y que posteriormente se regenera una vez ha liberado el dióxido de carbono en condiciones de sobrepresión para ser conducido a la unidad de compresión y purificación (CPU).

En el esquema adjunto se puede observar un proceso de captura en pre-combustión en una planta de gasificación de carbón.

Fig 9 Esquema de proceso de captura en pre-combustión. Cortesía del GCCSI

Como se puede observar en el esquema de proceso de captura en pre-combustión, de la unidad de separación de O_2 procedente del comburente (ASU) se introduce el oxígeno en el gasificador con combustible, en este caso se trata de carbón, para producir el gas de síntesis. Éste pasa a través de un separador de partículas sólidas tipo ciclón para posteriormente eliminar los ácidos de azufre (desulfuración) y pasar al absorbedor de CO_2 en el que se libera H_2 que enriquece el gas de síntesis que pasará a la turbina de gas. El flujo pasa al stripper donde se liberará el CO_2 que se derivará a la CPU. Los gases de escape de la turbina de gas pasarán a un recuperador de calor, que producirá vapor de agua que alimenta a una segunda turbina.

Los procesos de absorción asociados a esta tecnología pueden ser procesos de absorción química y procesos de absorción física.

En los procesos de absorción química se suelen utilizar mono etanol amina (MEA) u otros tipos de amina, que reaccionan con los gases ácidos para su captura, precisando posteriormente calor tanto para su liberación como para la del dióxido de carbono (Llamas 2009).

Los absorbentes en los procesos físicos (selexol y rectisol entre otros) disuelven preferencialmente los gases ácidos bajo presión, y los liberan con disminución de presión y aumento de temperatura.

La regeneración de los absorbentes requiere aporte de energía calorífica procedente del vapor de agua, en el caso de los procesos químicos el flujo de vapor requerido es superior al requerido en los procesos físicos. Los CAPEX en los procesos químicos son inferiores a los correspondientes a los procesos físicos.

Las aplicaciones típicas de captura mediante pre-combustión son las siguientes:

- Captura de CO_2 en gas natural
- Captura de CO_2 en gas natural con oxidación de reforma y parcial
- Captura en plantas de gasificación de carbón
- Captura en plantas térmicas con ciclos combinados

En los procesos de transporte por tubería y licuefacción del gas natural (GNL), es preciso eliminar las impurezas que existen en la materia prima, una vez se ha realizado el proceso de extracción de la misma, entre las que se encuentran el CO_2 y el H_2S . Para ello se utilizan procesos de eliminación de gases ácidos que permiten la captura selectiva o global de este tipo de impurezas.

La reforma de metano por vapor (SMR), mediante control térmico y de oxidación parcial, es un ejemplo de proceso comercial aplicable para la obtención de H_2 y productos químicos, como son el amoníaco y metanol, del gas natural. En todos estos procesos se produce un gas de síntesis procedente del gas natural, rico en hidrógeno y monóxido de carbono, haciéndolo pasar por un baño de vapor de agua de cuya reacción se produce CO_2 en el denominado “shift reactor”. La mezcla del gas de síntesis con CO_2 y H_2 se conoce como “shift syngas”, y mediante la aplicación de procesos de eliminación de gases ácidos se procede a la captura del dióxido de carbono. En aquellas plantas en las que se produce amoníaco se facilita la reacción con este producto para conseguir urea.

La captura del CO_2 en plantas de gasificación de carbón es una tecnología madura y experimentada en distintos proyectos a nivel mundial, entre los que destaca el proyecto español de ELCOGAS. El proceso de gasificación de combustibles como el carbón, coke de petróleo y aceites pesados, permite la obtención de una serie de productos químicos como la urea, amoníaco, metanol, éteres y combustibles para automoción, aplicándose procesos de eliminación de gases ácidos. Estos procesos se basan en el mismo principio descrito en los párrafos anteriores mediante el que se produce una relación H_2/CO en el gas de síntesis, para posteriormente producir la oxidación del monóxido y convertirse en CO_2 . En este tipo de procesos juega un papel fundamental la presencia de azufre en forma de H_2S y otras formas carbonatadas que exigen una desulfuración en el proceso. Como se ha explicado anteriormente, se puede aplicar captura selectiva o global del hidrógeno y dióxido de carbono a través de procesos industriales de eliminación de gases ácidos, normalmente precedidos de la desulfuración vía hidrólisis.

En lo referente a captura en pre-combustión para plantas térmicas de generación de energía eléctrica en ciclo combinado (IGCC), no existen a fecha de hoy ejemplos de desarrollo comercial que aseguren la madurez de la tecnología. Proyectos como “Kemper County” ubicado en Mississippi (USA)(MIT 2016), en el que una central térmica de este tipo está en la fase de puesta en marcha, es la punta de flecha del desarrollo comercial de esta tecnología. El proceso de captura es muy similar al descrito en la gasificación de carbón o coke de petróleo. En este caso, el gas de síntesis rico en hidrógeno del que se han eliminado los gases ácidos, alimentará a una turbina de gas. Se debe demostrar que tanto esta operación como la integración del proceso de captura son lo suficiente seguros y eficientes para validar la viabilidad del proceso.

En el diagrama adjunto se describe el proceso de una planta IGCC en el que se resumen las descripciones realizadas en los párrafos precedentes.

Fig 10 Diagrama de proceso de una central térmica en ciclo combinado con captura por pre-combustión

2.1.3.-OXI-COMBUSTIÓN

Esta tecnología se basa en el uso de un comburente con alta pureza de oxígeno, diluido en gas recirculado, que genera una corriente de gases de combustión con concentraciones de dióxido de carbono próximas al 95%, y con la consiguiente reducción de otros gases lo que facilita la captura del CO₂ (Dillon D.J. et al 2014)

El desarrollo de la tecnología en modo oxi-combustión frente a la tradicional en modo aire se ha desarrollado en calderas de carbón pulverizado (PCB) y en los últimos años también en calderas de lecho fluido circulante (CFBB), más versátiles que las anteriores en lo referente a exigencias de la naturaleza y tratamientos de los carbones, poder calorífico de los mismos, mezclas con biomásas y residuos de explotaciones mineras (escombreras) y en particular en lo relativo a la desulfuración del combustible que puede abordarse en la misma caldera.

El proyecto OXYCFB300 conocido como “Proyecto Compostilla”, financiado por el Programa Europeo de Recuperación Energética (EEPR), y desarrollado por Endesa, Fundación Ciudad de la Energía y Foster Wheeler, perseguía el diseño, construcción y puesta en marcha de una planta de 350 Mw en modo oxicomcombustión y con captura, transporte y almacenamiento geológico de CO₂.

El esquema de proceso que se adjunta muestra un proceso de oxi-combustión en una caldera de carbón pulverizado.

Fig 11 Esquema proceso de oxi-combustión en caldera de carbón pulverizado. Cortesía del GCCSI

La unidad de separación de aire (ASU) alimenta con oxígeno de alta pureza el combustor, para la generación de vapor que alimenta a la(s) turbina(s) de generación eléctrica, mientras que la corriente de gases de combustión pasa a través de los separadores de sólidos, enfriadores y desulfuradora hasta llegar a la unidad de compresión y purificación de CO₂. Para este tipo de calderas el proceso de desulfuración se ha de realizar en la línea de limpieza de gases.

Desde el punto de vista del desarrollo tecnológico se debe demostrar la viabilidad de esta tecnología en lo referente a los procesos en modo oxi respecto al modo aire en lo relativo a la propia ignición del combustible y en particular a la generación a gases al margen del dióxido de carbono, como son el SO₂, H₂S y NO_x, entre otros. Esta cuestión es novedosa en el caso de las calderas CFB ya que la captura del SO₂ a través de absorbentes físicos, como es el caso de la caliza, aportada directamente al combustor en presencia de altas concentraciones de CO₂ es un proceso tecnológico novedoso que precisa demostración.

En el proyecto “OXYCFB300 Compostilla” se pretendía diseñar, construir y operar una Planta Térmica Supercrítica de Generación Eléctrica de 350 Mw de potencia, en una caldera de lecho fluido circulante, equipada con tecnologías de captura por oxi-combustión, transporte y almacenamiento geológico de CO₂ (PTECO2 2013). En los estudios preliminares se preveía capturar y almacenar 5 Mt de dióxido de carbono, durante los cinco primeros años, en la unidad de compresión y purificación se tratarían el 100 % de los gases de combustión, con un porcentaje de captura y almacenamiento del 91% del CO₂ producido en la generación.

Fig 12 Vista Sudoeste del modelo 3D Proyecto OXYCFB300 Compostilla

En la tabla 3 que se adjunta se pueden observar los parámetros de funcionamiento de la central térmica proyectada en sus dos modos de operación (oxi-combustión y aire). Destaca el aumento de potencia en modo oxi con una potencia bruta de 345,2 Mw y eficiencia del 48,4 %. Los consumos propios de la planta en estas condiciones se elevan a 107,5 Mw, incluyendo los correspondientes a la operación, captura y transporte, por lo que resulta una potencia neta 237,5 Mw con una eficiencia del 35,4%. La disponibilidad de la instalación para los primeros 5/10 años de operación era de 4000/5000 horas, con una previsión de captura de CO₂ de 5 y 11,5 Mt/año en el final de cada periodo.

En el modo aire se consigue una potencia bruta de 300 Mw y eficiencia de 45,6 %, y unos consumos propios del 29,8 Mw, propios de una central supercrítica sin aplicación de tecnologías CAC con una potencia neta de 270 Mw para una eficiencia neta del 41%. Las emisiones de CO₂ a la atmósfera en modo aire serían de 64,25 Kg/seg.

OXY MODE		
Coal consumption (kg/s)		30.9
Limestone consumption (t/h)		28.76
Gross power (MW)		345.2
Gross power plant efficiency (%) (LHV)		48.4
Auxiliary total (MW)		107.6
Net power (MW)		237.7
Boiler efficiency (%) (LHV) excluding HRS		93.83
Net power plant efficiency (%) (LHV)		35.4 (*)
CO ₂ produced (kg/s)		70.08
CO ₂ captured (kg/s)		63.77
CO ₂ emitted (kg/s)		6.31
Capture ratio (%)		91
Annual equivalent operation hours for the first 5/10 years of operation	4400	5004
CO ₂ captured for the first 5/10 years of operation (Million t)	5.05	11.49
AIR MODE		
Coal consumption (kg/s)		28.49
Limestone consumption (t/h)		26.78
Gross power (MW)		299.8
Gross power plant efficiency (%) (LHV)		45.6
Auxiliary total (MW)		29.8
Net power (MW)		270
Boiler efficiency (%) (LHV) excluding HRS		90.2
Net power plant efficiency (%) (LHV)		41.1
CO ₂ produced (kg/s)		64.25
CO ₂ captured (kg/s)		0.00
CO ₂ emitted (kg/s)		64.25
Capture ratio (%)		0
(*) 33.3 inc. transport compression		Coal LHV (kJ/kg) 23060

Tabla 3 Parámetros de Funcionamiento Proyecto OXYCFB300 Compostilla (EEPR 2013)

Los ensayos preliminares de oxi-combustión e integración en una caldera de lecho fluido circulante de 30 Mwth utilizando la misma tecnología que se incorporaría a la central térmica para demostración comercial, se realizó en la Planta Piloto de Captura ubicada en el centro es.CO₂ en Cubillos del Sil (León) gestionado por la Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN). Se desarrolló un programa de ensayos en los que participaron activamente los tres socios del proyecto (Endesa, Foster Wheeler y Ciuden), en particular en el diseño y ejecución de las pruebas en modo oxi en la caldera de lecho fluido circulante y en el comportamiento dinámico del total de paquetes de la instalación.

Fig 13 Centro es.CO₂ para el Desarrollo de Tecnologías de Captura. Cortesía de CIUDEN

La Planta para el Desarrollo Tecnológico (TDP) de captura de dióxido de carbono está compuesta por los siguientes paquetes:

- Instalación de preparación de combustible
- Caldera de lecho fluido circulante de 30 Mw térmicos de potencia (modo oxi)
- Caldera de carbón pulverizado de 20 Mw térmicos de potencia
- Equipos de limpieza de gases combustión:
 - Ciclones
 - Unidad de reducción catalítica selectiva (SCR) para abatir óxidos de nitrógeno
 - Filtro de mangas
 - Unidad de recogida, transporte y almacenaje de partículas sólidas
 - Sistema de recirculación de gas de combustión
 - Sistemas preparación oxidación
 - Unidad de compresión y purificación (CPU)
- Lazo para ensayos de transporte
- Servicios auxiliares (oxígeno, energía eléctrica, aire comprimido, agua industrial, etc)

Los combustibles que se prevén emplear serán distintos tipos de carbones y biomasas, entre los que se encuentran antracitas, carbones bituminosos/sub-bituminosos y coke de petróleo.

En el esquema de proceso de la figura 14 se pueden observar los distintos paquetes de la instalación, así como los distintos los posibles itinerarios dependientes de las estrategias de operación a implementar.

Los sistemas de preparación de combustible y equipos de limpieza de gases son comunes a ambas calderas y dimensionadas para los parámetros de operación más restrictivos (LFC), no permitiendo una operación conjunta de las mismas. La instalación no está dotada de la unidad de separación de aire (ASU), por lo que es preciso adquirir el oxígeno en el mercado gasista. En un futuro próximo se prevé el montaje de una unidad de desulfuración.

antracita, mezcla antracita y coke de petróleo, carbón bituminoso y subbituminoso, tanto en combustión convencional como en oxi-combustión. No obstante, los parámetros nominales de funcionamiento se han definido para la combustión convencional de antracita cupo del Bierzo. El input térmico está definido sobre PCS en base húmeda.

Se han realizado diversas campañas de experimentación, tanto en modo aire como en modo oxi combustión, con los siguientes combustibles y mezclas de combustibles:

- antracita
- antracita-coke 70/30
- antracita-coke 50/50
- antracita-coke 20/80
- antracita-biomasa (pellets) 80/20
- bituminoso
- antracita-biomasa (orujillo) 70/30

En modo oxi combustión se ha llegado a alcanzar una concentración de oxígeno en comburentes del 35%_{vol} y una potencia térmica de 28 Mw_{th} y 42 t de vapor, con mezcla antracita-coke 70/30.

Una composición de gases estándar para la combustión de antracita en la caldera LFC, asumiendo que en modo oxi combustión un 3% del oxígeno necesario procede de aire infiltrado y un contenido de oxígeno en comburente del 24%_{vol} es la siguiente:

	MODO CONVENCIONAL	MODO OXI COMBUSTIÓN
CO ₂	18,94 %	74,44 %
H ₂ O	4,86 %	15,43 %
N ₂	72,05 %	6,25 %
Ar	0,86%	0,28 %
SO ₂	0,02%	0,02 %
O ₂	3,28%	3,59 %

Tabla 4 Composición gases combustión LFC modo oxicomcombustión

Por lo que respecta a la composición de gases para la combustión de carbón bituminoso en la caldera CP, asumiendo que en modo oxi combustión un 5% de oxígeno necesario procede de aire infiltrado y un contenido de oxígeno en comburente del 28%_{vol}, es la siguiente:

	MODO CONVENCIONAL	MODO OXI COMBUSTIÓN
CO ₂	14,79%	61,64%
H ₂ O	6,20%	21,09%
N ₂	74,64%	13,26%
Ar	0,87%	0,36%
SO ₂	0,03%	0,18%
O ₂	3,47%	3,47%

Tabla 5 Composición gases combustión CP modo oxicomcombustión

En lo referente a la unidad de compresión y purificación de dióxido de carbono, sus parámetros de funcionamiento son los siguientes:

	VALOR NOMINAL	VALOR OPERACIÓN
Pureza en CO ₂ del líquido producido.	≥99 %v	99 %v
Factor de recuperación	70%	73 %
Capacidad mínima de la parte caliente	45 t/día	210 t/día
Capacidad mínima de la parte fría	10 t/día	8,8 t/día

Tabla 6 Parámetros CPU

2.2.-TRANSPORTE DE CO₂

El transporte de CO₂ es la fase posterior a la captura del mismo en el centro productor, y puede realizarse por distintos medios: tubería, camión, barco, etc, con destino al emplazamiento de almacenamiento elegido. En el presente apartado se realizará una descripción del transporte por tubería o “ceoducto”. Cabe destacar que el aprovechamiento industrial del dióxido de carbono es una actividad tecnológica madura, asociada a centros de producción como son las refinerías de crudo y plantas de biocombustibles, entre otros, en las que el transporte juega un papel fundamental en la distribución del producto elaborado, este tipo de transporte no se considerará en este estudio.

Para comprender las tecnologías de transporte de CO₂ por tubería, es preciso analizar el diagrama de fases de este compuesto, que se muestra a continuación.

Fig 16 Diagrama de fases del CO₂

Podemos comprobar que existen cuatro estados (sólido, líquido, gas y supercrítico) dependiendo del rango de presiones y temperaturas en las que se opere. El punto triple se fija una temperatura de 216,8 ° K y a una presión de 5,11 barg. Buscando la eficiencia del proceso debemos trabajar en estado líquido o supercrítico. Tratando de evitar posibles corrosiones y/o taponamientos en la tubería debidas a hidratos, la temperatura de operación deberá ser

superior a los 283,15 °K (10°C). Los rangos de temperaturas y presiones más comunes en el transporte por ceoducto son 10-20°C y 120-150 bar respectivamente. La presión deberá asegurarse tanto en cabecera de línea como en estaciones de compresión intermedias, si así fuese necesario, para conseguir mantener estos parámetros de operación en la propia línea de recepción en cabeza de pozo del almacén.

En el diseño y operación de un ceoducto se han de tener en consideración las siguientes cuestiones:

- Cambios en el comportamiento termodinámico del fluido (cambio de fase), y en particular las variaciones de densidad y viscosidad del mismo.
- Variación de la hidraulicidad del fluido correspondiente a la temperatura y presión de transporte.
- Variación de la vida útil de la infraestructura de transporte (integridad y durabilidad)

En lo referente a esta última cuestión, factores adicionales como son el efecto de las impurezas existentes en la corriente de CO₂ transportado (SO₂, O₂, H₂O, CH₄, H₂S y NO_x, entre otros) sobre la integridad de la tubería y complementos de la misma, deben ser estudiados en detalle al objeto de demostrar la viabilidad de la tecnología. El proyecto *IMPACTS* financiado por el 7º Programa Marco de la Comisión Europea (*SINTEF 2015*), engloba en su consorcio a los principales centros de investigación y empresas del sector de hidrocarburos a nivel europeo, siendo su principal objetivo estudiar el efecto de las impurezas en la corriente de CO₂ tanto en el transporte como con el almacenamiento geológico de CO₂.

Las fases del diseño de un ceoducto son las siguientes (*ENAGAS 2010*):

Tabla 7 Fases del diseño de un ceoducto

Se han de tener en cuenta las siguientes cuestiones a la hora de diseñar un ceoducto:

- La conducción está pensada con un origen y fin únicos, o estará integrada en una red de ceoductos.
- Grado de pureza e impurezas asociadas a la corriente de CO₂
- Aspectos relativos a la resistencia mecánica de la conducción
- Ubicación de los núcleos de población próximos
- Distancias entre estaciones de compresión intermedias y válvulas de corte

En lo referente a las características de la propia conducción, se han de tener en cuenta los siguientes aspectos que dado el bajo conocimiento existente sobre este tipo de tecnología, se deberían considerar como líneas de investigación y desarrollo tecnológico en el corto plazo:

- Material de fabricación de las tuberías, utilizando aceros de alto límite elástico y resistentes a la corrosión inducida por las mezclas de dióxido de carbono con agua y por la presencia de las impurezas descritas anteriormente. Aceros con aleaciones de cromo y aleaciones especiales tipo Iconell o Hastelloy podrían servir como puntos iniciales de partida en estas actividades.
- Bridas, válvulas y accesorios son elementos fundamentales en el equipamiento del ceoducto, tratándose de elementos singulares donde los efectos producidos por los regímenes laminares pueden producir efectos nocivos. En particular, el análisis del material de fabricación de las juntas es uno de los campos de estudio más relevantes, siendo los materiales plásticos tipo nylon o polipropileno los que podrían ser más adecuados para este fin.
- Las soluciones de protecciones activas (protecciones catódicas) y pasivas interiores y exteriores contra posibles corrosiones deben ser analizadas y chequeadas.
- El control de la operación de transporte mediante el uso de caudalímetros másicos y volumétricos es otra línea de trabajo que se ha iniciado actualmente.

La necesidad de intercalar estaciones de compresión en zonas intermedias depende del trazado del ceoducto, es decir, de los cambios de sección, dirección y conexiones con otros ceoductos. Otro de los factores que condicionan la ubicación de estas unidades de re-compresión es la presencia de impurezas en el flujo de dióxido de carbono. Como regla general, en función de la naturaleza de cada impureza y a mayor concentración de la misma la distancia para ubicar estaciones de re-compresión es menor. En el gráfico de la figura 17 se puede comprobar el referido efecto.

Fig 17 Distancia de recompresión en función del tipo y concentración de las impurezas. European Pipeline R G 2008

En el caso del proyecto OXYCFB 300 se preveía la construcción de un ceoducto desde la ubicación de la central térmica de 350 Mw con tecnología de captura por oxi-combustión en las proximidades de la antigua central térmica de Endesa en Cubillos del Sil (León), hasta el emplazamiento de almacenamiento denominado *Duero* ubicado en las proximidades de la población de Sahagún de Campos (León). Las características de la referida instalación pueden observarse en el cuadro adjunto. Las columnas reflejan los datos iniciales de diseño y los finalmente adoptados en el FEED.

Transport Pipeline	Planned	Final
Pipeline design pressure (barg)	220	220
Pipeline inlet pressure (barg)	180	150
Pipeline diameter (inches)	12	14
Pipeline length (km)	135	135.5

Tabla 8 Datos de diseño del ceoducto Proyecto OXYCFB300

En el siguiente esquema se pueden comprobar distintas secciones correspondientes a ubicaciones de trazado tipo (tierras de labor, montes e infraestructuras de transporte).

Fig 18 Secciones tipo del ceoducto OXYCFB300

En el plano de la figura 19, se puede comprobar el trazado del ceoducto entre los

emplazamientos de captura y almacenamiento, con una longitud total de 135 Km.

Fig 19 Trazado del ceoducto proyecto OXYCFB300

Especial mención merece el proyecto “Humber&Yorkshire CCS Cross Country Pipeline” (*National Grid Carbon Ltd 2016*) promovido por la empresa de distribución eléctrica y gasista británica National Grid, siendo su objetivo principal el diseño y construcción de un ceoducto sobre plataforma continental de 75 Km de longitud, que unirá la central térmica de White Rose, equipada con tecnologías CAC, con la estación de Camblesforth en la que se acoplarán otros ceoductos procedentes de centros de producción de la zona, para llegar a las proximidades de la localidad de Barmston en la costa nororiental de Gran Bretaña y convertirse en un ceoducto submarino que se conectará con los reservorios del Mar del Norte.

Fig 20 Trazado de Ceoducto “Yorkshire & Humber CCS Cross Country Pipeline”. Cortesía de National Grid Carbon Ltd

El referido proyecto se engloba entre los propuestos por el Gobierno Británico para el desarrollo de tecnologías de combustión limpia con captura, transporte y almacenamiento, que se pretenden llevar a cabo en el Reino Unido. El sumidero para el almacenamiento geológico de CO₂ es el comúnmente conocido como “North Sea Hub”, destinando a tal fin reservorios

depletados de hidrocarburos, campos de explotación en los que sean necesarias técnicas de recuperación secundaria/terciaria de gas y petróleo y acuíferos salinos profundos.

El transporte de CO₂ por tubería se ha convertido en uno de los objetivos estratégicos para determinados países de la Unión Europea. La identificación de potenciales almacenamientos geológicos profundos y el análisis de la viabilidad de redes de transporte que faciliten el acceso a los mismos es el propósito que persiguen distintos proyectos, asociaciones industriales y tecnológicas y entidades consultivas y asesoras de la Comisión Europea. El gran macro-proyecto de conectar distintos ceoductos sobre plataforma continental, como el descrito, podría dar lugar a la gran red europea de transporte que condujese importantes flujos de dióxido de carbono procedente de la actividad industrial de distintos países hacia los sumideros del Mar del Norte, facilitando la extracción de hidrocarburos en la zona.

2.3.-EL SECUESTRO GEOLÓGICO DE CO₂

El secuestro o almacenamiento geológico de CO₂ es la fase final de la cadena CAC, en la que el dióxido de carbono capturado mediante alguna de las técnicas descritas en el apartado 2.1 y transportado a través de un ceoducto, barco o camión hasta el emplazamiento donde se ubicará la planta de almacenamiento, es recepcionado de acuerdo a unos parámetros de operación que permitan su inyección en una formación geológica profunda que asegure el entrapamiento permanente de este residuo.

La profundidad mínima a la que debe inyectarse el dióxido de carbono depende de las exigencias establecidas en el marco legal de cada país. En el caso de España, tal como se establece en la *Ley 40/2010 de 29 de Diciembre, de Almacenamiento Geológico de Dióxido de Carbono*, la profundidad mínima para localizar la formación almacén es de 800 m desde la cota de superficie. En el Anexo D *Legislación aplicable y tramitación de las autorizaciones administrativas exigibles*, se analiza de forma más detallada las exigencias administrativas vigentes en nuestro país.

Como regla general un almacenamiento geológico de CO₂ deberá contar al menos con una formación almacén y una formación sello. La formación o formaciones almacén, también conocidas como reservorios, constituyen la parte del emplazamiento en la que se inyectará el dióxido de carbono y permanecerá entrapado de forma permanente. Este tipo de formaciones geológicas son de dos tipos: acuíferos salinos profundos y depósitos depletados de hidrocarburos. Las formaciones sello deben evitar las fugas del dióxido de carbono desde la formación almacén a través de posibles vías que pudieran ascender hasta la superficie. Estas formaciones deben cumplir con las condiciones de estanqueidad exigibles, tanto en lo referente a la morfología geológica como a sus propiedades petrofísicas, para ser verdaderas barreras que eviten posibles escapes de CO₂ procedentes del almacén.

Fig 21 Formaciones Almacén y Sello en un almacenamiento Geológico de CO₂. Cortesía de CIUDEN

Las fases del ciclo de la vida de un almacenamiento geológico de CO₂ son las siguientes:

- Exploración
- Operación
- Monitorización
- Abandono y Transmisión a la Administración

La fase previa a la operación de la instalación industrial conlleva la selección del emplazamiento en el que se ubican las formaciones almacén y sello y todas aquellas actividades necesarias para conseguir la caracterización del mismo. Cuando los resultados de los trabajos exploratorios son favorables, se procede a la perforación y equipamiento de los pozos de inyección/monitorización, y al montaje de las instalaciones de exterior dando inicio a la fase operacional. La duración de ésta estará condicionada por la capacidad del reservorio y por la vida útil del centro o centros de producción y captura de CO₂ que abastecen a éste. La fase de monitorización conlleva un periodo fijado por la legislación aplicable en cada país, en el que se procederá a realizar un control continuo de la evolución del referido almacén mediante la instrumentación superficial y profunda y un procedimiento de vigilancia que asegure el entrapamiento del residuo de acuerdo a las condiciones de seguridad exigibles. Una vez se haya demostrado la viabilidad del emplazamiento como un almacén totalmente seguro, se procederá a su abandono y transferencia a la administración competente, como una concesión agotada.

Fig 22 Fases del Ciclo de la Vida de un Almacén Geológico de CO₂

Los principales proyectos sobre almacenamiento geológico de CO₂ a nivel internacional se han desarrollado a escala comercial como es el caso de los proyectos off shore noruegos: *Sleipner*, *Snohvit*, el proyecto argelino de *In Salah*, los desarrollados en América del Norte: *Boundary Dam* y *Kemper County Mississippi*, o aquellos que se han realizado a escala de planta piloto industrial como son: *Hontomín (España)*, *Ketzin (Alemania)* y *Otway (Australia)*. A continuación se realizará una breve descripción de cada uno de ellos.

Sleipner

Almacenamiento off shore ubicado en el Mar del Norte a 240 Km hacia el oeste de la localidad noruega de Stavanger (*Skalmernaas 2014*), es operado por la compañía NPGF Sleipner participada por Statoil, ExxonMobile y Total. Se inyecta a partir de 1996 un total de 0,9 Mt/año de dióxido de carbono del 98 % de pureza (2% restante es metano principalmente) procedente de un proceso de captura por pre-combustión a través de absorción química por aminas en la separación del gas natural producido en el campo gasista próximo, con contenidos de dióxido de carbono entre el 4 y 9 %. Dichos valores no están ajustados a los requisitos comerciales, por lo que es precisa su captura y secuestro. La formación geológica Utsira es el almacén principal. Es un acuífero salino formado por areniscas a una profundidad entre 800 y 1100 sobre el nivel del mar. Los reservorios desde los que se extrae el gas natural son las formaciones Jurásicas Sleipner y Hugin.

La principal causa del desarrollo de éste y otros proyectos es la tasa establecida por el gobierno noruego en el año 1991, que penaliza la tonelada de dióxido de carbono emitida con valores que oscilaban entre los 50\$/t del año 1996 a los 70 \$/t correspondiente al año 2013.

El dióxido de carbono separado del gas natural es comprimido e inyectado a través de un pozo ubicado sobre plataforma off shore en la formación Utsira de una potencia de 250 m con una capacidad de 40 Mt, de las que se han inyectado 15 Mt desde el inicio de las operaciones en el reservorio, y cuya vida útil está prevista para los próximos 25 años al ritmo de inyección anual.

Fig 23 Proceso de extracción de gas y almacenamiento de CO₂ en Sleipner

Snohvit

Ubicado en las proximidades de la población noruega de Hammerfest en el Mar de Barents (Amstrong y Styring 2015) combina almacenamiento on y off-shore de dióxido de carbono procedente de la producción de gas natural de la fábrica de GNL ubicada en la zona. Los socios de este proyecto son Statoil, Petoro, Total, GDF Suez y RWE DEA. El proceso de captura se basa en la tecnología pre-combustión mediante el uso de aminas como absorbente químico. Con inicio en el año 2008, inyecta 0,7 Mt/año sobre dos formaciones: Tubaen (2560-2670 m) y Sto (2430-2470 m). La formación geológica Tubaen está formada por areniscas del Jurásico Medio, ubicada a muro del reservorio de la formación Sto (campo de explotación de gas) con una potencia media de 100 m para albergar el dióxido de carbono inyectado. Esta formación almacén fue caracterizada durante las labores de exploración mediante la perforación de 15 pozos. La formación Sto se utiliza como almacén secundario al convertirse en un depósito de gas depletado. El sello se ubica a profundidades someras de 60-100 m y está formado principalmente por esquistos.

El área de operaciones está dividida en tres campos gasistas: Snohvit, Albatross y Askeladen, con un total de 20 pozos destinados a la producción de gas natural y 1 pozo destinado a la inyección del CO₂. El gas extraído de dichos campos, con un porcentaje de dióxido de carbono entre el 5-8%, es transportado por gasoducto de 143 Km hasta la planta de GNL de Melkoya, en la que se capturan un total de 0,7 t/año de dióxido de carbono que son transportadas a través de un ceoducto off shore de 153 Km hasta el pozo de inyección.

Desde el inicio de las operaciones de inyección en Abril de 2008 se ha almacenado una cantidad próxima a los 3 Mt. Considerando la vida útil de la planta de GNL de Melkoya en el entorno de los 30 años, la cantidad total almacenada de dióxido de carbono será de 23 Mt con una pureza del 99 %.

Desde principios de 2013 Statoil ha adjudicado un contrato para la construcción de un segundo ceoducto off-shore para la ejecución de un nuevo pozo que permita inyectar dióxido de carbono en el área depletada de la formación Sto, impidiendo la contaminación del Gas Natural existente con el CO₂ almacenado.

Fig 24 Esquema de proceso de la extracción de GN, Proceso de GNL e inyección de CO₂. Snohvit (Noruega)

In Salah

Ubicado en las proximidades de la localidad de Krechba (Argelia), el proyecto es una joint-venture de las compañías BP, Sonatrach y Statoil, y al igual que en Sleipner y Snohvit (*Ringrose et al 2013*), se persigue el almacenamiento geológico de dióxido de carbono procedente de la purificación del gas natural explotado en siete campos gasistas del sur del desierto del Sahara.

El método de captura se basa en la tecnología de la pre-combustión, utilizando aminas como absorbente químico de la planta de purificación ubicada en Krechba. En la misma se tratan un total de 9 billones de m³ de gas natural por año, procedentes de los tres principales campos de explotación en la zona: Krechba, Regentour y Reg. El gas una vez tratado, se transporta mediante un gasoducto de 500 Km de longitud hasta el hub de almacenamiento de Hassi R'mel desde donde se distribuye a los mercados de España e Italia. Se pretende mantener el nivel de producción con la puesta en marcha de otros cuatro campos gasistas en la zona sur del área de Krechba en una segunda fase del proyecto.

El gas natural explotado presenta porcentajes de CO₂ en su composición entre el 5-10%, y en base a las prescripciones de venta por las que se exige una concentración del 0,3 %, es preciso proceder a su purificación. Una vez tratado en la planta de Krechba, se obtiene CO₂ con una pureza del 98% que se inyecta a través de pozos en el reservorio de areniscas del carbonífero, siendo la formación productora de gas de una potencia media de 20 m. En el periodo 2004-2011 se han capturado 3,8 Mt de dióxido de carbono, aproximadamente 1 Mt/año, que se han almacenado sobre el propio depósito de gas a medida de que éste se iba depletando.

El sello del almacén de la formación Krechba se encuentra a una profundidad de 950 m y está formado por micro-conglomerados del carbonífero. El seguimiento de la pluma de CO₂ se lleva a cabo utilizando técnicas geofísicas, geoquímicas y de producción, incluyendo la monitorización de los pozos, control por vía satélite y técnicas de control sísmico y micro-sísmico, con los propósitos adicionales de controlar la integridad de los pozos y sello ante posibles fugas, verificar la presencia de posibles subsidencias en el área de influencia y la respuesta sísmica ante las inyecciones de dióxido de carbono realizadas.

Fig 25 Esquema de principio del proyecto In Salah. Argelia

Boundary Dam

Sobre el proyecto de la compañía SaskPower (Monea 2014) en Saskatchewan (Canadá) se ha dado una referencia en el apartado 1.2 como primer proyecto a escala comercial que usa las tecnologías CAC en la generación de energía eléctrica en una central térmica de carbón a nivel mundial. Equipa un grupo térmico de 110 Mw de potencia con una capacidad de captura de dióxido de carbono de 1 Mt/año, mediante técnicas de post-combustión. El CO₂ capturado se transporta mediante cooducto a los campos de producción de hidrocarburos del sur de Saskatchewan (Weyburn y Midale), para facilitar la explotación de los mismos a través de técnicas EOR. Otros subproductos típicos de la operación de una central térmica de carbón como es la comercialización de las cenizas volantes para fabricación de cementos o las escorias del hogar para ser reutilizadas en la fabricación de aglomerados asfálticos u hormigones especiales, también se consideran en el plan de negocio del proyecto. Especial mención supone la reutilización del SO₂ capturado en el proceso de la desulfuración en post-combustión, previéndose su posible comercialización para la fabricación de ácido sulfúrico. El porcentaje de CO₂ capturado asciende al 90 % y de SO₂ al 100%.

Tal como puede comprobarse en el esquema de funcionamiento del proyecto CCS Boundary Dam en la figura 26 , el dióxido de carbono capturado en el proceso de post-combustión del grupo térmico de 110 Mw puede ser utilizado para la recuperación secundaria de crudo en los campos petrolíferos del sur del área de Saskatchewan y en el caso de no ser necesario su uso, podrá ser inyectado en un reservorio perteneciente a la formación geológica Deadwood, un acuífero salino profundo ubicado en un nivel inferior de la base de producción de crudo (Williston Basin) formado por areniscas a una profundidad de 3,4 Km.

CARBON CAPTURE UTILIZATION AND STORAGE PROCESS

Fig 26 Esquema de principio de funcionamiento del Proyecto Boundary Dam. Saskatchewan (Canadá)

El proyecto Boundary Dam está liderado por la compañía eléctrica local SaskPower, colaborando otras compañías como la petrolera Shell, a través de su filial Cansolv e Hitachi entre otras. Con un presupuesto de 1240 millones de dólares inició su andadura desde el año 2011, fecha en la que el Gobierno de Saskatchewan concedió su autorización. Actualmente es el referente mundial para el desarrollo de tecnologías CAC en la generación de energía eléctrica en centrales térmicas de carbón.

Kemper County Mississippi

El proyecto Kemper County Mississippi (DOE 2015) está liderado por la alianza entre las compañías estadounidenses Mississippi Power, Southern Energy y KBR. La central térmica equipada con tecnologías CAC comenzó a construirse en Junio del año 2010 e inició su puesta en marcha en 2016. Equipada con un grupo térmico de 582 Mw de potencia que será alimentado con lignito procedente de las explotaciones mineras de Mississippi, y con una capacidad de captura anual de 3,5 t de CO₂ mediante un proceso de pre-combustión. El dióxido de carbono capturado será transportado mediante ceoducto a campos petrolíferos on shore (Cranfield), para facilitar la explotación de hidrocarburos mediante técnicas EOR.

La tecnología utilizada para la captura del CO₂ se combina con la gasificación del lignito y se conoce como "Gasification and TRG™", patente de la compañía Power System Development Facility (PSDF), que forma parte del grupo empresarial Southern Energy al igual que Mississippi Power. Esta tecnología que será aplicada en el grupo de 582 Mw del proyecto Kemper County Mississippi, permitirá una mayor eficiencia en el proceso de gasificación del lignito y la captura de al menos el 65 % del CO₂ generado.

Fig 27 Construcción del gasificador de lignito. Kemper County Mississippi (USA). Cortesía de Mississippi Power

Hontomín

La Planta de Desarrollo Tecnológico para el almacenamiento geológico de CO₂ (de Dios. 2015) ubicada en las proximidades de la población de Hontomín (España), se diseña, construye y opera en base a los compromisos adquiridos por el Gobierno de España a través de la Fundación Ciudad de la Energía como socio del proyecto OXYCFB300. El proyecto ha sido financiado por el Programa Europeo para la Recuperación Energética (EEPR), en colaboración con las compañías Endesa y Foster Wheeler. Es la única planta on shore que se encuentra en operación en Europa y ha sido reconocida por el Parlamento Europeo como una instalación clave para el desarrollo de las tecnologías CAC (E.P. Resolution 2014).

El almacén y sello principal están formados por calizas y dolomías del Jurásico y estratos pertenecientes a las formaciones suprayacentes del Lias y el Dogger, de las cuales el sello principal está formado por margas y esquistos negros (black shales). El emplazamiento es una estructura en forma de domo con el reservorio y el sello localizados a 900 m de profundidad en la cúspide del mismo y a 1.800 m en los flancos. El sello principal está constituido por las formaciones Lias Margoso y Pozazal, formadas por margas altamente carbonatadas de 160 m de potencia, y el almacén es la formación Sopeña formada por calizas y dolomías con una potencia de 120 m (Rubio et al 2014) como se puede ver en la figura 28.

La planta permite llevar a cabo experimentación a escala real sobre almacenamiento de dióxido de carbono en formaciones carbonatadas y fracturadas, en lo referente al desarrollo de técnicas de inyección innovadoras y de los sistemas de monitorización y control asociados, que conllevarán una mejora de la viabilidad técnica y de la seguridad de la operación.

Se perforaron dos pozos utilizando técnica de perforación minera, uno de ellos de inyección (HI) y otro de observación (HA). El pozo HI está preparado para la inyección de diferentes fluidos (CO₂ en sus distintas fases, agua, salmuera y trazadores) en la roca almacén. Está equipado con la tecnología más reciente en adquisición de datos del subsuelo, incluyendo distintos equipos de monitorización geofísica y sistemas de seguimiento hidrogeológico. La instrumentación de este pozo permite medir la distribución de una serie de parámetros físicos (presión, temperatura y respuesta acústica) en las formaciones almacén y sello, antes, durante y después de la inyección de CO₂ o salmuera. También es posible la extracción de muestras de los fluidos en la

propia formación, facilitando la caracterización del medio y el seguimiento de la inyección de CO₂. El pozo HA o de observación, está localizado a 50 m del pozo de inyección y se utiliza para la monitorización geofísica y control de la evolución de la pluma de dióxido de carbono.

Fig 28 Columna litológica y pozos de inyección (HI) y de observación (HA) de Hontomín. Cortesía de CIUDEN

La instalación se completa con una planta de inyección de CO₂, donde se almacena temporalmente el producto, y se ajustan las condiciones de su inyección en el macizo rocoso en lo referente a presiones, caudales y temperatura del dióxido de carbono. También es posible añadir trazadores e impurezas a la corriente de fluido a inyectar. Otra instalación de apoyo existente en la planta es la de acondicionamiento del agua de proceso, mediante la que se puede extraer salmuera del reservorio que podrá ser utilizada para realizar los ensayos de caracterización hidráulica y en las operaciones complementarias a la inyección de CO₂.

Tres pozos de control hidrogeológico perforados hasta la formación geológica en la que se ubican los acuíferos de los que se abastecen las poblaciones de la zona (profundidad 400 m), debidamente equipados con medidas piezométricas y de naturaleza de las aguas, permiten realizar un control continuo ante potenciales fugas de CO₂. También se ha montado una red de control sísmico con 30 estaciones localizadas en el área de influencia de la planta piloto.

Ketzin

La planta piloto de Ketzin (*Liebscher et al 2013*) se ubica a 40 Km al oeste de Berlín y en las proximidades de la ciudad de Potsdam (Alemania), siendo el primer proyecto de inyección de dióxido de carbono en plataforma continental en un almacén a una profundidad entre 630 y 650 m. Operada en el periodo comprendido desde Junio de 2008 hasta Agosto de 2013, por el Centro Alemán de Investigación en Geociencias (GFZ), se han inyectado un total de 67.271 t de CO₂ en

un reservorio formado por areniscas con capacidad de almacenar el dióxido de carbono en la propia matriz rocosa, al tratarse de un medio de alta permeabilidad en la matriz de poros.

Formada por un pozo de inyección y tres pozos de observación, se completó su implantación con una instalación de inyección de CO₂. La morfología del reservorio es tipo domo o anticlinal, ubicándose el pozo de inyección en el flanco sur del mismo a través del pozo Ktzi 201, comprobándose la evolución de la pluma mediante los dispositivos de control fijos y portátiles que se puedan introducir en los pozos de observación (Ktzi 202, Ktzi 203 y P300). El sello formado por rocas salinas se localiza a una profundidad de 165 m, cuyo comportamiento se controla a través del pozo más superficial P300.

Fig 29 Perfil de los pozos de inyección y monitorización de la Planta Piloto de Ketzin. Cortesía de GFZ

GFZ ha participado en múltiples proyectos europeos y a nivel internacional, desarrollando técnicas específicas basadas en principios geofísicos y geoquímicos, que se han contrastado durante la operación de la planta piloto. Campañas sísmicas 2D-3D realizadas desde superficie, perfiles sísmicos verticales (VSP), tomografía eléctrica (ERT) o mediciones de la evolución de las presiones y temperaturas a nivel del almacén o del sello, han sido ejecutadas en el referido emplazamiento.

No es sencillo escalar industrialmente la tecnología de inyección desarrollada en la planta de Ketzin ya que se han inyectado caudales y presiones a una profundidad somera, que permiten almacenar el dióxido de carbono en una interfaz entre los estados supercrítico y gas, con densidades de confinamiento inferiores a 0,3 g/cm³.

Otway

El proyecto CO₂CRC Otway se ubica en el suroeste de la región de Victoria en Australia, utilizando un depósito depletado de gas en el que se ha inyectado una cantidad próxima a las 60.000 t de dióxido de carbono (Jenkins 2011). Los objetivos de este proyecto son similares a los descritos en los casos precedentes, los cuales se resumen de la siguiente forma:

- Demostrar que las operaciones de captura, transporte, inyección y almacenamiento en el largo plazo del CO₂ pueden realizarse de forma segura y de acuerdo a estándares industriales.
- Desde el punto de vista científico se habilitará el desarrollo de modelos numéricos que permitirán valorar el comportamiento de la interacción dióxido de carbono-roca almacén desde una perspectiva segura, facilitando el desarrollo de tecnologías que favorezcan la reducción de los gases de efecto invernadero.
- Apoyo al desarrollo de un futuro marco regulatorio en el ámbito del transporte y almacenamiento geológico, a través de experiencias obtenidas mediante la operación a escala industrial.
- Promoción de líneas de formación relacionadas con las tecnologías CAC.
- Favorecer la colaboración en materia de desarrollo tecnológico a nivel internacional.
- Promover actividades encaminadas hacia una percepción pública positiva en lo relacionado con el uso de las tecnologías CAC.

El almacén está formado por estratos de areniscas a una profundidad próxima a los 2000 m (Waare A,B,C y Flaxmann) (*Jenkins 2013*) con un sello en la parte superior (Belfast Mudstone Formation), un pozo de inyección y un pozo de recuperación de CO₂ y CH₄ a una distancia de 2000 m entre ambos. Mediante un proceso industrial de separación del metano, se reconduce de nuevo el dióxido de carbono al pozo de inyección. Existe un pozo de observación a una distancia del pozo de inyección de 300 m equipado con sensores de control sísmico, electromagnético y muestreador en profundidad (U Tube).

Fig 30 Planta Piloto de Otway. Cortesía de CO2CRC Otway Project

3.-ESTADO DEL ARTE DEL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂

3.1.-LAGUNAS Y RETOS TECNOLÓGICOS EXISTENTES

El desarrollo de procedimientos contrastados para la caracterización de almacenes geológicos de CO₂ que sean aplicables a distintos tipos de emplazamientos, ha sido objeto de estudio a nivel mundial para establecer un enfoque coherente (*Neele, 2014*). Las administraciones responsables han tratado de desarrollar guías de buenas prácticas y recomendaciones aplicables

a almacenamientos industriales. La escasa información existente de proyectos a escala comercial hace que las experiencias adquiridas en las actividades de investigación llevadas a cabo en plantas piloto jueguen un papel fundamental para lograr este objetivo.

La mayor parte de los proyectos de inyección de CO₂ se han desarrollado en formaciones geológicas en las que la transmisividad hidráulica es fundamentalmente a través de la porosidad primaria de la matriz rocosa y principalmente en areniscas. Casos como el mencionado Proyecto CO₂CRC, el Proyecto Frio Brine Pilot (*Hovorka, 2006*), un acuífero salino profundo en arenas en el sur de Liberty field cerca de Houston (Estados Unidos) y la ya descrita Planta Piloto de Ketzin cerca de Potsdam (Alemania) son claros ejemplos.

La inyección de CO₂ en carbonatos fracturados de baja permeabilidad en la matriz de poros presenta singularidades que hasta la fecha no han sido suficientemente estudiadas para el desarrollo de esta tecnología. En el Proyecto AEP Mountaineer (*Mishra et al, 2013*) desarrollado en Virginia Occidental (Estados Unidos) se ha adquirido experiencia sobre la inyección en carbonatos en la formación Copper Ridge a 2500 m de profundidad en la que se han almacenado un total de 27.000 toneladas de CO₂, en condiciones de operación similares a Hontomín pero con permeabilidades primarias que oscilan en el rango entre 40 y 800 mD entre el muro y el techo de la formación.

La inyección de CO₂ en reservorios “apretados” con migración preferencial de la pluma a través de la red de fracturas suele producir efectos que pueden alterar las características geomecánicas de las mismas produciendo fenómenos de dilatancia durante las fases de su apertura durante la inyección y de recuperación a su estado inicial cuando ésta ha cesado, al igual que la generación de nuevas fracturas. Por otro lado, se deben valorar los efectos de reactividad química entre la roca y la mezcla de CO₂ y salmuera durante la inyección en el corto plazo y de dilución en el medio y largo plazo.

Los efectos descritos se analizarán en detalle en la presente tesis doctoral como principales causas de los cambios de permeabilidad en el reservorio en el corto plazo. Recordemos de nuevo que los resultados que se analizan en el presente estudio corresponden a las fases de caracterización hidráulica y de primeras inyecciones de CO₂ en el almacén de Hontomín.

Pese a que existen experiencias adquiridas en la caracterización de reservorios carbonatados como es el caso del mencionado Proyecto AEP Mountaineer y otros proyectos en Oriente Próximo para la explotación de hidrocarburos, siguen existiendo lagunas en lo referente al desarrollo de técnicas eficientes y seguras de caracterización. A continuación se detallarán las lagunas tecnológicas más relevantes relacionadas con la caracterización de estos reservorios, analizando las soluciones que se han conseguido en base a la experiencia adquirida durante el desarrollo de esta tesis.

Las principales lagunas existentes y los correspondientes retos tecnológicos para buscar soluciones a las necesidades generadas son los siguientes:

- La técnica geofísica que actualmente permite caracterizar el complejo sello-almacén durante la fase de exploración, realizar el seguimiento de la evolución de la pluma durante la fase de inyección y comprobar la evolución final de ésta durante la fase de monitorización es la sísmica de reflexión y refracción 2D-3D inducida desde superficie. Esta técnica es de alto coste, requiriendo de recursos caros y complejos y de la gestión de permisos administrativos. Suele estar asociada a la exploración de hidrocarburos, siendo una técnica cara para la gestión de un residuo como es el caso del CO₂. El reto tecnológico asociado conlleva el desarrollo de técnicas alternativas y eficientes que sustituyan a la sísmica de reflexión y refracción en una o varias fases de la vida de un almacén de CO₂. Se analizará en el apartado 3.1.1.-*Técnicas geofísicas de caracterización y seguimiento de la pluma de CO₂* el estado del arte de técnicas alternativas innovadoras con las que se han desarrollado campañas a escala real en Hontomín. No se analizarán los resultados correspondientes a los diversos grupos de investigación que han trabajado en la búsqueda de estas soluciones tecnológicas ya que excede el ámbito de esta tesis. En todo caso, se debe dejar patente la necesidad de desarrollar técnicas innovadoras eficientes que faciliten el seguimiento de la migración de la pluma de CO₂.
- Las técnicas de perforación de los pozos de inyección y observación durante la fase de exploración en Hontomín, infirieron costes que supusieron una inversión próxima al 50% de los CAPEX de la referida planta. Las técnicas de perforación del sector de hidrocarburos permiten alcanzar profundidades de kilómetros de longitud con un alto grado de precisión pero a un coste muy elevado para un proyecto de este tipo. El reto que se asumió durante la construcción de la Planta Piloto de Hontomín fue utilizar la técnica de perforación minera para alcanzar la profundidad de 1.600 m, con un presupuesto que hacía inviable el uso de técnicas petroleras. Se analizarán las peculiaridades de ambas técnicas para el almacenamiento geológico de CO₂, así como los desarrollos necesarios para que se logren alcanzar profundidades próximas a los 2.500 m con técnica de perforación minera.
- La caracterización hidráulica de los reservorios carbonatados, fracturados y de baja permeabilidad en la matriz de poros conlleva la realización de ensayos a escala laboratorio y a escala real de los que no existen suficientes experiencias hasta la fecha. El reto durante la caracterización del reservorio de Hontomín fue hacer frente a la baja inyektividad que se detectó durante los ensayos realizados en la fase de perforación. Se analizarán los ensayos de inyección realizados a escala de laboratorio en condiciones de reservorio, cuyos resultados permitieron diseñar ensayos de inyección de salmuera y mezclas con CO₂ a escala real, que se llevaron a cabo durante la campaña de caracterización hidráulica del almacén y permitieron incrementar la permeabilidad del mismo.
- El diseño y ejecución de una inyección de CO₂ eficiente y segura en este tipo de reservorios es un resultado fundamental de esta tesis. Se analizará el procedimiento de inyección de CO₂ en fase líquida que corresponde con la Patente Nacional Nº 201500151, y en particular, las condiciones de transporte por ceoducto que condicionan la operativa de la instalación, el montaje de una válvula manorreductora en la tubería

de inyección para preservar de altas sobrepresiones a las formaciones sello y almacén y los efectos de la impurezas en el flujo de CO₂.

- A diferencia de otros medios en los que existe una solución de continuidad inmediata entre los modelos geológicos estático y dinámico, para el reservorio objeto de estudio fue preciso realizar una modelización en al menos tres pasos. En el primero se interpretaron los resultados de las inyecciones de salmuera utilizando un código analítico para determinar valores preliminares de los parámetros de la inyección y analizar los efectos que ésta produce en las proximidades del pozo. Posteriormente se interpretaron los resultados de la inyección de mezclas y CO₂ mediante el ajuste histórico de los parámetros operativos con un código numérico que contempla los efectos hidromecánicos y geoquímicos de la inyección de CO₂ en un acuífero carbonatado y fracturado. Y finalmente, se desarrolló un modelo dinámico 3D preliminar que con ajustes futuros será capaz de simular escenarios diversos de comportamiento del reservorio considerando ratios de inyección, cantidades inyectadas y la evolución de la pluma de CO₂.

En el ANEXO A se incluyen los distintos criterios para la selección de un emplazamiento destinado a almacenamiento geológico de CO₂ y que sirven de base para la primera toma de decisiones en un proyecto de este tipo.

3.1.1.-TÉCNICAS GEOFÍSICAS DE CARACTERIZACIÓN Y SEGUIMIENTO DE LA PLUMA DE CO₂

Las técnicas de caracterización geofísicas se utilizan en las distintas fases de la vida de un almacén geológico de CO₂ (*Doughty 2006*). Durante la fase pre-operacional o exploratoria, permiten caracterizar el reservorio elegido como almacén, dando una primera aproximación de su forma, tectónica asociada, propiedades petrofísicas y químicas de las rocas almacén y sello e hidrogeología de la zona. Facilitan la información que se precisa para ubicar los pozos de inyección y observación que se vayan a perforar y de las formaciones geológicas atravesadas en profundidad. En la fase operacional se emplean para realizar el seguimiento de la pluma de dióxido de carbono comprobando su evolución. En la fase post-operacional o de monitorización previa la abandono, las técnicas geofísicas se emplean para controlar la estanqueidad del almacén y el entrapamiento del CO₂ en lo referente a la detección de posibles fugas, evolución de la pluma en esta fase en la que no se inyecta, la integridad de los pozos y en general facilitando información para comprobar el comportamiento del almacén (*Cook 2006*).

Los tipos de técnicas geofísicas que son necesarias para realizar el seguimiento y control de un almacenamiento geológico de dióxido de carbono son las siguientes:

- Técnicas Sísmicas
- Técnicas Electromagnéticas
- Técnicas gravimétricas
- Otras Técnicas

3.1.1.1-TÉCNICAS SÍSMICAS

Las técnicas sísmicas son las más utilizadas en las campañas de exploración geológica profunda dado su elevado grado de eficacia y la gran experiencia existente al respecto (*Gayá 2004*). Las principales técnicas aplicables para el seguimiento de almacenamientos geológicos son las siguientes:

- Sísmica de reflexión y refracción 2D y 3D inducida desde superficie.
- Perfiles sísmicos verticales (VSP)
- Redes de control sísmico

Las campañas de sísmica de reflexión y refracción 2D y 3D inducida desde superficie se emplean durante las fases de exploración, operación y monitorización previa al abandono definitivo de la concesión. Durante la fase de exploración facilitan la información para caracterizar la morfología y tectónica del almacén, y en particular, los datos para desarrollar el modelo geológico estático del par almacén-sello. Durante las fases de operación y monitorización, se obtiene información sobre la evolución de la pluma que permite realizar un ajuste del correspondiente modelo dinámico del almacén y constatar el grado de entrapamiento del CO₂. El uso de esta técnica facilita un alto grado de fiabilidad a un elevado coste, difícilmente asumible en el caso del almacenamiento de un residuo como es el caso del dióxido de carbono.

El perfil sísmico vertical (VSP) es una técnica mediante la cual se mide a lo largo de la longitud de un pozo la respuesta sísmica inducida desde superficie o desde otro pozo, de las formaciones atravesadas por éste. Se emplea durante la fase de perforación para comprobar la ubicación de las formaciones geológicas atravesadas, e interpretar las alteraciones producidas por la tectónica local (fallas y plegamientos) en la zona de estudio. Esta labor se denomina “calado” de los pozos. Durante la fase de inyección y con la instalación de un dispositivo de medida acústica distribuida en las tuberías de los pozos, la técnica VSP aporta la información necesaria para seguir la evolución de la pluma de CO₂ en el entorno próximo a los pozos donde se desarrolle la campaña. Se analizará posteriormente las capacidades de este dispositivo innovador y la experiencia adquirida en la planta de Hontomín de las campañas VSP realizadas. Las técnicas VSP son complementarias de las campañas de sísmica de reflexión 2D-3D realizadas desde superficie, aportando datos para su correlación con los que facilita ésta última, consiguiendo un mayor detalle de las características de las formaciones objetivo.

La red de control sísmico permite comprobar en tiempo real la respuesta sísmica del almacén durante las fases de inyección y parada con recuperación de la presión en fondo de pozo. Mide valores a escala microsísmica, siendo un controlador básico para verificar el correcto comportamiento del almacén durante la fase de operación.

No debemos olvidar que estamos inyectando energía en el subsuelo y por lo tanto debemos de ser conscientes de que la respuesta en forma de ondas sísmicas es probable que se produzca. El estudio de la respuesta sísmica mediante el procesado e interpretación de los resultados obtenidos mediante el uso de este tipo de redes de control es estrictamente necesario, al objeto de identificar los distintos umbrales que pueden presentarse en la operativa de inyección y durante su parada.

En los párrafos siguientes se realizará una descripción de las distintas técnicas sísmicas aplicables a un proyecto de almacenamiento geológico de dióxido de carbono, identificando las lagunas tecnológicas existentes y los retos asociados a la búsqueda de soluciones.

Sísmica de reflexión y refracción 2D 3D

Las campañas de sísmica de reflexión y refracción inducida desde superficie, es decir, con el foco o focos inductores de la señal y los distintos dispositivos para la recepción de la respuesta localizados en superficie, son la base de las campañas de exploración mineras y de las operaciones exploración y producción de hidrocarburos.

El principal objetivo de estas campañas de adquisición de respuesta sísmica es corroborar la existencia de estructuras geológicas susceptibles de almacenar dióxido de carbono, y definir la profundidad y la geometría (forma y tamaño) de dichas estructuras.

Para ello, emplea ondas elásticas generadas artificialmente (explosivos y equipos vibradores) que se transmiten a lo largo del terreno, y que una vez reflejadas en las distintas formaciones llegan a superficie (reflectores sísmicos) y son captadas por geófonos u otros dispositivos, cuyos datos interpretados facilitan establecer la geometría de las formaciones en función de la forma de la onda, tiempo de respuesta y velocidades alcanzadas (Gayá 2004).

El principio de esta técnica se basa en las leyes de reflexión y difracción que derivan del principio de Huygens. Cuando una onda sísmica encuentra un cambio en las propiedades elásticas del material, como es el caso de una interfase entre dos capas geológicas, parte de la energía continúa en el mismo medio (onda incidente), parte se refleja (onda reflejada) y el resto se transmite al otro medio (onda refractada) con cambios en la dirección de propagación, en la velocidad y en el modo de vibración.

En el gráfico adjunto se pueden observar distintos escenarios de transmisión sísmica. En el primero de ellos se identifica un rayo directo que se transmite a través de una formación rocosa. En este caso el cálculo del tiempo de respuesta es inmediato al dividir la distancia entre el tiro (generación de señal) y la posición del geófono entre la velocidad de transmisión.

Fig 31 Escenarios de sísmica de reflexión

El segundo escenario muestra el rayo refractado o transmitido, con un ángulo de incidencia mayor cuanto más elevada sea la velocidad en la capa subyacente en cuya superficie se produce la refracción de la onda. Dependiendo de la relación de velocidades entre las distintas

formaciones (v_1/v_2), se produce un ángulo de incidencia crítico (90°), el rayo viaja por el contacto de ambas formaciones y se refleja a 90° , denominándose rayo crítico, siendo el único que se registra en superficie. En el tercer escenario el rayo reflejado se genera por rayos de incidencia con ángulos pequeños que se reflejan sobre el techo de la segunda capa.

En el gráfico adjunto se pueden identificar las ondas elásticas generadas en el contacto de dos capas rocosas (onda directa, onda refractada y la onda reflejada). El gráfico que indica el tiempo de respuesta en función de la distancia entre la fuente emisora de la señal y los geófonos receptores se denomina gráfico de domocronas.

Fig 32 Gráfico de Domocronas

Podemos distinguir por lo tanto dos técnicas sísmicas para caracterizar las estructuras subterráneas:

- Sísmica de Refracción
- Sísmica de Reflexión

La sísmica de refracción se basa en los tiempos de las primeras llegadas del sismograma que corresponden a las ondas críticas (refractadas a 90°) de las distintas capas del macizo rocoso, caracterizadas por la impedancia acústica de cada una de ellas, denominadas reflectores. Como resultado se obtiene una imagen sísmica formada por el campo de velocidades ($v f(x,z)$), la cual deberá ser interpretada geológicamente.

Fig 33 Sísmica de Refracción

La distancia entre la fuente y los receptores es grande para esta técnica, ya que la onda refractada recorre un gran camino previamente a producirse su rebote hacia la superficie. Durante este recorrido se atenúa la energía de la señal, fundamentalmente las frecuencias altas,

por lo que comparativamente con la técnica de reflexión las frecuencias de las señales son más bajas y la profundidad explorada es menor. Este tipo de técnica es aplicable a reflectores de alta velocidad y a mayores áreas de exploración con menor coste en relación a las estudiadas mediante la sísmica de reflexión.

La sísmica de reflexión se basa en el principio de la reflexión de la onda sísmica en las interfases de las distintas capas de las formaciones rocosas o reflectores, con distintas impedancias acústicas. Los receptores en superficie se colocan a menor distancia de la fuente emisora en relación a las distancias que se emplean en la técnica de sísmica de refracción. Este tipo de sísmica es conocida como de “corto ángulo”.

Fig 34 Sísmica de Reflexión

El número de disparos y la cantidad de geófonos localizados en superficie es mayor que los empleados en la sísmica de refracción para explorar la misma superficie a mayor profundidad. El resultado de un conjunto de trazas sísmicas (líneas de geófonos) se procesa e interpreta en conjuntos de puntos reflectores comunes. Una vez que se han agrupado las distintas trazas de la campaña con los conjuntos de puntos reflectores comunes, se obtiene la sección sísmica de reflexión.

Fig 35 Conjuntos de puntos reflectores comunes. Sección sísmica

Para algunos proyectos se combinan las secciones sísmicas de refracción y reflexión al objeto de conseguir una mayor información del trabajo de exploración realizado.

En la imagen siguiente se puede observar una sección sísmica de un almacenamiento geológico de CO₂, en el que se han calado los sismogramas sintéticos de los pozos en el perfil con la señal de los distintos reflectores. Estos sismogramas se obtienen a partir de los resultados de las diagráfias realizadas en los pozos, técnicas que serán analizadas en el apartado 3.1.2.2.-*Well Logging y ensayos de producción/inyectabilidad*.

Fig 36 Sección sísmica de un almacenamiento geológico de CO₂. Interpretación crossline

En la referida sección sísmica se puede comprobar la morfología del reservorio en forma de anticlinal, los techos de cada una de las formaciones, en especial del sello y almacén, y el carácter fuertemente fracturado de este último. Este tipo de resultados hacen de la técnica de sísmica de reflexión una herramienta básica para determinar la geometría del complejo almacén-sello y en particular de los distintos elementos tectónicos en el mismo. Sin el conocimiento de estos resultados no sería factible la localización de los pozos de inyección y monitorización, ya que la fracturación en estos reservorios les confiere en algunos casos la disposición compartimentada en bloques, siendo necesario calcular la capacidad de almacenamiento de cada uno de ellos y la ubicación de los distintos pozos en función de la posible existencia de fallas y fracturas sellantes que limiten la transmisividad del CO₂. Los resultados de una campaña sísmica de reflexión servirán de base para realizar la modelización estática y dinámica del almacén.

Con las distintas secciones sísmicas se puede construir un cubo 3D en el que se definirá la geometría de la estructura y profundidad de la misma, como información básica del conjunto sello-almacén. Del cubo sísmico se pueden obtener los mapas de isobatas e isócronas de distintos planos horizontales del reservorio. Las isobatas son líneas que unen puntos que se encuentran a la misma profundidad, mientras que las isócronas unen puntos de distintos reflectores cuyo tiempo de respuesta es el mismo.

Fig 37 Cubo sísmico y mapa de isobatas del techo de una formación almacén

Volveremos a incidir sobre estos temas cuando se trate la modelización geológica estática 3D y dinámica. En todo caso, con lo expuesto en este apartado se pone de manifiesto la gran cantidad de información que se obtiene de una campaña sísmica 3D en lo referente a:

- Caracterización del reservorio en la fase de exploración. Morfología, tectónica y localización.
- Ubicación de los pozos de inyección y monitorización en un entorno fracturado.
- Control de la evolución de la pluma de dióxido de carbono en las distintas etapas de la inyección en el almacén.
- Control en la fase de monitorización previa al abandono definitivo de la concesión.

Tal como se ha explicado anteriormente estas técnicas requieren de gran cantidad de recursos para su ejecución en campo, profesionales y medios muy especializados para la interpretación de los datos adquiridos y la autorización de permisos administrativos en muchas ocasiones, que hacen que las técnicas sísmicas inducidas desde superficie sean de alto coste. Es por tanto necesario el desarrollo de tecnologías alternativas menos costosas que puedan ser empleadas como sustitutivas de la sísmica en determinadas fases de la vida del almacén. Para la fase de exploración no es posible encontrar una tecnología de sustitución fiable para los fines perseguidos a fecha actual, pero en otros casos (control del almacén y seguridad del almacenamiento) se vienen realizando desarrollos de tecnologías alternativas a la sísmica que pueden ser soluciones más eficientes. Nuestro objetivo es almacenar dióxido de carbono a modo de gestión de un residuo, en comparación a la exploración y explotación de hidrocarburos cuya viabilidad económica permite asumir los costes asociados a las técnicas sísmicas.

En los próximos apartados se analizarán los retos existentes para aportar soluciones eficientes y seguras y las experiencias adquiridas con técnicas geofísicas alternativas a la sísmica 2D y 3D en la caracterización del par sello-almacén de la planta de Hontomín.

VSP

La técnica VSP (Vertical Seismic Profile) se emplea para obtener datos que se correlacionan con la interpretación de los datos procedentes de la sísmica 2D-3D realizada desde superficie y aquellos que se obtienen mediante las distintas técnicas de diagráfias de pozos (well logging).

Se basa en los mismos principios de las técnicas de sísmica descritos, con la diferencia de que los receptores se colocan a lo largo de la caña del pozo perforado. En la imagen adjunta puede observarse el principio de funcionamiento de un VSP tradicional.

Fig 38 Principio de funcionamiento del VSP. Cortesía de GGU

Se trata por tanto de una técnica en la que se adquiere la información procedente de los reflectores de las distintas formaciones rocosas en las distintas posiciones en las que se localizan los geófonos en la zona de pozo abierto. Ofrece información del entorno de los pozos en los que se ejecutan las distintas campañas.

Hasta la fecha, se emplea en la fase final de la perforación del pozo tratando de correlacionar la información que aporta con los datos procedentes del modelo geológico estático y con los adquiridos con las técnicas aplicadas durante la perforación para identificar la ubicación y potencia definitiva de las distintas formaciones rocosas (análisis de rípios, toma de testigos y diagrfías) y los efectos tectónicos en las proximidades del pozo (fallas y fracturas). Cuantos más pozos se hayan perforado utilizando técnicas VSP, mas información existirá en el área de estudio.

El diseño de una campaña VSP conlleva la elección de una fuente que genere una señal (amplitud y frecuencia) acorde a las características de las formaciones subyacentes y a la eficacia de los receptores que se desplazarán a lo largo de la longitud de estudio normalmente en el pozo abierto. En base a mi experiencia para almacenes ubicados en profundidades entre los 1500 y 2500 m de profundidad, la fuente más adecuada es un camión equipado con vibrador (vibrotruck) con una masa de impacto de 1225 Kg en un rango de frecuencias entre 7 y 180 Hz. Pueden ser alternativas al camión en superficie, dispositivos tipo “air-gun” o “sparker” colocados en pozos próximos a la zona de estudio.

Fig 39 Camión con vibrador incorporado

Los geófonos empleados para realizar técnicas VSP suelen ser de las siguientes características:

longitud	1135 mm
diámetro	43 mm
peso	8,85 kg
rango máximo	178 mm standard
máxima temperatura analógica	204°C
máxima temperatura digital	180°C
máxima presión	1400 barg
sensor	3 componentes
desviación admisible	0-95°

Tabla 9.-Características de los geófonos

La fuente de señal sísmica debe ubicarse en las proximidades del pozo, lo que se conoce como posición zero-offset, desde la que se transmitirá una señal con mayor energía, y en otras posiciones más alejadas denominadas off-set, tomando datos en los receptores para un rango de frecuencias que generará dicha fuente.

Fig 40 Campaña VSP Hontomín TDP. Cortesía de CIUDEN

Tomándose medidas con el geófono cada diez metros en la zona de open-hole del pozo. El resultado es un perfil sísmico vertical en el que se reflejan las distintas respuestas sísmicas de los reflectores que constituyen el complejo almacén sello:

Fig 41 Perfil sísmico vertical campaña 2013. Cortesía de CIUDEN

Como se ha explicado anteriormente, la información de la interpretación del VSP permite confirmar la ubicación de los techos de las distintas formaciones, correlacionando estos datos con la prognosis proporcionada por la sísmica 3D y los resultados del well-logging, análisis de rípios y testigos, y en particular la presencia de fallas y fracturas importantes.

Un vez se hayan completado los pozos con casings, liners y tubings, el desarrollo de técnicas VSP únicamente son aplicables hasta la fecha en las zonas de pozo abierto sin encamisar, ya que las variaciones de impedancia acústica entre la roca-acero-salmuera-acero, atenuarían la señal de los reflectores sin capacidad de obtener datos fidedignos. Si se utilizan tuberías de fibra de vidrio, existe la posibilidad de emplear hidrófonos como equipo portable, o geófonos cementados en el propio tubing. En este último caso, el pozo quedaría inhabilitado para realizar operaciones en su interior.

La aplicación de la técnica VSP durante las fases posteriores a la exploración puede ser de mayor o menor interés dependiendo del tipo de almacenamiento en el que se esté operando. En el caso de almacenamientos en los que la transmisión del dióxido de carbono se realiza a través de fracturas, en los que existe una fuerte anisotropía en lo concerniente a los posibles escenarios de evolución de la pluma, esta técnica puede facilitar una información útil en la etapa inicial de la inyección de CO₂ con el propósito de identificar la trayectoria principal de la migración del mismo, como se ha demostrado en las campañas realizadas en la Planta Piloto de Hontomín (Humphries et al 2015).

Un dispositivo innovador que se ha instalado en el pozo de inyección de Hontomín ofrece unos resultados satisfactorios para alcanzar el objetivo descrito. Es una instalación de fibra de vidrio que se monta durante la fase de completación de los pozos (casings/tubings). El dispositivo que

aquí se describe es el denominado iDAS (intelligent Distributed Acousting Sensing) patente de la compañía Silixa Ltd (Mondano 2011). En la figura siguiente se puede observar el esquema de principio de este dispositivo.

Fig 42 Principio de funcionamiento del dispositivo iDAS. Cortesía de Silixa Ltd

La fibra de vidrio se ancla a la tubería del pozo y se conecta a un equipo de adquisición de datos en superficie. Permite realizar campañas VSP entre otras aplicaciones durante la fase de inyección, en el siguiente régimen operativo:

- Rango de toma de datos: 1 ms
- Espaciado entre receptores: 0,25 m
- Tiempo de toma de datos: 15 s (12 s en barrido+ 3 s ajuste)

En la campaña realizada en Junio de 2014 se obtuvieron datos suficientes y de calidad para determinar una línea de base útil para verificar la evolución de la fase inicial de la inyección en Hontomín. En la figura adjunta se refleja un perfil sísmico VSP procesado a partir de datos obtenidos con iDAS.

Fig 43 Perfil sísmico VSP de iDAS. (Humphries et al 2015)

La principal conclusión del estudio realizado es que este tipo de técnicas son aplicables para la realización de campañas VSP, teniendo en cuenta que los datos obtenidos desde la posición de la fuente emisora (vibrotruck) próxima al pozo (zero offset) en el que se ha instalado el dispositivo ofrece resultados más satisfactorios que en las posiciones más alejadas. Un problema añadido es que si el cable de fibra de vidrio se fija a la tubería de inyección en el pozo, ésta puede verse afectada por las vibraciones generadas por la fuente emisora e inducir “ruido” en la adquisición de datos. De las experiencias adquiridas se estima que un radio de 200 m sería el adecuado para ubicar las distintas posiciones de la fuente emisora.

Las técnicas VSP son por tanto de aplicación en diversas fases de la vida de un almacén con permeabilidad principal por fracturas, tratándose de una solución menos costosa que la sísmica 3D, y siendo complementarias de ésta. Desarrollos tecnológicos como el descrito precedentemente, pueden ser una solución para conseguir una correlación de datos en distintos pozos de un mismo reservorio en los que haya sido instalado.

3.1.1.2.-TÉCNICAS ELECTROMAGNÉTICAS

Este tipo de técnicas se basan en las diferencias existentes de los parámetros eléctricos de las distintas formaciones subterráneas (*Auge 2008*) previa y posteriormente a la inyección de CO₂. Existen distintos tipos de técnicas eléctricas en la exploración geofísica, las que han mostrado mejores resultados en la caracterización de reservorios fracturados son las técnicas electromagnéticas con fuente controlada (CSEM). La mayor parte de estas técnicas están en fase de desarrollo como alternativas en algunos casos y complementarias en otros a las técnicas sísmicas. El reto actual está en conseguir desarrollar tecnologías que permitan alcanzar la profundidad requerida para caracterizar los reservorios profundos y realizar el consiguiente seguimiento de la pluma de dióxido de carbono.

Uno de los métodos CSEM que mejor resultados han mostrado para la caracterización de este tipo de almacenes es el desarrollado por el BRGM (Bureau de Recherches Géologiques et Minières) conocido como LEMAM (Long Electrode Mis A la Mass) en el que se utilizan los encamisados profundos de los pozos (casings) a modo de electrodos fuente y receptor, generando un campo electromagnético a gran profundidad ($\geq 1000\text{m}$). Se complementa con receptores EM portátiles en superficie a distancias del foco de emisión de kilómetros.

Se basa en el principio por el que un aumento de la inyección de CO₂ produce un incremento de la resistividad eléctrica en el subsuelo de acuerdo a la Ley de Archie (*Bourgeois et al 2012*)

$$\rho / \rho_0 = S_w^{-2} = (1 - s_{\text{co}_2})^{-2}$$

En esta expresión se correlacionaba la resistividad del medio a medida que se inyecta el dióxido de carbono (ρ) respecto a su resistividad natural (ρ_0), la cual es función cuadrática de acuerdo a la expresión precedente de la fracción de agua (S_w) o de dióxido de carbono (s_{co_2}) en las fracturas del almacén. Se toma como hipótesis $s_{\text{co}_2}=69\%$, $S_w=0,31$ y $\rho / \rho_0=10$.

Fig 44 Diagrama de evolución de la resistividad del medio con inyección de CO_2 (Bourgeois et al 2012)

En el eje de ordenadas se representa la resistividad del medio y en el de abscisas la evolución de la saturación del CO_2 en el agua de formación en función de la cantidad inyectada.

En el esquema que se adjunta se puede comprobar el principio de funcionamiento del método LEMAM con dos polos (Doble LEMAM) en un acuífero salino profundo fracturado que se utilizará como almacenamiento geológico de CO_2 .

Fig 45 Esquema de principio del método DOBLE LEMAM. Cortesía de BRGM

La variación de resistividades producida por la burbuja de CO_2 en la formación almacén produce una alteración del campo electromagnético generado entre ambos electrodos, afectada por las distintas resistividades en las capas suprayacentes del conjunto sello-almacén y reflejada en las

medidas de potencial distorsionadas en superficie. En el modelo adjunto se reflejan las líneas del campo electromagnético generadas por el método descrito y la evolución del mismo a consecuencia de la alteración producida por la burbuja de CO₂. En el eje de abscisas se refleja la distancia entre electrodos y en el de ordenadas la profundidad para una ocupación de 8Km x 6Km del dispositivo “doble LEMAM”, una frecuencia de 0,5 Hz y una burbuja de CO₂ localizada a una profundidad próxima a 1.600 m.

Fig 46 Perfil vertical del campo electromagnético generado por el método LEMAM. Cortesía de BRGM

El modelo de la distribución del campo electromagnético en el plano horizontal para el perfil descrito anteriormente es el siguiente.

Fig 47 Plano horizontal del campo electromagnético generado por el método LEMAM. Cortesía de BRGM

El método LEMAM está siendo desarrollado por el grupo de investigación del BRGM con unos resultados muy prometedores para convertirse en una técnica avanzada para la caracterización de almacenamientos geológicos de CO₂.

Otra de las técnicas CSEM que se están desarrollando actualmente y que ha sido probada en la Planta de Desarrollo Tecnológico de Hontomín al igual que el método LEMAM es la ERT (Electrical Resistivity Tomography). Estos desarrollos los ha realizado CIUDEN en colaboración con el grupo de investigación Geomodels de la Universidad de Barcelona. Esta técnica se basa en la emisión de una señal a través de electrodos instalados en el fondo del pozo de inyección a 1500 m y una serie de electrodos introducidos en taladros de 1,5 m de profundidad en una distribución como se muestra en la figura adjunta.

Fig 48 Distribución de electrodos en campaña CSEM. Cortesía de CIUDEN

Con un total de 60 electrodos distribuidos en el perfil NW-SE, 35 electrodos distribuidos en una longitud de 2.200 m, y en el perfil NE-SW, con 25 electrodos distribuidos en una longitud de 2.250 m, parte de ellos en línea y otros colocados para medir la componente ortogonal. Estos electrodos permanentes se han puesto en contacto con el terreno a través de bentonita y con conexión entre los mismos a través de cables y cajas de conexión. Los datalogger empleados son de 3 canales, habiéndose empleado un total de 5 equipos (15 canales) que se conectan en el momento de la toma de datos (Ogaya *et al* 2014).

Las técnicas eléctricas, y en particular los métodos CSEM descritos, son una clara alternativa a la aplicación de las técnicas sísmicas para realizar el seguimiento de la evolución de la pluma de CO₂ en las distintas fases de operación del almacenamiento geológico (inyección y monitorización), y facilitar el control de una operación segura del mismo. Es preciso continuar con las pruebas a escala real que faciliten el desarrollo comercial de las mismas, cuya aplicación supondría una eficiencia en costes importante respecto a las campañas sísmicas 2D-3D realizadas desde superficie. Los condicionantes de estas técnicas CSEM en lo referente a la necesidad de implantar una fuente EM en profundidad, o bien a través de los casings de los pozos o de electrodos emisores instalados en la completación de los mismos, dificultan su aplicación en las campañas de exploración necesarias para identificar una estructura geológica profunda que pueda ser utilizada como almacén, pero pueden suponer una clara solución al seguimiento de la operación segura de una planta una vez haya sido construida.

3.1.1.3.-TÉCNICAS GRAVIMÉTRICAS

Los técnicas gravimétricas se basan en las diferencias del parámetro aceleración de la gravedad ($g = 9,80665 \text{ m/s}^2$) en distintas formaciones rocosas dependiendo de la densidad de las mismas. El equipo utilizado se conoce como gravímetro y mide en profundidad las alteraciones de la gravedad en cada formación rocosa, entendiendo por alteración la variación de los valores medidos de la gravedad con respecto a la gravedad normal después de haber sido aplicadas las correcciones necesarias (calibración, corrección por altura, latitud, topografía, reducción para la derivada del gravímetro/influencia de las mareas y losa de Bouguer).

En la Planta de Desarrollo Tecnológico de Hontomín se han llevado a cabo experiencias para la aplicabilidad de esta técnica en el seguimiento y control de almacenes geológicos de CO₂

fracturados en colaboración con el Instituto Geológico y Minero de España (IGME), realizando campañas pre y post inyección de trabajos de microgravimetría time-lapse 4D desde superficie.

La monitorización microgravimétrica time-lapse 4D desde superficie consiste en realizar medidas en puntos fijos de la misma, bien identificados y estables, desde dónde se efectuarían medidas de la máxima precisión posible con diferentes lapsos de tiempo: en situación de pre-inyección, a medida que se va produciendo ésta y una vez finalizada la misma. Se trataría de obtener en diferentes periodos de tiempo mediante campañas periódicas de distinta duración, la variación de la respuesta gravimétrica en las proximidades del sondeo de inyección en función del avance de la pluma de dióxido de carbono. Las condiciones generales permanecen constantes, razón por la cual las variaciones en la gravedad medida en dichos puntos se atribuyen a las variaciones de masa debidas a la sustitución de la salmuera (más densa) por el CO₂ (menos denso).

Se han realizado dos campañas, una de gravimetría a nivel regional con 632 puntos con una densidad de 2 puntos/Km² y otra de microgravimetría en un área de 4Km x 4Km con distribución de puntos de control en malla de 100m x 100m, lo que hace un total de 1600 puntos ensayados. El procesado de los datos se ha realizado con el software OASIS MONTAJ, de la empresa Geosoft, que se ha completado con software desarrollado por el IGME. La gravedad se ha calculado utilizando el sistema geodésico de referencia GRS67 (con Datum Potsdam G=981260 mGal). La modelización 2D se ha realizado con el el software GMSYS para el área de estudio (*Rubio et al 2014*).

Fig 49 Anomalías Bouguer estudio regional Planta Piloto de Hontomín. Cortesía del IGME

Se han identificado dos cortes (corte 1 y corte 2) como secciones más interesantes para caracterizar la estructura, en base a la información adicional existente proporcionada por las campañas sísmicas realizadas. Las densidades utilizadas en la modelización provienen del análisis petrofísico de muestras y de las diagráfias realizadas en la perforación de los pozos. En la figura 50 se puede observar la estructura geológica la sección 2.

Fig 50 Corte 2 complejo almacén sello Hontomín. Cortesía del IGME

El modelo 3D engloba el área de estudio local con 4.900m x 4.900m en la proyección horizontal y 6.000m en la vertical, tomando como límite en superficie el punto más alto a 1.200m y a una profundidad de 4.800m incluyendo el basamento varisco. La modelización 3D se ha llevado a cabo con el programa 3DGeoModeller, que emplea un cálculo estadístico basado en el método de Monte Carlo, con lo que se obtiene un rango de modelos con su probabilidad correspondiente, eligiéndose el más consistente con las observaciones y datos geológicos y geofísicos disponibles.

Fig 51 Modelo 3D base de la formación anhidrítica del almacén. Cortesía del IGME

Los trabajos de microgravimetría realizados en el área de Hontomín han permitido obtener un mapa de anomalía de Bouguer con una resolución de ± 4 microGal. La anomalía residual, calculada a partir de la anomalía de Bouguer, se ha utilizado para realizar un modelo geológico 3D centrado en la estructura escogida como planta piloto. Posteriormente, la atribución de densidades a los horizontes modelizados ha permitido realizar la inversión gravimétrica. Los resultados de la inversión (con un error de ± 0.066 mGal) permiten comprobar que la geometría de los distintos horizontes tiene una resolución de ± 25 m y las variaciones de densidad de ± 0.02 g/cm³.

Los trabajos tanto a nivel regional como local han permitido identificar mínimos gravimétricos coincidentes con vértices de anticlinales tan representativos como la cúspide del domo de la formación almacén de la planta piloto o del localizado más hacia el noreste de la zona de estudio y coincidente con el diapiro salino de Poza de la Sal. En el mismo sentido se han localizado máximos gravimétricos como el localizado al sur de la falla del Ubierna, coincidente con una elevación del sustrato y un menor espesor de los sedimentos. Esta zona que coincide en

superficie con el límite entre los afloramientos carbonatados del Cretácico Superior y los materiales triásicos y jurásicos situados al suroeste de la zona de estudio.

Al igual que ocurre con el desarrollo de las técnicas CSEM, es necesario continuar con la realización de campañas de ensayos a escala real que permitan validar las técnicas gravimétricas como un método de validez contrastada para realizar el control de la evolución de almacenamientos geológicos de CO₂. El equipo de investigación del Instituto Geológico y Minero de España liderado por el investigador Felix Rubio está trabajando en el desarrollo tecnológico de las técnicas gravimétricas para superar este reto.

3.1.1.4.-OTRAS TÉCNICAS

Existen otras técnicas de carácter experimental cuyo desarrollo podría aportar soluciones para el seguimiento y control de los almacenamientos geológicos de CO₂. Entre ellas destacan las técnicas de interferometría SAR y su variante DInSAR basadas en el proceso e interpretación de imágenes de radar de apertura sintética (SAR) (Rocca 2013). El procesamiento de la señal recibida usa las magnitudes y fases de la misma en sucesivos pulsos para crear una imagen de ésta. A partir de la interferometría, los datos obtenidos son distancias entre el satélite y el punto de estudio sobre la superficie terrestre, calculado mediante la medición de tiempos y desfases.

La interferometría SAR como técnica de procesado de imagen permite a partir de dos pases del sensor SAR generar el modelo general de elevaciones, siendo su variante DInSAR la técnica empleada para medir la diferencia de fase entre el satélite y el punto colocado sobre la superficie terrestre. Una de las causas de este desfase puede ser la deformación causada por un movimiento terrestre (elevación o subsidencia) debida a la inyección de dióxido de carbono en el almacén geológico. Por lo tanto la interferometría SAR es un método que permite el control de movimientos en la superficie terrestre debidos a la inyección de CO₂.

Fig 52 Imagen DinSAR

Se suele complementar los estudios realizados a través de imágenes obtenidas vía satélite con datos tomados con un radar terrestre, conocida como técnica GB-SAR.

Fig 53 SAR Terrestre

Las técnicas SAR se han utilizado con éxito en trabajos de precisión para medir desplazamientos diferenciales de distintas magnitudes. El control de subsidencias experimentadas por edificaciones singulares o el control de la estabilidad de taludes en grandes explotaciones mineras a cielo abierto, son ejemplos del uso de este tipo de técnicas. Su aplicación para el control de efectos en superficie generados por la inyección de CO₂ en el subsuelo puede ser una solución complementaria a las descritas anteriormente, que facilita una información adicional relevante.

Otro tipo de técnica que facilita información complementaria a las caracterizaciones realizadas por métodos sísmicos, eléctricos, gravimétricos y SAR son aquellas que determinan la evolución de las emisiones de dióxido de carbono en la interfase suelo-atmósfera, y que tienen como objetivo principal identificar líneas de fuga de dióxido de carbono almacenado en relación a las propias emisiones naturales y otras generaciones de este gas de carácter antropogénico.

Uno de los métodos que se emplean para medir estas emisiones es utilizando la cámara de acúmulo de gases, mediante la que se pueden identificar las emisiones del dióxido de carbono comparando la línea de base generada en la fase de exploración con los datos procesados e interpretados durante las fases de operación y abandono, generando un modelo dinámico durante la vida del emplazamiento (*de Elio et al 2013*).

La técnica de control de emisiones de dióxido de carbono mediante la cámara de acúmulo sirve para desarrollar un modelo de seguimiento y control de las distintas emisiones generadas por las propias condiciones del ecosistema en el que se ubica el almacén o por causas antropogénicas relacionadas con la inyección de dióxido de carbono en el subsuelo. En las campañas de campo realizadas mediante la referida técnica se define una línea de base de emisiones en función de distintos factores como son la estacionalidad meteorológica y las actividades desarrolladas en cada época del año, como son las siembras y cosechas en las explotaciones agrícolas.

En una fase posterior se debe diseñar y montar una red de control con estaciones colocadas en localizaciones predeterminadas de acuerdo a las condiciones establecidas por el modelo de emisiones desarrollado. En determinados casos, la red de control permanente se utiliza tanto para determinar la línea de base de emisiones en el subsuelo, como en las fases posteriores de

operación y abandono. El objetivo fundamental de este tipo de redes es el análisis de los distintos gases emitidos en la interfase existente entre la zona vadosa del suelo afectado por el almacenamiento geológico de dióxido de carbono y la atmósfera circundante.

En el *ANEXO B: Redes de control superficial* se analizarán las condiciones de diseño e implantación de una red de estas características.

3.1.1.5.-ANÁLISIS DE APLICABILIDAD

Las técnicas descritas pretenden ser de aplicación al seguimiento y control de los almacenes geológicos de CO₂ fracturados durante las distintas fases de la vida de estos. De todas ellas, las técnicas sísmicas son maduras y comerciales. El resto de técnicas están en fase de desarrollo tecnológico a escala industrial, lo cual conlleva el ajuste de las mismas tanto a nivel de eficacia técnica como de eficiencia en costes.

Las técnicas sísmicas 2D-3D inducida desde superficie son estrictamente necesarias durante la fase de exploración al objeto de identificar y localizar la estructura del complejo sello-almacén, facilitando información suficiente para fijar gran parte de los criterios técnicos que permitan la toma de decisiones sobre la ubicación del emplazamiento de un almacén de dióxido de carbono. El coste asociado a estas técnicas es elevado, razón por la cual, su aplicación debería reducirse a la fase inicial de exploración, con el propósito de ubicar el emplazamiento y facilitar la información para construir el modelo geológico estático.

Las técnicas VSP proporcionan información próxima a los pozos en las que se ejecutan, con costes entre uno y dos órdenes de magnitud inferiores a las técnicas 2D-3D inducidas desde superficie. Son de aplicación para realizar el “calado” o correlación entre la información facilitada por la sísmica 2D-3D, los datos procedentes de las campañas de well-logging y la información geológica y petrofísica facilitada por los ripios y testigos procedentes de la perforación de los pozos. Pueden facilitar una información fundamental durante la primera fase de inyección sobre la evolución de la pluma de dióxido de carbono. No olvidemos que en un almacén en el que la transmisividad es principalmente a través de fracturas y en menor grado por porosidad primaria, el alto grado de anisotropía que infieren las fracturas como medio conductor del dióxido de carbono conlleva un alto grado de desconocimiento de las direcciones prioritarias de flujo, por lo que la información que facilitan las campañas VSP en la fase inicial es fundamental.

Las redes de control sísmico con las de control hidrogeológico, que serán analizadas en el *ANEXO B: Redes de control superficial*, son los principales medios de monitorización de la seguridad del almacén para la detección de respuestas del terreno durante la inyección y de potenciales fugas durante la vida del proyecto. No debemos olvidar que la inyección de CO₂ en parámetros de caudal y presión supone la inyección de energía en el subsuelo, lo cual inducirá en función de las características del almacén como son su geometría, características geológicas de sus formaciones, tectónica asociada y efectos de carácter geomecánico y termodinámico, respuestas sísmicas que deberán ser localizadas en profundidad y cuantificadas en magnitud. De entre todas las consecuencias que puedan causar estas respuestas sísmicas es la alarma social, y por lo tanto la percepción pública negativa de un proyecto de estas características, la que con mayor facilidad puede llevar a su fracaso. El control de la respuesta sísmica y las medidas

correctoras asociadas son sin lugar a dudas un procedimiento a diseñar e implantar desde la fase FEED de un proyecto de estas características.

Las técnicas eléctricas CSEM y de control gravimétrico son una clara apuesta de futuro como métodos de control de la evolución de la pluma de dióxido de carbono durante la fase de operación de la planta de almacenamiento y en la fase de monitorización previa al abandono del emplazamiento, siendo una clara alternativa a las técnicas sísmicas 2D-3D inducidas desde superficie. Los resultados obtenidos en las distintas campañas de ensayos realizadas en la planta piloto de Hontomín arrojan resultados muy esperanzadores al respecto.

Las técnicas SAR y de control de emisiones de gases en superficie precisan desarrollo para convertirse en nuevas técnicas de monitorización para controlar la evolución de potenciales subsidencias y fugas de CO₂ en almacenes geológicos.

3.1.2.-PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN DE POZOS

La frontera de los 1.000 m de profundidad se puede tomar como referencia para delimitar la perforación de pozos superficiales y profundos. Las perforaciones destinadas a la exploración minera, hidrogeología o geotecnia son las más representativas de pozos superficiales, frente a las perforaciones que superan dicha frontera y que corresponden a la exploración y producción de hidrocarburos y trabajos mineros singulares. Las técnicas aplicables en ambos casos se basan en principios similares; la diferencia radica fundamentalmente en la escala de los equipos de trabajo empleados y por lo tanto en los costes de operación para cada caso. Se distinguen dos tipos de técnicas de perforación asociadas a la profundidad objetivo:

- Técnicas de perforación con equipos ligeros empleadas en perforaciones superficiales.
- Técnicas de perforación petroleras empleadas en perforaciones profundas.

Las formaciones que sean susceptibles de albergar almacenamientos geológicos de dióxido de carbono en nuestro país deben localizarse a profundidades superiores a los 800 m, tal como está prescrito en la Ley 40/2010 de almacenamiento geológico de CO₂, razón por la cual, a priori corresponderían con ámbitos de trabajo en los que se emplean las técnicas petroleras.

Como se ha expuesto anteriormente, el almacenamiento geológico de dióxido de carbono tiene como principal objetivo la gestión de un residuo. El nicho de negocio de las tecnologías CAC se encuentra en un mercado en fase de armonización, fuertemente influido por las directrices sobre el control de emisiones en un marco cambiante en función de acuerdos internacionales. La previsión del precio de la tonelada de CO₂ emitida realizada en el año 2007 para el año 2017 era de 50 €/t y la realidad actual es que el referido valor es un orden de magnitud inferior. Los principales actores europeos en materia de tecnologías CAC consideran que el mercado de emisiones de dióxido de carbono ETS (Emission Trading System) debe de ser un catalizador para el desarrollo comercial de estas tecnologías.

En una situación tan volátil como la que presenta el mercado de emisiones, la eficiencia de los procedimientos industriales aplicables a cada una de las fases de la vida de un proyecto de almacenamiento geológico de CO₂ juega un papel crítico para apoyar y promover el desarrollo comercial de las tecnologías CAC. En este sentido, los costes asociados a la perforación y

completación de pozos utilizando técnicas de exploración y explotación de hidrocarburos en las fases de caracterización de la estructura y construcción de la planta industrial, suponen un porcentaje que oscila entre el 30 y 50% del CAPEX de la instalación. El peso de los costes de perforación en las inversiones de un proyecto de este tipo induce a pensar que es preciso desarrollar y adaptar técnicas más eficientes para horizontes de perforación localizados entre los 1.000 y los 2.500 m de profundidad sobre plataforma continental, siendo estas profundidades las correspondientes a la mayor parte de los proyectos de este tipo.

En los próximos apartados se hará una breve descripción de las técnicas de perforación petroleras y de su aplicación a la exploración de complejos geológicos destinados a almacenar CO₂. Posteriormente se analizarán brevemente los trabajos de “well logging” que se realizan durante la fase de perforación de los pozos en este tipo de proyectos.

3.1.2.1.-TÉCNICAS DE PERFORACIÓN PETROLERAS

Este tipo de técnicas de perforación se emplean para el desarrollo de actividades de prospección y explotación de hidrocarburos, pudiendo llegar a profundidades de 7.000 m tanto desde plataforma continental (on-shore) como oceánica (off-shore). La tecnología de perforación petrolera es la que ha experimentado un mayor grado de desarrollo tecnológico para diversas aplicaciones industriales, soportado por la tendencia alcista de los precios en los mercados de crudo y gas.

Este tipo de técnicas de perforación fueron empleadas por la compañía ENDESA durante la campaña de exploración del almacenamiento geológico de CO₂ desarrollada en el marco del proyecto OXYCFB300 durante el periodo 2011-2012 en el emplazamiento de Duero, en las proximidades de Sahagún de Campos (León) donde se perforaron 3 pozos.

Fig 54 Perforación con técnica petrolera en el emplazamiento de Duero. Cortesía de ENDESA OXYCFB300

Con una profundidad media de 2.500 m cada uno, la perforación se ha realizado en tres tramos de 26", 17 ¹/₂" y 12 ¹/₄" a 350m, 2010m y 2458m de profundidad respectivamente y completadas cada una de ellas con casings de 20", 13 ³/₈" y 9 ⁵/₈" tal como se observa en la figura adjunta.

Fig 55 Esquema pozo inyector. Cortesía de Endesa OXYCFB300

3.1.2.2.-TRABAJOS DE “WELL LOGGING”

Los trabajos realizados con distintas técnicas geofísicas en los tramos abiertos del pozo al final de su fase de perforación, y previamente a colocar las distintas completaciones que soporten el empuje lateral de las formaciones (casings y liners), tienen como objetivo conseguir la información precisa para identificar los techos y muros de las distintas formaciones geológicas atravesadas. Estos datos se correlacionan con la información aportada por ripios y testigos extraídos durante la perforación y la procedente del resto de campañas geofísicas. Estos trabajos reciben el nombre de well logging (*Hamilton 2008*).

Las técnicas que comúnmente se emplean en la perforación de los pozos profundos para almacenamiento geológico de CO₂ suelen ser las siguientes:

- Caliper
- GR-Density-Temperatura
- Neutron
- SP-Resistividad
- Inducción
- GR-Acoustic Borehole Televiewer
- CBL/VDL
- Gamma Spectral
- Verticalidad (Gyroscopic trajectory)

El caliper determina el diámetro perforado en cada parte del pozo analizada, el CBL/VDL que permite comprobar el grado de llenado de la cementación en el trasdosado de casings y liners y el giróscopo facilita el grado de desviación en tres dimensiones del pozo. Estas tres técnicas permiten identificar los parámetros geométricos y de acabado de la perforación del pozo. El

resto de técnicas las que, con mayor o menor penetración en cada una de las formaciones atravesadas, nos permiten obtener información de las características de las mismas. Normalmente se suele realizar una composición de la información que aporta cada una de las técnicas empleadas con la obtenida del análisis de los ripios y testigos que se han evaluado durante la perforación conocida como “master log”. En la figura 56 se refleja un “master log” con la información completa.

Fig 56 Master Log de una perforación de pozo

De las distintas técnicas empleadas en los trabajos de well logging el Acoustic Borehole Televiewer (Collier y Ridder 1992) es básica para diseñar las estrategias de inyección en almacenamientos geológicos fracturados. Mediante esta técnica se identifican las principales fallas y fracturas existentes en las formaciones almacén y sello (Eliassen et al 2008), lo que nos permite tener una idea bastante aproximada del grado de estanqueidad del complejo y de posibles líneas preferentes de la migración de la pluma de CO₂.

Fig 57 Resultados del Acoustic Borehole Televiewer

De nuevo el reto de la aplicación de estas técnicas al almacenamiento geológico de CO₂ está en conseguir eficiencia en costes, ya que normalmente este servicio se suele prestar como un

contrato al margen de la perforación, tratándose de un incremento de los costes asociados a la misma.

En el apartado 4.1.1.-*Técnicas de perforación con equipos ligeros* se analizará el uso de técnica minera empleada en la construcción de la Planta de Hontomín, como una clara alternativa al uso de técnica de perforación petrolera. En el apartado 6.2.-*Trabajos futuros* se analizarán las actividades para diseñar y construir equipos de perforación ligeros que alcancen los 2.500 m de profundidad y equipen los dispositivos para realizar los trabajos de well logging propios de estos proyectos.

3.1.3.-CARACTERIZACIÓN HIDRÁULICA DEL PAR SELLO-ALMACÉN

La caracterización de un emplazamiento destinado a almacenamiento geológico de dióxido de carbono se define como” *la adquisición, análisis e interpretación de la información procedente del subsuelo, superficie y datos del entorno (geológicos, ingenieriles, sociales, económicos y medioambientales) y la aplicación del conocimiento adquirido para decidir con alto grado de confianza, si el emplazamiento objeto de estudio puede almacenar una determinada cantidad de CO₂ para un periodo de tiempo establecido, de acuerdo a estándares reglamentarios de seguridad, salud y medioambientales*” (Cook, 2006).

En particular, los objetivos de la caracterización hidráulica del par sello-almacén son la identificación y cuantificación de parámetros que condicionan la inyección de CO₂ y que sirven para diseñar procedimientos operativos eficientes y seguros.

Como se ha explicado anteriormente, las campañas geofísicas y trabajos de well logging llevados a cabo durante la fase de exploración permiten caracterizar el reservorio elegido como almacén, dando una primera aproximación de su forma, tectónica asociada, propiedades petrofísicas y químicas de las rocas almacén y sello e hidrogeología de la zona. Es necesario contrastar esta información con la que aportan los ensayos de laboratorio que facilitan datos de las características petrofísicas de las formaciones de estudio y de sus composiciones mineralógicas y químicas.

De los ensayos de laboratorio, juegan un papel fundamental los que se realizan para analizar los efectos de la inyección de salmuera y CO₂ en la permeabilidad primaria de la matriz de poros, secundaria en la red de fracturas y los efectos de inducción de nuevas fracturas en la muestra.

En base a los resultados de los referidos ensayos se procederá a definir ensayos de inyección a escala real, que nos permitan diseñar estrategias de inyección eficientes y seguras.

El reto para la caracterización de almacenes de baja permeabilidad en la matriz de poros y migración de la pluma de CO₂ a través de las fracturas, está en la baja inyectividad que suelen presentar en la fase de perforación, siendo necesario desarrollar ensayos de inyección a escala de laboratorio alternativos a los que normalmente se llevan a cabo, que sirven de base para el diseño de ensayos de inyección a escala real innovadores, que como se analizará en el apartado 4.2.-*Ensayos de caracterización hidráulica del par sello-almacén en el reservorio de Hontomín*, permitan adquirir resultados realistas aplicables al diseño de inyecciones en estos reservorios.

A continuación se describirán los ensayos de rutina en laboratorio que se emplean para caracterizar las muestras de las formaciones sello y almacén y los ensayos tipo a escala real para medios de transmisividad de fluidos a través de la red de poros.

3.1.3.1.-ENSAYOS DE LABORATORIO

Las muestras obtenidas de los distintos testigos extraídos de las formaciones geológicas que constituyen el complejo sello-almacén deben de ser debidamente ensayadas a nivel de laboratorio al objeto de determinar los principales parámetros físicos y químicos de los materiales que constituyen dichas formaciones, con los siguientes objetivos específicos:

- Determinar el grado de estanqueidad de la formación sello.
- Cuantificar el grado de permeabilidad por porosidad primaria de las formaciones almacén.
- Analizar el efecto hidromecánico de las inyecciones de salmuera, CO₂ y mezcla de ambas sobre la red de fracturas y poros.
- Identificar los posibles efectos sobre la matriz rocosa por causas químicas.
- Valorar los efectos debidos a causas termodinámicas que puedan condicionar las distintas estrategias de inyección

Durante la fase de exploración de un reservorio destinado a almacenamiento geológico de CO₂ se suelen realizar ensayos de laboratorio comunes con otros propósitos industriales (exploración y producción de hidrocarburos, almacenamientos de gas natural) al objeto de caracterizar las distintas formaciones en las que se hayan tomado muestras. Los ensayos a realizar para alcanzar los objetivos específicos descritos y para conseguir la caracterización de los distintos macizos rocosos son al menos los siguientes:

- Scanner
- Gamma ray
- Fotografías a 360º
- Fotografías con luz blanca.
- Porosidad sello
- Porosidad klinkenberg sello
- Porosidad almacén.
- Porosidad klinkenberg almacén
- Inyección de mercurio
- Ensayos uniaxiales con coeficientes elásticos
- Ensayos brasileños
- Ensayos triaxiales con coeficientes elásticos y temperatura/ presión de poro
- Análisis de agua
- Ensayos de inyección a alta presión y alta temperatura (Ensayo ATAP)

3.1.3.1.1.-TOMA DE MUESTRAS

Se deben identificar las zonas de las distintas formaciones de las que se desea obtener la información necesaria, con el propósito de diseñar un plan de toma de muestras a través de la

extracción de testigos de roca durante la perforación de los pozos en las distintas partes del complejo sello y almacén. Normalmente se suelen tomar un mayor número de muestras en las formaciones almacén. En la figura adjunta se refleja un esquema de toma de muestras.

Fig 58 Programa toma testigos. (Kovács 2014)

La extracción de testigos se ha de prever en la planificación de la perforación de los pozos ya que estas labores exigen de distintas maniobras que condicionan el plazo final de ejecución de la infraestructura subterránea, por lo que el programa de toma de testigos tiene su cierto grado de criticidad en el planning global de la perforación de un pozo. Por tanto, debe de estar claro en fase de proyecto la localización de cada uno de los testigos y su longitud.

En la imagen adjunta se puede observar la extracción de un testigo, identificando su orientación en relación a la maniobra de perforación.

Fig 59 Extracción y orientación de testigos de roca

La sarta de varillaje de perforación con recuperación de testigo empleada en un equipo ligero de perforación suele ser del siguiente tipo:

- Batería de testiguero de 7m de longitud
- Corona de diamantes de 6" OD

- 4 t de empuje sobre la corona
- 70 rpm de rotación
- 900 Kg m de par

En la propia cabina de geología del equipo de perforación se suelen realizar una serie de ensayos de campo para identificar parámetros que permitan localizar las formaciones objetivo y contrastar la prognosis obtenida del modelo geológico estático, las más relevantes son:

- Identificación visual de ripios y testigos
- Calcimetrías en ripios y testigos. Este tipo de prueba aporta un mayor grado de información en macizos carbonatados
- Fluorescencia.- Directa y al corte con acetona

Los testigos y muestras de ripios de las distintas formaciones atravesadas obtenidos durante las distintas maniobras de la perforación deben de almacenarse de forma inventariada, ya que aportan la información real del complejo almacén-sello.

3.1.3.1.2.-ENSAYOS PETROFÍSICOS DE RUTINA

Al igual que en los trabajos exploración de hidrocarburos, para el almacenamiento de dióxido de carbono es preciso analizar las propiedades físicas y químicas de las muestras extraídas de las distintas formaciones y en particular de las que constituyen el sello y el almacén del complejo (*Enrique et al 2007*).

Los ensayos petrofísicos realizados sobre las referidas muestras de roca deben facilitar la información necesaria para cuantificar el grado de estanqueidad de las formaciones sello. También deben aportar datos para valorar las propiedades fundamentales de las formaciones que constituyen el almacén del complejo.

Para ello, una vez recepcionados los testigos en el laboratorio se deben inventariar en función del pozo y tramo perforado al que pertenecen. Los primeros trabajos que se realizan corresponden a los siguientes ensayos no destructivos, al objeto de obtener información de las características estructurales de las formaciones a las que pertenecen:

- Tomografía Scanner
- Fotografía 360º
- Rayos gamma
- Propagación de ondas sínicas
- Resistividad eléctrica
- Susceptibilidad magnética

El escaneado de muestras utilizando la tomografía computarizada, persigue la reconstrucción en 2D de las estructuras existentes en las muestras estudiadas (*NTEL 2009*). Basado en los mismos fundamentos que un scanner médico, se debe considerar el número de cortes que pueda realizar el dispositivo por testigo, con parámetros de tensión (kV) e intensidad de corriente (mA) definidos, con el propósito de obtener una imagen longitudinal del tomograma sin reconstruir y una segunda imagen longitudinal 2D reconstruida de cada uno de los testigos.

Lo habitual es realizar una imagen cada 1mm, por lo que las muestras que suelen ser de 1m ofrecen 1.000 imágenes para cada testigo.

Posteriormente se suelen realizar fotografías 360º con un equipo DMT Core Scan, obteniendo imágenes de alta resolución de cada pieza de 1m de longitud. Cada imagen puede unirse con la siguiente del testigo a la que pertenecen, para constituir una imagen continua del mismo.

Fig 60 Imágenes CT Scanner de un testigo de roca

Con el ensayo de rayos gamma se pretende realizar un análisis total y espectral (Th, U, K) de las muestras de roca de las distintas formaciones (*Schlumberger gamma ray 2016*). El equipo está compuesto de un detector de centelleo de NaI aislado en un túnel de plomo y por una cinta transportadora con una velocidad controlada que permite que la velocidad de análisis sea constante con una tolerancia de 2 cm/min.

Fig 61 Log Gamma Ray

Los ensayos mediante ultrasonidos pretenden determinar las velocidades de propagación de las ondas s y p a fin de calcular los parámetros elásticos de las muestras (*Ramírez Oyanguren 2004*).

Se suele someter a cada una de éstas a una tensión de confinamiento uniaxial determinada, tomando medidas en planos cada 20° al objeto de comprobar las variaciones de la velocidad de transmisión de cada una de las ondas y determinar el grado de anisotropía del macizo rocoso.

Fig 62 Resultado de transmisión de velocidad de ondas (s,p) por ultrasonidos

Como se describirá más adelante, los resultados de estos ensayos se correlacionarán con los resultados de los ensayos geomecánicos realizados sobre dichas muestras.

Una vez se ha realizado el inventario, documentación y ensayos no destructivos de los distintos testigos que se pretenden analizar, se deben realizar los ensayos mediante los cuales facilitaremos información de carácter petrológico, petrográfico, de la composición química y mineralógica de las distintas muestras, siendo las técnicas más comúnmente empleadas las siguientes:

- Caracterización de la composición: Difractometría y fluorescencia de rayos x (XRD, XRF)
- Caracterización petrográfica: Microscopía electrónica de barrido (SEM)

La determinación de la composición química y mineralógica de las muestras examinadas se realiza mediante la fluorescencia y difractometría de rayos x respectivamente. Se trata de técnicas de análisis de espectroscopía de energías dispersas de rayos x para obtener un análisis cualitativo y semicuantitativo de la composición de las muestras analizadas. En las imágenes adjuntas se puede observar los resultados obtenidos sobre muestras de formaciones rocosas aplicando las técnicas descritas.

Fig 63 Determinación de la composición química de una muestra de roca

Fig 64 Determinación de la composición mineralógica del almacén de Hontomín. (Kovács, 2014)

Con el equipo de microscopía electrónica de barrido (SEM) se puede obtener información de la morfología y características superficiales de las muestras analizadas al objeto de proceder a la caracterización petrográfica de las formaciones a las que pertenecen. En la imagen adjunta se observa una fotografía tomada mediante técnicas SEM de una muestra de roca almacén.

Fig 65 Imagen SEM de una muestra de roca almacén. (Valle 2014)

Los ensayos descritos son de tipo no destructivo y facilitan información generalista de las propiedades de las distintas muestras de roca analizadas, que son representativas de la formación a la que pertenecen. Posteriormente se realizan los siguientes ensayos para determinar las condiciones fluidodinámicas del par sello-almacén y los parámetros mecánicos de las referidas muestras:

- Porosidad
- Permeabilidad
- Geomecánica

La matriz rocosa presenta un tamaño de poro que va desde dimensiones apreciables a simple vista hasta micras, albergando fluidos en esta infraestructura denominada porosidad en base a los llamados efectos capilares. Parámetros como la mojabilidad, tensión interfacial o presión capilar, facilitan información del grado de porosidad de una muestra de roca no alterada por los efectos hidráulicos y mecánicos producidos por la inyección, y permiten valorar el grado de permeabilidad de un medio poroso.

Los métodos más utilizados para determinar la porosidad de las muestras de roca analizadas son:

- Medida de porosidad por inyección de helio
- Ensayo de porosimetría de mercurio (MICP)

A continuación se realizará una descripción de cómo determinar la porosidad de una roca y su vinculación con la permeabilidad en medios en los que la transmisividad hidráulica es a través de la porosidad del medio.

La tensión interfacial de dos fluidos no miscibles son las fuerzas que se producen sobre las moléculas de cada uno de los mismos en contacto y actúa como una membrana imaginaria que separa a cada uno de ellos. La tensión interfacial σ se puede definir como la fuerza (por unidad de longitud) necesaria para mantener en contacto la interfaz de los dos fluidos sin que éstos lleguen a separarse.

En el porosímetro de mercurio la muestra se coloca en el dispositivo de vidrio que tiene dos partes: bulbo y capilar. La primera es el cilindro superior de 15 cm³ donde se introduce la muestra y la segunda un cilindro hueco de color gris. El volumen capilar varía de un portamuestras a otro, estando calibrado con precisión.

Fig 66 Porosímetro de mercurio. Cortesía de DirectIndustry

El ensayo tiene dos pasos consecutivos, uno a baja presión (0-30 psi) y otro a alta presión (30-60000 psi). En el ensayo a baja presión, la primera acción que tiene lugar es el llenado del portamuestras con mercurio. A continuación comienza la inyección a presiones fijadas, éstas se regulan mediante una electro-válvula e inyectando nitrógeno. En alta presión se utiliza una bomba hidráulica para aplicar la presión necesaria para que el mercurio llene completamente el sistema de gargantas de poro de la muestra (*Quantachrome 2016*).

El capilar del portamuestras hace las veces de electrodo. El mercurio al ser conductor transmite la electricidad. A medida que el mercurio entra la red de poros de la muestra, la longitud en contacto entre el capilar y el mercurio restante se hace más pequeña, siendo el nitrógeno o el aceite de la bomba (según sea el ensayo de baja o de alta) los que sustituyen al mercurio en el capilar. El equipo puede medir el volumen que entra en la muestra para cada paso de presión aplicado y el volumen de mercurio remanente. De esta forma se puede determinar el volumen de mercurio entrampado en la red de poros de la muestra al finalizar el ensayo.

Los parámetros que determinan la porosidad de la muestra ensayada son:

- El radio de garganta de poro
- La distribución del tamaño de garganta de poro, es decir, el porcentaje de macro, meso y microporosidad que presenta la muestra

El radio de garganta de poro se obtiene mediante la ecuación de Laplace, siendo el radio inversamente proporcional a la presión de inyección, y depende del ángulo de contacto entre los fluidos, del medio y la tensión interfacial.

$$r = 2 \times \sigma \times \cos \Theta / P_c$$

Dónde:

σ = tensión interfacial entre dos fluidos (dinas/cm)

Θ = ángulo de contacto (radianes)

r = radio medio de las gargantas de poro (cm)

P_c = presión de inyección (dinas/cm²)

Para obtener la distribución de tamaño de garganta de poro hay que calcular el tanto por uno del cociente entre el diferencial de saturación y el diferencial del logaritmo de la presión ($dS/d\log(P)$). Los cálculos de distribución de garganta de poro son los siguientes:

$$\text{Sat (Hg)}_i = \text{Vol}_i / \text{Vol}_{\max}$$

$$dS_i = S_{i+1} - S_i$$

$$d\log(P)_i = \log(P)_{i+1} - \log(P)_i$$

$$\text{PTR distribution (fraction)} = \text{Norm}[dS/d\log(P)] = (dS/d\log(P))_i / (dS/d\log(P))_{\max}$$

Se representan en una curva los perfiles calculados frente al radio de garganta de poro. En la tabla adjunta se refleja el volumen de intrusión y la distribución de tamaño de garganta de poro en porcentaje para un grupo de muestras.

VP (cm3)	VT (cm3)	Distribución de garganta de poro		
		macro	meso	micro
0.132	4.539	8.09%	0.00%	91.91%
0.122	5.125	1.83%	0.00%	98.17%
0.498	6.048	8.96%	1.55%	89.49%
0.200	5.710	7.55%	1.26%	91.18%
0.177	6.499	4.15%	0.00%	95.85%
0.240	7.125	2.58%	0.14%	97.28%
0.185	6.070	3.44%	1.28%	95.27%
0.063	8.536	15.57%	1.08%	83.35%
0.055	8.518	9.33%	0.88%	89.80%
1.041	6.519	2.47%	60.00%	37.53%
0.025	9.892	23.08%	3.20%	73.72%
0.088	7.418	20.73%	1.49%	77.78%
0.175	6.113	9.74%	3.45%	86.81%
0.260	5.876	5.87%	1.46%	92.68%
0.170	7.236	9.07%	1.47%	89.46%

Tabla 10 Volumen de intrusión y distribución de tamaño de garganta de poro

Se puede representar volumen de intrusión frente a presión de inyección como se puede observar en el gráfico adjunto, para muestras correspondientes a formaciones con alta y baja permeabilidad en la matriz de poros.

Fig 67 Volumen de intrusión y presión de inyección de una formación almacén

También se puede representar el perfil de distribución de radio de garganta de poro frente al radio de poro.

Fig 68 Distribución de radio de garganta vs radio de poro de una formación sello

En ambas gráficas se refleja que la porosidad de las muestras de roca analizadas es baja, con diámetros de poro entre 1 y 10 micras, típica de de formaciones sello o de reservorios en los que la transmisividad de la inyección es a través de fracturas. El método de medición de porosimetría por mercurio (MICP) muestra de forma fiable el valor de este parámetro básico para identificar el grado de permeabilidad por porosidad primaria (no inducida) de la muestra representativa, y por lo tanto su aptitud como roca sello o almacén.

El binomio porosidad-permeabilidad es un parámetro básico para definir las estrategias de inyección en el almacenamiento geológico de CO₂. La relación entre la porosidad y la permeabilidad no deja de ser una tarea arriesgada, ya que no existe un ensayo de tipo determinista que nos pueda aportar resultados del todo fiables, dada la complejidad del espacio intersticial y la heterogeneidad de la red de poros en conexión.

Algunos autores (*Lucía 2004*) han relacionado la porosidad y permeabilidad con el tamaño de grano de la matriz rocosa, el tipo de diagénesis (cementación, disolución y compactación) que ha experimentado la formación objeto de estudio, al igual que su morfología. Estos fenómenos asociados pueden variar el espaciamiento y volumen intersticial de la matriz de poros, alterando la permeabilidad de la matriz.

Los dos tipos de porosidades que afectan a las características petrofísicas de la matriz rocosa y que por lo tanto influyen en la permeabilidad son:

- Microporosidad.- Poros conectados microscópicamente en matrices de tamaño de grano superior a 0,25 mm (allochems)
- Interconexión de poros a macroescala.- Conexiones entre allochems, y en algunas ocasiones entre cavidades (karstificaciones) existes en la matriz rocosa

En todo caso, únicamente este segundo tipo de conexión juega un papel relevante que condiciona los valores de permeabilidad en la matriz rocosa.

En la figura 74 se observa la correlación establecida por *Van der Land et al 2013* entre la porosidad en tanto por ciento de la muestra y la permeabilidad en milidarcies para distintos tipos de procesos en diversos medios.

Fig 69 Relación entre permeabilidad y porosidad para distintas diagénesis (*Van der Land et al 2013*)

Los valores de porosidad obtenidos en las distintas muestras deben de ser contrastados con la interpretación de la prueba de well logging “Neutron density” (*AAPG WIKI 2016*), una vez se hayan restado los volúmenes de arcilla obtenidos de los registros de espectrometría gamma natural (SGR).

Fig 70 Cálculo de la porosidad por el método “Neutron Density”

Los macizos rocosos objeto de estudio en esta tesis doctoral presentan porosidades muy bajas y/o falta de conexión entre sus poros, por lo que las presiones capilares son muy elevadas no permitiendo el entrapamiento del dióxido de carbono en sus matriz porosa, al menos durante la fase temprana de la inyección. Por tanto, los resultados que facilitarán los ensayos descritos hasta el momento no aportarán toda la información necesaria para estimar el grado de aptitud de la formación que se pretende emplear como almacenamiento de CO₂. En el apartado 4.2.-

Ensayos de caracterización hidráulica del par sello-almacén en reservorios de baja permeabilidad primaria y fracturados se analizarán los tipos y resultados de los ensayos que el doctorando ha empleado para diseñar las pruebas de inyección a escala real.

Los ensayos de permeabilidad nos permitirán analizar el grado de aptitud de una formación almacén a escala de laboratorio, siendo un punto de partida básico para planificar las pruebas de caracterización hidráulica que permitirán diseñar las estrategias de inyección de CO₂.

Por otro lado, los ensayos geomecánicos nos facilitarán información de parámetros tales como la resistencia a compresión simple que se determina a través del ensayo uniaxial, el módulo de Young, coeficiente de Poisson, la cohesión y el ángulo de rozamiento interno de las muestras representativas de las formaciones a través de los ensayos uniaxial, triaxial y resistencia a la tracción mediante el ensayo Brasileño. En cualquier caracterización de un reservorio subterráneo es preciso realizar ensayos que nos faciliten la información necesaria para conocer el comportamiento mecánico de las formaciones de estudio y en particular el grado de seguridad de aquellas que se dediquen a ser almacenes y sellos.

El ensayo uniaxial persigue determinar el parámetro “resistencia a compresión simple”, o lo que es lo mismo, la tensión para la que el macizo rocoso pasa de estado elástico a estado de rotura (Ramírez Oyanguren 2004). Se trata de un valor básico para realizar distintos tipos de cálculo y simulaciones, siendo un ensayo relativamente sencillo de realizar. La muestra de roca o “espécimen” suele tener una forma cilíndrica tal como aparece en la figura 71, sometiéndose a una carga homogénea entre las bases paralelas de la misma hasta producirse la rotura.

Fig 71 Prensa y espécimen para realizar ensayo uniaxial

En la gráfica de la figura 72 se representa la tensión aplicada sobre la muestra y la deformación que experimenta hasta llegar a la carga de rotura de la misma.

Fig 72 Gráfica tensión uniaxial y deformación

En el ensayo triaxial se somete al espécimen a una carga de confinamiento lateral, cargándose con una carga axial vertical hasta llegar a la rotura del mismo (Ramírez Oyanguren 2004). Es un ensayo más complejo que el descrito anteriormente, tanto por el equipo necesario como por procedimiento a seguir. En la figura adjunta se describe el principio de este ensayo.

Fig 73 Esquema de principio del ensayo triaxial. Cortesía del CEDEX

Mediante los datos conseguidos en el ensayo se pueden determinar los parámetros del criterio de rotura de Mohr-Coulomb.

$$\zeta = \sigma \cdot \tan \phi + c$$

ζ esfuerzo cortante ϕ ángulo de rozamiento interno

σ tensión normal c cohesión

$$\sigma = \sigma_m - \zeta_m \cdot \sin \phi \quad \sigma_m = \sigma_1 + \sigma_3 / 2 \quad \zeta_m = \sigma_1 - \sigma_3 / 2$$

Este criterio se puede representar de forma gráfica.

Fig 74 Criterio de rotura de Mohr Coulomb

Para realizar un ensayo triaxial de una muestra del sello o del reservorio de un complejo destinado a almacenamiento geológico de CO₂ es preciso fijar una presión de confinamiento similar a la existente en las referidas formaciones de acuerdo a la información facilitada por ensayos de well logging. En la tabla adjunta se reflejan los datos obtenidos sobre una muestra de un almacén con una presión de confinamiento de 20 Mpa.

Test Results				
Maximum Load Attained	208,9303 kN			
Maximum Axial Stress Attained	166,3446 Mpa			
	Young's Modulus	Correlation Coeff	Poisson's Ratio	Correlation Coeff
	kN/mm ²	r ²		r ²
Tangent [25% - 75%]	63349,27	0,999915	0,243532	0,999704
Average [20% - 80%]	63351,59	0,999874	0,24276	0,999783
Secant [0% - 50%]	64720,56		0,244389	

Tabla 11 Resultados de ensayo triaxial

El módulo de elasticidad o de Young y el coeficiente de Poisson pueden ser calculados a partir de la información que aporta el ensayo triaxial, los cuales deberán ser contrastados con los resultados que hayamos obtenido con el ensayo de ultrasonidos realizados sobre las mismas muestras empleadas en los ensayos triaxiales, y que ha sido descrito anteriormente. Al igual que ocurre con la interpretación de la diagráfia “Neutron Density” y el ensayo realizado con el porosímetro de mercurio, los resultados de los ensayos triaxiales son más fidedignos que los realizados con el equipo de ultrasonidos, pero siempre es conveniente contrastar los resultados obtenidos con ambos métodos, al objeto de verificar la eficacia de cada uno y en particular el grado de dispersión de los resultados.

Por último, el ensayo brasileño es un método para medir la resistencia a tracción de una muestra de roca, completándose con el mismo la batería de pruebas geomecánicas a las que se suelen someter a los tapones o “plugs” obtenidos de cada uno de los testigos pertenecientes a las distintas formaciones objeto de estudio.

El ensayo brasileño o de tracción indirecta se basa en el principio de aplicar una carga normal a la generatriz del cilindro del espécimen hasta obtener el valor de la misma que producirá la rotura del material, la cual se denomina σ_{NR} , que debe correlacionarse con la resistencia a tracción de la roca f_t (Rocco et al 1995).

Fig 75 Ensayo brasileño para la medida de la resistencia a tracción

En el gráfico adjunto se refleja la gráfica tensión deformación de un ensayo brasileño realizado sobre un espécimen de una formación sello en un almacén geológico de dióxido de carbono, correlacionando la tensión de rotura de la roca (σ_{NR}) y su resistencia a tracción (f_t).

Fig 76 Curva tensión deformación de ensayo brasileño

Los módulos de elasticidad calculados aportan una información interesante para entender el comportamiento de las fracturas sometidas a la inyección del CO_2 en los reservorios objeto de estudio en esta tesis, ya que como es sabido, este valor caracteriza el estado elástico de un macizo rocoso sometido a compresiones y a tracciones haciendo la extrapolación a un medio isótropo, siendo una constante en tanto no se supere el límite elástico. Módulos de elasticidad como los reflejados en la tabla anterior con valores entre 60.000 y 65.000 KN/mm^2 indican una alta rigidez del macizo rocoso, tomando como referencia un hormigón cuyo módulo de elasticidad es 27.000 KN/mm^2 , y con valores de resistencias a compresión simple de 166 MPa que indican que se trata de una roca muy resistente, rígida y probablemente frágil, lo que induce a pensar que ante sollicitaciones hidráulicas elevadas se fracturará sin deformación dúctil. La información que aporta este ensayo, junto al valor del LOT (leak off test) de la zona a la que pertenece y los ensayos en condiciones de reservorio que se describirán más adelante, nos darán la pauta para diseñar los ensayos de caracterización hidráulica para determinar unas estrategias de inyección eficientes y seguras.

Los reservorios carbonatados con migración del CO_2 a través de fracturas, sufrirán alteraciones debido a los efectos hidromecánicos producidos por la inyección y geoquímicos como consecuencia de la reactividad entre el CO_2 y la salmuera, como analizaremos más adelante, lo cual alterará las características geomecánicas de la formación almacén y por lo tanto la permeabilidad, inyectabilidad y el comportamiento a largo plazo del reservorio. El caso del sello es aún más crítico, ya que independientemente de que las presiones de inyección y la evolución

de este parámetro en el contacto entre ambas formaciones no pongan en riesgo su integridad, si que pueden producirse reacciones geoquímicas de la mezcla salmuera y dióxido de carbono con la formación sello si es carbonatada. Por lo expuesto, en este tipo de almacenes es necesario realizar un control a nivel de laboratorio de las alteraciones a las que se ven sometidas las formaciones, determinando la evolución de los principales parámetros geomecánicos que aseguren la integridad del sello y la aptitud del almacén en el largo plazo.

3.1.3.1.3.-ENSAYO DE INYECCIÓN EN CONDICIONES DE RESERVORIO

Para analizar los efectos hidromecánicos y geoquímicos de la inyección de CO₂ y salmuera sobre la permeabilidad de una muestra de roca, se precisa de un equipo que permita realizar ensayos en las condiciones hidráulicas y termodinámicas del par sello-reservorio. Este ensayo nos facilitará resultados que podremos correlacionar con la información adquirida de los trabajos de laboratorio descritos previamente y de ensayos de caracterización hidráulica en la fase de perforación, que se describirán más adelante. La interpretación de estos resultados servirá para determinar las zonas del almacén más adecuadas para la inyección de CO₂, contrastar la idoneidad de la formación sello y las condiciones de diseño de los distintos tipos de ensayos de caracterización hidráulica a realizar a escala real.

Uno de los equipos que se utilizan para caracterizar las muestras de las formaciones sello y almacén es el denominado ATAP (Alta Temperatura y Alta Presión), que es una patente de la Universidad Politécnica de Madrid. En la imagen adjunta se puede observar el equipo.

Fig 77 Configuración de equipo ATAP. (Valle 2012)

La configuración del equipo ATAP (Valle 2012) está formada por los siguientes componentes para las condiciones de operación que se enumeran a continuación:

- Bomba ISCO con enfriador para mantener el CO₂ en condiciones líquidas
- Bomba ISCO para inyectar salmuera en un rango definido
- Condiciones de inyección hasta 75 bar y 31° C para mantener el dióxido de carbono en condiciones supercríticas en contacto con la matriz rocosa
- Presión de confinamiento hasta 500 bar

El uso del equipo ATAP permite realizar inyecciones sobre las muestras de roca en las siguientes condiciones:

- Presión y temperatura del reservorio
- Mezclas de CO₂ y salmuera
- Permite estudiar distintos mecanismos de atrapamiento del CO₂ en la muestra
- Permite estudiar los efectos de distintas mezclas de CO₂ y salmuera inyectadas sobre el macizo rocoso de las formaciones sello-almacén y sobre los materiales de completación de pozos.

El protocolo del ensayo ATAP precisa de la realización de los siguientes ensayos previa y posteriormente de las muestras seleccionadas: tomografía scanner computarizada (CT Scanner) y microscopía electrónica de barrido (SEM). Una vez que se han realizado los análisis previos, se llevan a cabo los ensayos de inyección, repitiendo posteriormente las pruebas de scanner y microscopía. De esta forma se adquiere un conocimiento del comportamiento estructural de las muestras sometidas a inyección.

La extracción de muestras debe realizarse de forma ortogonal al eje de la perforación del testigo, identificándose la base sobre la que se inyectarán las distintas mezclas (cara de inyección) y por la que saldrá la mezcla inyectada (cara producción).

Fig 78 Identificación de las caras de una muestra para ensayo ATAP. (Valle 2014)

En la imagen de la figura 78 se refleja una tomografía en planta previa a la realización de los ensayos de inyección mediante el método ATAP, identificando las características morfológicas y estructurales de la muestra que servirán de referente de comparación una vez haya sido ensayada.

En la figura 79 se incluyen las vistas en alzado de la tomografía del scanner computarizada y planta de la microscopía electrónica de barrido. Estos ensayos previos facilitan una información estructural muy valiosa, que posteriormente se comparará con los resultados de los ensayos post-inyección.

Fig 79 Tomografía CT scanner e imagen SEM previa a realización de ensayo ATAP (Valle 2014)

En las campañas de ensayos de inyección que se realizan con muestras del sello y almacén se deberán determinar los valores de los siguientes parámetros, los cuales permitirán diseñar los ensayos de las campañas de caracterización hidráulica:

- Presión de confinamiento de la muestra
- Temperatura de ensayo
- Proporción de salmuera y CO₂ en la mezcla a inyectar
- Inclusión de algún tipo de contaminante propio del flujo de CO₂ capturado
- Caudal y presión de inyección del equipo

Los valores de presión y temperatura de confinamiento se han medido durante los ensayos descritos en el apartado 3.1.2.2 *Trabajos de Well Logging*, determinando las condiciones del reservorio. Estos valores dependen de la profundidad a la que se localicen las formaciones sello y almacén, y del gradiente geotérmico del complejo geológico estructural.

Los valores de la composición de la salmuera se han obtenido mediante el análisis de las muestras tomadas durante los ensayos de producción del pozo. Dichos valores se deberán correlacionar con los facilitados mediante el método de Picket y el ábaco de Schlumberger para determinar la salinidad de la referida salmuera, como se describirá en el próximo apartado.

Se estudiarán los efectos sobre la permeabilidad y microfracturación en muestras del sello y almacén de distintas proporciones inyectadas de salmuera y dióxido de carbono.

Se describe a continuación el procedimiento de inyección de CO₂ y salmuera que se lleva cabo en el ensayo ATAP (Valle 2012):

- Se coloca la muestra saturada en salmuera en el interior de la celda de inyección
- Se establecen las condiciones de presión mediante impulsión del aceite hidráulico de la bomba en la cavidad de presión de confinamiento. Rango de la presión de confinamiento entre 135 y 141 barg.
- Se fija la temperatura de reservorio en el rango entre 44 y 46°C. Dicha temperatura se alcanza mediante la circulación de aceite de silicona en la camisa que rodea a la celda en la parte donde va ubicada la muestra.

- Se procede al llenado de la bomba ISCO, con la salmuera que se ha preparado anteriormente y con la que se ha saturado previamente a la muestra antes de colocarla en la celda de inyección. Se conecta la bomba con una de las entradas de la cara de inyección de la celda.
- Se procede a la conexión de la bomba de inyección de CO₂ JASCO que posee unos cabezales refrigerados que impiden la transformación de CO₂ líquido en gas.
- Se establece una contrapresión a la salida de la celda de 75 barg, para la temperatura de reservorio establecida, y así mantener el CO₂ inyectado en estado supercrítico.
- Una vez que se han estabilizado las presiones de confinamiento y de contrapresión a la temperatura fijada, se procede a la inyección de salmuera y de CO₂ líquido que cambia su estado en el interior del sistema muestra-celda, pasando a fase supercrítica.
- Cuando se ha inyectado el volumen de CO₂ y salmuera correspondiente a 5 veces el volumen poroso, y así asegurar la máxima saturación de CO₂ y salmuera, cesa la inyección y se cierran las válvulas que entrada y salida de la muestra, manteniendo la celda estanca en las condiciones descritas durante al menos un mes. Se mantendrá durante todo este periodo las condiciones de temperatura y presión de confinamiento establecidas.

Durante las fases de inyección y de periodo de estanqueidad del ensayo, se toman las siguientes medidas:

- Toma de efluentes
- Medida de pH
- CT Scanner

Por lo que respecta al análisis de efluentes, las muestras se toman a lo largo de la realización del ensayo completo:

- Muestra de salmuera antes de ser inyectada
- Muestra de salmuera y CO₂ en la cara de producción de la muestra, una vez se haya producido la saturación de éste
- Muestra de salmuera y CO₂ en la cara de producción de la muestra al final del periodo de estanqueidad del ensayo

En todas las muestras de efluentes recogidas se realiza la medición del pH. Así mismo se realiza una tomografía scanner computarizada durante la fase de estanqueidad de la muestra una vez por semana.

Una vez que ha transcurrido el periodo total de confinamiento de la muestra, se recuperan los fluidos que saturan la misma y se disminuirá la presión y temperatura de confinamiento para recuperar la muestra sobre la que se realizará de nuevo la tomografía computarizada scanner y la microscopía electrónica de barrido. También se realizará una cromatografía iónica de la salmuera inyectada y de los efluentes.

En el apartado 4.2.2. *Ensayos de inyección a escala de laboratorio en condiciones de reservorio* se analizarán los resultados ATAP de muestras de baja permeabilidad en la matriz de poros y fracturadas del reservorio de Hontomín. Se discutirá la interpretación de los resultados, la cual

ha servido para diseñar los ensayos de inyección de las campañas de caracterización hidráulica realizadas en la planta piloto.

3.1.3.1.4.-ANÁLISIS DE AGUAS

La salinidad del agua de formación es un indicador fundamental del nivel de entrapamiento y estanqueidad del almacén de dióxido de carbono (Ruiz 2008). El límite de salinidad exigible a un reservorio de estas características oscila entre las 10.000 y 30.000 ppm equivalentes de NaCl, valores más bajos al límite inferior del intervalo indican una falta de “cierre” en la formación, y por lo tanto, de aporte de agua dulce desde los acuíferos superiores que favorecerían una línea de fuga del CO₂ almacenado.

El análisis de los fluidos existentes en el pozo una vez perforado es estrictamente necesario para determinar el grado de estanqueidad de la formación objetivo. En este sentido, se debe planificar una campaña de producción de cada pozo con el propósito de conseguir muestras representativas del agua del reservorio y evitar la contaminación del lodo de perforación que falsearía los resultados.

El análisis en laboratorio de la salinidad del agua de reservorio es bastante común y no requiere de una explicación detallada. Los resultados de los referidos ensayos deben correlacionarse con aquellos que han sido aportados por los métodos empíricos y experimentales que se utilizan para determinar el grado de salinidad de las aguas de formación en base a la información que facilitan los ensayos de well logging (densidad, resistividad eléctrica y temperatura, entre otros) que se han descrito anteriormente. Analizaremos a continuación los métodos más empleados.

Método de Pickett

Este método relaciona los valores de resistividad que nos facilitan los ensayos de well logging con la porosidad del reservorio, al objeto de calcular la resistividad del fluido presente en la red por la que se transmiten los fluidos en la formación almacén, la cual se correlacionará con la temperatura de la formación almacén a través del ábaco de Schlumberger para determinar la salinidad de la salmuera.

El método de Pickett se basa en la Ley de Archie que relaciona la resistividad de la roca saturada, con la resistividad del fluido presente en la roca y con la porosidad (CIMNE 2009).

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{a}{\phi^m}$$

Donde:

F es el factor de formación

R₀ Resistividad de la roca saturada al 100% de fluido

R_w Resistividad del fluido presente en la roca

a Constante

Ø Porosidad

m coeficiente de cementación

La base del método es el supuesto de la alta resistividad eléctrica de la matriz rocosa frente a la alta conductividad de la salmuera que llena los espacios intersticiales de la misma. La porosidad se suele determinar a través del ensayo “density” de well logging, mediante el que también se facilita la resistividad de la formación tal como se refleja en la figura 70.

El gráfico de Pickett representa en ordenadas la porosidad de la formación y en abscisas la resistividad. En la imagen adjunta se refleja un gráfico de Pickett mediante el que se calcula el valor de $R_w=0,195 \Omega \text{ m}$ y $m = 1,8$.

Fig 80 Gráfico de Pickett. Cortesía IPf

Con este valor de resistividad y para una temperatura estimada de reservorio de 40 °C, entramos en el ábaco de Schlumberger (Auge 2008) de la figura adjunta y determinamos una salinidad de 25.000 ppm eq NaCl.

Fig 81 Abaco de Schlumberger

De acuerdo a los resultados del ejemplo descrito, la formación objeto de estudio podría presentar un nivel de estanqueidad apto para servir de almacén de dióxido de carbono. Tal como se ha expuesto, deberán contrastarse estos resultados con los análisis de una exhaustiva campaña de toma de muestras durante la fase de producción del pozo estudiado, previamente a abordarse la campaña de caracterización hidráulica del complejo sello-almacén.

3.1.3.1.5.-ANÁLISIS DE LA PRESENCIA DE HIDROCARBUROS

Analizar la presencia de hidrocarburos en un reservorio destinado a almacenar dióxido de carbono tiene como principal objetivo valorar la repercusión que la inyección producirá en la interacción del CO₂, la salmuera y los hidrocarburos presentes en la formación. La posibilidad de abordar la recuperación secundaria de hidrocarburos mediante la inyección de CO₂ y la seguridad adicional que se debe adoptar en operaciones de pozo, son aspectos que se deben valorar si se detecta la presencia de hidrocarburos en el complejo sello-almacén.

El método Rock Eval (*Lafarge et al 1998*) es el comúnmente utilizado para analizar el potencial de generación de hidrocarburos de una formación. Se basa en la pirólisis para estimar el potencial de hidrocarburos de las muestras de roca a temperaturas comprendidas entre 300-650°C. Durante esta etapa se obtienen los valores de los picos S1 (hidrocarburos ligeros) y S2 (cantidad de hidrocarburos que se pueden generar durante la maduración termal) por medio de

un detector FID y se monitorea por medio de una célula infrarroja la cantidad de CO y CO₂ que se va produciendo en el ensayo. Cuando finaliza la fase de pirólisis comienza la fase de oxidación a temperaturas comprendidas entre 300-850°C. En la referida fase del ensayo se obtienen los siguientes valores más representativos de los 19 parámetros que son susceptibles de ser determinados mediante este método:

- CO y CO₂ que se producen durante la oxidación
- Contenido total de carbono orgánico (TOC)
- El contenido mineral de carbono
- Índice de Hidrógeno (HI)
- Índice de Oxígeno (OI)

En la imagen adjunta se pueden observar los principales parámetros standard de hidrocarburos, CO y CO₂ durante las fases de pirólisis y oxidación realizada con el equipo Rock Eval 6.

Fig 82 Determinación de la presencia de hidrocarburos, CO y CO₂ con equipo Rock Eval 6. (Lafarge et al 1998)

3.1.3.2.-ENSAYOS DE CAMPO

La interpretación de los datos aportados por los trabajos de well logging y de los resultados de los ensayos de laboratorio descritos anteriormente, nos facilita una información muy valiosa sobre las características petrofísicas de las formaciones objeto de estudio, su composición química y mineralógica, su grado de estanqueidad y su comportamiento cuando se inyectan salmuera y CO₂ en su matriz porosa. Esta información nos ayudará para realizar el diseño de los ensayos de caracterización hidráulica que se desarrollarán a escala real en campo.

Parte de los ensayos de laboratorio descritos anteriormente se realizan en paralelo con el final de la perforación de los pozos, con el propósito de facilitar la información para la toma de decisiones en relación a seguir adelante con la campaña de caracterización hidráulica, y en caso afirmativo, diseñar sus ensayos.

Tres tipos de ensayos de campo se suelen realizar independientemente de los resultados aportados por los trabajos de well logging y de laboratorio, cuyos resultados condicionarán la viabilidad futura del proyecto. Estos ensayos son los siguientes:

- Medida de permeabilidad
- Conectividad entre pozos
- Medida de la presión hidráulica de fractura

Los ensayos de inyección para determinar la permeabilidad en distintas zonas de los pozos inyectoros son necesarios para determinar los valores iniciales de inyectabilidad en el reservorio, por lo que se trata de los primeros ensayos de caracterización hidráulica del complejo sello-almacén. Para realizar este tipo de ensayos se suele emplear un equipo de inyección con doble packer como se refleja en la figura adjunta.

Fig 83 Sistema de inyección con doble packer. Cortesía de Solexperts

Mediante este dispositivo es posible medir la permeabilidad en diferentes zonas del almacén en función de la ubicación de los packers que son inflables.

[illegible]

Se debe comprobar que los pozos inyectores y de observación se encuentran en el mismo bloque geológico, siendo uno de los objetivos de la caracterización hidráulica determinar si las fallas o fracturas que definen las condiciones de contorno de los referidos bloques son sellantes o permeables. La técnica para comprobar si los pozos se encuentran en el mismo bloque geológico es medir la presión hidrostática en la parte final de cada pozo (Bottom Hole Pressure), verificando la diferencia de gradientes de presión en cada uno. Si el valor está fuera de rango los pozos se encontrarán en compartimentos geológicos diferentes. El rango entre 0, 935 y 0, 942 es en el que se debe ubicar el gradiente hidrostático equivalente para que los pozos estén en el mismo bloque.

101

presión fractura del fondo del reservorio. Una vez alcanzada esta presión, con su correspondiente caudal, se generarán trenes de pulsos con una fase de incremento de presión y otra de relajo o fall off, midiendo la respuesta en amplitud y tiempo de la llegada de la onda de presión al pozo de monitorización. El tiempo de respuesta dependerá de las características del medio, de su permeabilidad en la matriz porosa o en la red de fracturas, de la presión de inyección y de la distancia entre pozos.

En la figura adjunta se reflejan los datos de un ensayo de conectividad entre pozos en lo referente a presiones y caudales en el pozo de inyección y presiones inducidas en el pozo de observación. En la gráfica superior se observa el caudal inyectado en pozo en función del tiempo. En la gráfica inferior se muestra la evolución de la presión en fondo de pozo (BHP) y en el gráfico intermedio la evolución de la presión en el fondo del pozo de observación. Volveremos sobre este tema en el capítulo 4.2.1.2. *Ensayos de conectividad entre pozos* en el que se analizarán y discutirán los resultados de los ensayos de conectividad desarrollados en Hontomín.

Fig 85 Ensayo hidráulico de conectividad entre pozos

El ensayo para determinar la presión de fractura de una formación es el conocido como leak off test (LOT), mediante el que se puede determinar el límite de presión que soporta cada formación geológica previamente a su fracturación y que permite determinar la densidad del lodo de perforación en cada fase de la misma (*Lin et al 2008*) durante la fase de perforación. En la figura adjunta se muestra la gráfica presión/caudal generados por la bomba de ensayo y la determinación del valor LOT.

Fig 86 Resultado Leak Off Test

Este ensayo realizado a profundidad de reservorio, nos permitirá determinar la sobrepresión de la inyección en la formación que pueda producir la fractura de ésta. En el apartado 4.2. *Ensayos de caracterización hidráulica del par sello-almacén en el reservorio de Hontomín*, se analizarán los resultados y se discutirá su interpretación, para valorar el comportamiento del almacén frente a diversas estrategias de inyección de salmuera y dióxido de carbono tomando como referencia el valor de LOT a nivel del almacén.

Los ensayos de producción o bombeo de agua de formación se suelen realizar en cada uno de los pozos una vez ha finalizado su perforación, al objeto de analizar la permeabilidad que se genera durante el bombeo de salmuera, utilizando equipos tipo “air lift” o bombas convencionales. En medios en los que la transmisividad del fluido es a través de la red de poros, se pueden extrapolar conclusiones sobre la permeabilidad durante la inyección y producción de salmuera. Este tipo de ensayos en reservorios fracturados no suelen aportar datos que se correlacionen fácilmente, ya que el comportamiento de las fracturas es distinto en los ensayos de producción que en el caso de los de inyección.

En la figura siguiente se refleja el esquema de bombeo utilizado en las campañas de caracterización hidráulica del reservorio de la Planta Piloto de Ketzin (*Wiese et al 2010*), en una arenisca de alta permeabilidad en su matriz de poros. Se realizaron campañas de bombeo en los pozos ktzi 200, ktzi 201 y ktzi 202 con los siguientes objetivos:

- Eliminar los restos de lodo de perforación y preparar los pozos para la inyección de CO₂
- Obtener muestras de agua de formación
- Determinar los efectos de la producción de salmuera en las proximidades de los pozos
- Determinar los parámetros hidráulicos del acuífero

Fig 87 Esquema de equipo de bombeo empleado en Ketzin (Wiese et al 2010)

Como se analizará en el capítulo 4 el reto de la caracterización hidráulica en Hontomín fue la baja inyectabilidad y producción de salmuera en la fase final de la perforación, y la necesidad de buscar soluciones acordes con la tecnología de almacenamiento geológico de CO₂ para incrementar la permeabilidad secundaria en la red de fracturas.

3.1.4.-MODELIZACIONES DEL RESERVORIO

El desarrollo de modelos del complejo sello-almacén son necesarios para simular la capacidad del mismo, la migración de la pluma de CO₂ y potenciales líneas de fuga de CO₂ para distintos escenarios y ratios de inyección. El comportamiento de un almacén suele ser dinámico, por lo que es necesario realizar actualizaciones de los modelos empleados en base a los resultados obtenidos durante las fases de exploración y operación.

En la legislación española aplicable, *Ley 40/2010 de almacenamiento geológico de dióxido de carbono*, se prescribe en el Anexo I:

“Etapa 2: Creación del modelo geológico estático tridimensional. A partir de los datos obtenidos en la etapa 1, se elaborará un modelo geológico estático tridimensional, o un conjunto de tales modelos, correspondiente al complejo de almacenamiento propuesto, incluida la roca sello, y las zonas y fluidos conectados hidráulicamente, utilizando simuladores informáticos de la estructura geológica del lugar del almacenamiento.

Etapa 3: Caracterización del comportamiento dinámico del almacenamiento, caracterización de la sensibilidad, evaluación del riesgo. Las caracterizaciones y la evaluación de la seguridad se basarán en una modelización dinámica, que incluirá simulaciones de inyección de CO₂ a diversos intervalos de tiempo en el lugar de almacenamiento, utilizando el modelo geológico estático tridimensional en el simulador del complejo de almacenamiento construido en la etapa 2.”

Los modelos geológicos estáticos y dinámicos son los comúnmente empleados para los fines perseguidos. El hándicap de los modelos estáticos para medios con migración preferente de la

pluma de CO₂ a través de la red de fracturas es que no facilitan una estimación fidedigna de la capacidad del almacén, ni las direcciones preferentes de evolución de la pluma de CO₂. Por otro lado, para estos medios rocosos no existe una solución de continuidad fácilmente conseguible entre los modelos estático y dinámico de sus reservorios, como ocurre en la mayoría de los casos de medios con migración preferente de la pluma de CO₂ a través de la matriz de poros. La mejora del modelo estático y la realización de un modelo dinámico fenomenológico por fases que emplee los resultados de campañas de ensayos de caracterización hidráulica diseñados específicamente para este tipo de medios, serán las claves para alcanzar unos resultados satisfactorios.

A continuación se analizarán los códigos y modelos comúnmente empleados para medios permeables en su matriz de poros.

3.1.4.1-MODELO GEOLÓGICO ESTÁTICO

El modelo geológico estático en sus modalidades bidimensional y tridimensional se obtiene de los datos de la fase de exploración, normalmente del desarrollo de campañas sísmicas de reflexión y refracción inducidas desde superficie. En este modelo se localiza la estructura geológica del complejo sello-almacén, identificando su geometría, profundidad y tectónica asociada.

El modelo geológico estático tridimensional facilita la información necesaria para:

- Determinar la geometría y disposición de las formaciones sello y almacén
- Estimar la capacidad del reservorio
- Localizar fallas y otras alteraciones producidas por la tectónica de la zona.
- Determinar la compartimentarización en bloques del almacén.
- Localizar potenciales líneas de fuga
- Facilitar información para localizar a los pozos de inyección y observación
- Definir la prognosis geológica de las columnas litológicas asociadas a los pozos
- Servir de base para el desarrollo del modelo dinámico de inyección de CO₂ en el reservorio
- Servir de base para el desarrollo de otros modelos

Al igual que ocurre en las campañas de exploración de hidrocarburos y otros recursos mineros, el desarrollo de un modelo geológico tridimensional estático en un proyecto de almacenamiento geológico de dióxido de carbono es básico durante toda la vida del mismo, al margen de que sea una prescripción legal.

Como se ha explicado anteriormente, con las distintas secciones sísmicas construidas con los datos procedentes de las campañas exploratorias se puede construir un cubo 3D en el que se definirá la geometría de la estructura y profundidad de la misma, como información básica del conjunto sello-almacén.

A partir de la información del cubo sísmico se construirá el modelo geológico estático, en el que se reflejan la geometría de la formación, las características petrofísicas, geoquímicas y

mineralógicas de cada una de las formaciones, las v_p y v_s de cada una de las formaciones y la localización de las principales fallas y fracturas que compartimentan el complejo geológico.

Fig 88 Formaciones geológicas del almacén de Hontomín. (Alcalde et al 2014)

Los tratamientos del cubo sísmico para identificar las discontinuidades de los reflectores que determinan la localización de fallas y otras alteraciones estructurales se realizan con distintos tipos de filtros facilitando imágenes como la que se adjunta y que proporciona información de capas a distintas profundidades (timeslices).

Fig 89 Interpretación timeslice 900 ms

O interpretaciones en el plano vertical (in lines, crosslines) como la que se puede observar en la imagen siguiente.

Fig 90 Interpretación cross line

La información obtenida del modelo geológico estático tridimensional permite localizar la ubicación de los distintos pozos a perforar. Una vez que se hayan localizado los pozos, el modelo estático nos facilitará información de las prognosis las columnas litológicas de cada uno de ellos.

Fig 91 Prognosis pozo de inyección HI TDP Hontomín. Cortesía de CIUDEN

De estas columnas litológicas se podrá obtener la información de la profundidad a la que se deben encontrar los techos de cada una de las formaciones geológicas que serán atravesadas durante la perforación, las potencias de las mismas y de las propiedades petrofísicas de cada una de ellas, si existe suficiente información de las campañas geofísicas utilizadas en la fase de exploración y/o información de pozos existentes.

Estos datos obtenidos del modelo geológico estático deberán ser contrastados con la información obtenida durante la perforación de los pozos mediante el análisis de ripios y testigos, trabajos de well logging, campañas VSP y trabajos de laboratorio. Esta información permitirá realizar el calado de los pozos, o lo que es lo mismo, ajustar la posición de los distintos techos de las formaciones atravesadas, fijar el espesor o potencia de cada una de ellas en la vertical del eje de perforación, determinar las características petrofísicas de acuerdo a los trabajos de laboratorio realizados con las distintas muestras procedentes de los testigos de roca extraídos de las formaciones geológicas atravesadas y la localización de discontinuidades generadas por los efectos tectónicos de la zona. Los trabajos descritos, realizados en la fase final de la perforación de los pozos, permitirán el ajuste del modelo geológico estático tridimensional que servirá de base al modelo dinámico de inyección de CO₂.

3.1.4.2.-MODELO GEOLÓGICO DINÁMICO

El modelo dinámico debe permitir realizar simulaciones complejas de las distintas estrategias de inyección de CO₂ en las distintas etapas de la fase de operación de la planta de almacenamiento, pudiendo ofrecer distintas alternativas de migración del dióxido de carbono, análisis de la sensibilidad del complejo sello-almacén (*Birkholzer et al 2015*) y facilitar la información pormenorizada para realizar una valoración específica y realista de los riesgos asociados durante la referida fase de inyección. Tal como se establece en el marco legal español, este modelo debe basarse en el modelo geológico estático descrito en el apartado anterior. Existe software comercial como el Eclipse de la compañía Schlumberger para desarrollar los modelos dinámicos de inyección.

Fig 92 Modelo dinámico de un reservorio. Eclipse 300 (Schlumberger Software 2016)

Tal como se viene explicando, las características singulares de los almacenes geológicos objeto de la presente tesis doctoral, en los que la vía de migración principal del dióxido de carbono es una red fracturada de difícil simulación, ofrecen un escenario de alta anisotropía en aspectos relacionados con los mecanismos físicos y químicos de la transmisividad del dióxido de carbono a través de la matriz rocosa y la salmuera que rellena las fracturas de la misma (*Le Gallo et al 2017*).

El escenario descrito no permite una solución convencional de continuidad entre ambos modelos geológicos estático y dinámico, como es el caso de los almacenes ubicados en acuíferos salinos profundos en los que la principal vía de migración del CO₂ es a través de la porosidad primaria del macizo rocoso y sin reactividad geoquímica destacable. Las soluciones en el caso de estudio pasan por la aplicación de distintos tipos de software que mediante aproximaciones sucesivas, alimentadas con datos procedentes de la caracterización hidráulica del reservorio en sus distintas etapas, permitan ofrecer soluciones aceptables. En el apartado 4.3. *Modelización del comportamiento del reservorio de Hontomín* se abordará en profundidad la aplicación de software comercial y el desarrollado específicamente para este tipo de estructuras geológicas complejas.

De acuerdo a mi experiencia, se debe utilizar inicialmente códigos analíticos que aporten datos que se contrastarán con códigos numéricos que en fases posteriores faciliten la construcción de modelos fenomenológicos numéricos en 3D, cuando la singularidad del reservorio no permita un modelado dinámico convencional.

Por la razón expuesta, es necesario realizar un diseño muy detallado de los distintos ensayos de caracterización hidráulica del almacén en base a las capacidades de los códigos disponibles. Este estudio debe iniciarse desde el mismo momento en el que una vez finalizada la perforación de los pozos, se realicen los ensayos de inyección/producción descritos anteriormente.

La interpretación de estos ensayos es complicada ya que el comportamiento del reservorio es distinto durante los periodos de inyección que en los periodos de recuperación (fall off). Los principales parámetros para la modelización del comportamiento son las presiones, temperaturas y caudales en el periodo de inyección, y la evolución de las presiones durante el periodo de recuperación.

En este sentido, debemos reflexionar que el aumento de presión durante la inyección producirá la apertura de las fracturas y se generará un aumento de caudal, y en la fase de relajo (fall off), la disminución de las presiones como consecuencia del cierre de las fracturas, no coincidirá con los binomios de parámetros obtenidos durante la fase de inyección. Esta foto fija de un momento determinado durante la inyección de dióxido de carbono no debe considerarse pauta común de actuación futura, ya que los efectos hidromecánicos y químicos generados por la inyección producirán variaciones en la permeabilidad del reservorio.

Por esta razón, y tal como sugiere el grupo de investigación IDAEA-CSIC liderado por Jesús Carrera, es preciso emplear distintos tipos de software que consideren los efectos hidráulicos puntuales y la variación de la transmisividad en función del tiempo. Los software propuestos son el código TRANSIT, sin posibilidad de analizar la variación del parámetro en el tiempo, y el código PROOST, con posibilidad de analizar la variación de la permeabilidad en el tiempo (*Ortiz et al 2015*)(*Vilarasa et al 2013*).

En la fase de caracterización de cualquier reservorio, y en particular en el caso de almacenes fracturados, la evaluación de su capacidad, la seguridad de almacenamiento y el diseño de las estrategias de inyección de CO₂, precisa de la identificación y cuantificación de parámetros de distinta naturaleza (geológica, hidráulica, geomecánica y química). Este hecho nos obligará a utilizar distintos tipos de códigos informáticos que puedan predecirnos pautas de comportamiento del complejo estructural de almacenamiento, en aspectos prioritarios como son la evolución de la migración de la pluma, y en particular la evolución de presiones y caudales de inyección y su efecto en el estado tensodeformacional del macizo rocoso, así como sobre las posibles líneas de fuga. También nos deberán facilitar la información necesaria para realizar la correspondiente evaluación de riesgos a distintas escalas (local, provincial y regional).

Por ello, se deberán realizar interpretaciones de los ensayos de caracterización hidráulica del reservorio considerando cada uno de forma aislada, incluyendo su interpretación analítica y numérica. Se integrarán los datos de cada uno considerando tanto los efectos hidráulicos como geomecánicos (*Ortiz et al 2015*) para la obtención de conclusiones sobre el comportamiento del reservorio durante la inyección.

Los resultados obtenidos de las distintas campañas de caracterización sobre permeabilidades, presiones, caudales y temperaturas retroalimentarán a los modelos empleados y permitirán un ajuste de los mismos. En todo caso, es necesario tener en cuenta que el comportamiento de un almacén fracturado para almacenamiento geológico de CO₂ presenta efectos dinámicos mucho

más acusados que en otros casos de almacenes en acuíferos salinos profundos, baste pensar que un cambio del estado de la elasticidad del comportamiento de las fracturas producirá una alteración de los parámetros de la inyección, hecho que se incrementa cuando la matriz rocosa es de naturaleza carbonatada por los efectos geoquímicos inducidos por la inyección de CO₂. Por ello, uno de los objetivos prioritarios de los ensayos de caracterización hidráulica de un almacén de este tipo es determinar la presión necesaria para la apertura de las fracturas y de su caudal asociado, con el propósito de identificar umbral de inyección. En el mismo sentido se persigue correlacionar las presiones en cabeza y fondo de pozo con los caudales de inyección, siendo preciso determinar mediante los códigos numéricos descritos la posible evolución de esta correlación de parámetros en el tiempo.

El uso de software comercial para realizar interpretaciones analíticas de cada uno de los ensayos realizados y su interpretación integrada puede ser una solución. El código Saphlr utilizado para modelar efectos de la inyección o producción en el entorno del pozo es adecuado para estos fines.

Fig 93 Interpretación con Saphlr-KAPPA de ensayos de caracterización hidráulica

En el apartado 4.3. *Modelización del comportamiento del reservorio de Hontomín* se analizarán y discutirán los códigos empleados en las distintas etapas para el desarrollo de un modelo fenomenológico 3D.

3.1.4.3.-CORRELACIÓN ENTRE MODELOS

Basándonos en el principio tradicional de que un exceso de información conduce a la desinformación, en base a mi experiencia son los dos modelos descritos, junto con los modelos hidrogeológico y de evaluación de riesgos de los cuales se aporta información en los anexos C y D respectivamente, en los que se debe basar el equipo de ingeniería responsable de gestionar un almacenamiento geológico de dióxido de carbono. El propósito es analizar el comportamiento presente y el predecible en el futuro del reservorio, los riesgos asociados a esta operación industrial y las pertinentes medidas correctoras aplicables.

El modelo geológico estático en sus versiones bidimensional y tridimensional es la base del desarrollo del resto de modelos aplicables. Es por lo tanto estrictamente necesario su desarrollo, al margen de que sea exigible tal como se ha prescrito en la Ley 40/2010 sobre almacenamiento

geológico de CO₂. Permitirá localizar en las tres dimensiones (si utilizamos un modelo 3D) las distintas formaciones geológicas objeto de estudio, asimismo facilitará la estimación inicial de la capacidad del almacén y la localización de los distintos pozos a perforar con sus correspondientes pronósticos. Deberá realizarse un ajuste de dicho modelo en base a los resultados obtenidos durante la perforación de los referidos pozos, en base a la información adquirida de las muestras tomadas durante esta operación y de las campañas de caracterización geofísica asociadas a la misma (well logging, VSP y ERT, entre otros). El modelo una vez haya sido ajustado con los datos de los pozos facilitará información para el desarrollo del resto de modelos.

En el caso de almacenes en acuíferos salinos profundos con un alto grado de fracturación, la anisotropía asociada a la migración del CO₂ hace inviable una solución de continuidad inmediata entre el modelo geológico estático tridimensional y su homólogo dinámico. Por lo tanto, es preciso buscar soluciones intermedias concatenadas que permitan alcanzar el conocimiento global del almacén desde un punto de vista dinámico que contemple la simulación de distintas estrategias de inyección de CO₂.

Será por lo tanto necesario diseñar las campañas de ensayos de caracterización hidráulica que faciliten la información necesaria para ajustar modelos analíticos inicialmente que permitan estudiar el comportamiento del reservorio desde las proximidades de los pozos hasta la totalidad del almacén mediante el uso de códigos numéricos.

Un factor clave es identificar el umbral de inyectabilidad, o lo que es lo mismo, la presión necesaria para la apertura de las distintas familias de fracturas y su caudal asociado. Por lo tanto, se precisa utilizar códigos numéricos que simulen las acusas y efectos de naturaleza hidráulica y geomecánica.

En el caso de almacenes ubicados en macizos rocosos carbonatados, los efectos geoquímicos juegan un papel crítico en el medio y largo plazo del comportamiento del almacén. De lo expuesto se deduce que el propio comportamiento del reservorio durante las distintas fases de la operación de inyección de CO₂ es cambiante, por lo que condiciones de inyectabilidad reflejadas mediante binomios presión y caudal inyectado son variables a lo largo de la vida de la instalación industrial. Estas variaciones o alteraciones son comunes también en almacenes cuya permeabilidad sea a través de porosidad primaria, aunque no presentan el grado de variabilidad que son propios de los almacenes fracturados y carbonatados.

Este hecho implica que en el primer caso es posible desarrollar un modelo dinámico a partir del estático que nos facilite con un grado de fiabilidad aceptable las respuestas del almacén, sin necesidad de realizar una campaña de ensayos hidráulicos exhaustiva y extensa.

En el caso de los almacenes con un alto grado de fracturación y de baja permeabilidad en sus poros, intentar aplicar esta misma solución no nos facilitaría la información con la fiabilidad exigible, razón por la que se precisan aplicar este tipo de soluciones en “cascada” para conseguir mediante aproximaciones sucesivas un resultado aceptable.

El procedimiento que se debe seguir en lo concerniente al diseño y ejecución de ensayos tanto a escala de laboratorio como de planta industrial, la aplicación de códigos numéricos y su

correlación y el diseño de estrategias de inyección de CO₂ eficientes y seguras es el objetivo primordial de esta tesis doctoral.

El modelo hidrogeológico se deberá focalizar sobre las formaciones suprayacentes al sello del reservorio, identificando las zonas de recarga y descarga de los acuíferos más superficiales y en particular de aquellos que abastezcan a poblaciones próximas a la instalación industrial. En el mismo sentido, y en base a la información facilitada por el modelo estático, se deberían simular diferentes líneas de fuga desde el almacén, si existiesen, hasta las formaciones más superficiales, así como su evolución en los acuíferos superficiales. La red de control y vigilancia hidrogeológica jugará un papel relevante facilitando información para ajustar el modelo hidrogeológico durante la vida del almacenamiento de CO₂.

La correlación entre la información procedente de la actividad de inyección interpretada mediante estos modelos, junto a la que se obtenga de la red de control sísmico servirá para alimentar al modelo de evaluación de riesgos, serán la base para el diseño y control de la ejecución de una operación eficiente y segura de inyección de CO₂.

3.1.5.-REDES DE CONTROL SUPERFICIAL

El control en superficie de las distintas operaciones que se llevan a cabo en un almacén geológico de CO₂ es fundamental para evitar riesgos que afecten a las poblaciones, ecosistemas e infraestructuras próximas a la referida instalación. La información procedente de las redes de control superficial destinadas a predecir consecuencias indeseadas producidas por la inyección de dióxido de carbono en profundidad, permitirá definir los procedimientos de medidas correctoras adecuadas. En el ANEXO C *Evaluación de Riesgos* se analizarán de manera pormenorizada los riesgos asociados a los almacenamientos geológicos de CO₂.

Las redes de control superficial que deben controlar los distintos efectos perniciosos generados por esta actividad son las siguientes:

- Redes de control sísmico
- Redes de control hidrogeológico
- Estaciones meteorológicas
- Instalaciones de control de emisión de gases

3.1.5.1.-REDES DE CONTROL SÍSMICO

Los servicios de monitorización mediante estas redes de control son herramientas indispensables que permiten localizar, predecir y medir la actividad de fenómenos naturales originados por la inyección de CO₂ en un almacenamiento geológico (*Picard et al 2011*). La instrumentación se puede instalar tanto en superficie como en el interior de sondeos que pueden alcanzar profundidades considerables en función del tipo de fenómeno geológico que se quiera estudiar.

La teoría de control de sismica no inducida se basa en el hecho constatado de que una respuesta sísmica de magnitudes considerables viene precedida de una serie de respuestas previas que pueden ser medidas mediante geófonos colocados en superficie o en el interior de un sondeo. Los objetivos prioritarios del seguimiento sísmico consisten en:

- Vigilar de forma permanente el almacenamiento para comprobar la ausencia de actividad micro-sísmica medible.
- Detectar, localizar y analizar toda actividad sísmica generada por la inyección de dióxido de carbono en un almacén geológico.
- Identificar y localizar eventos generados por la actividad industrial, diferenciándolos de otros que se hayan generado por causas externas, cuantificando parámetros como la velocidad de las distintas ondas y sus amplitudes y frecuencias asociadas.

Para realizar el diseño de una red sísmica se deberá elegir el tipo de receptor o receptores, en función de la frecuencia de medidas que se deben captar, ubicando una localización de las distintas estaciones de control sísmico en función de distintos factores como son la estimación de posibles respuestas en el área de estudio y la proximidad de núcleos de población, instalaciones industriales, bienes patrimoniales, etc. Un hecho fundamental es identificar y mitigar señales de “ruido” que alteren la fiabilidad de los resultados. En relación a este asunto, es preciso ubicar los receptores en huecos y/o sondeos que aminoren este efecto (AMPERE 2016).

Fig 94 Distintas disposiciones de estaciones de control sísmico. Cortesía de Ampere

El tipo de sensor que se debe montar es un geófono triaxial de frecuencias naturales entre 1-10 Hz con sistema de medida que permita hasta 2000 muestras por segundo. En determinadas posiciones en las que se busque un mayor rango dinámico pueden utilizarse acelerómetros.

Fig 95 Acelerómetro para control sísmico. Cortesía de Kinometrics

La disposición de las distintas estaciones de una red de control sísmico debería responder a un modelo de predicción de respuesta. Siendo realistas esta premisa podría ser condición necesaria para definir su ubicación, pero nunca suficiente por la fuerte anisotropía existente en un

reservorio fracturado, por lo que la disposición inicial prevista sufrirá con un alto grado de probabilidad modificaciones futuras. En otro tipo de almacenamientos podrían identificarse estructuras tectonizadas que pudieran ser el origen de la respuesta sísmica, pudiéndose ubicar la localización de las estaciones en función de potenciales líneas de transmisión de la señal de respuesta. En los reservorios fuertemente fracturados esta hipótesis de partida, que de hecho es de difícil implantación real, no es de aplicación por lo que es necesaria una distribución generosa de estaciones de control sísmico a lo largo del área de estudio prestando especial atención a centros de población e infraestructuras singulares. En el esquema adjunto se identifican las 30 estaciones que componen la planta piloto de Hontomín.

Fig 96 Red de control sísmico de la Planta de Desarrollo Tecnológico en Hontomín. Cortesía de CIUDEN

Los triángulos rojos son sensores SS 45 (4,5 Hz de frecuencia natural) y los triángulos rojos sismómetros LE-3D (20 S de periodo natural), 20 unidades del primer tipo y 10 del segundo. En determinadas estaciones se realizan mediciones redundantes con un acelerómetro modelo Basalt.

El conjunto de datos que facilitan cada una de estas estaciones de control sísmico es procesado e interpretado, al objeto de identificar aquellos eventos que estén directamente relacionados con la inyección de dióxido de carbono, distinguiéndolos de aquellos que se generan por otras causas. Se ubican los focos de los distintos eventos, localizando su posición en profundidad y correlacionándolos con la fase de inyección de CO₂ que haya generado la respuesta sísmica. Estas respuestas suelen estar relacionadas con las presiones de inyección, en particular con la variación de este parámetro en relación al tiempo, y suelen producirse en la fase de recuperación una vez que haya cesado la inyección conocida como periodo de fall off. En la gráfica de la figura 97 se puede observar la evolución de la presión de fondo en el reservorio de Hontomín durante las fases de inyección y de fall off. Es en esta última en la que se han detectado las respuestas sísmicas asociadas a la inyección de fluidos.

Fig 97 Variación presión inyección/tiempo en fondo de pozo

Uno de los objetivos que se deben perseguir previamente a la puesta en marcha de un almacén geológico de CO₂ es la identificación del umbral de respuesta sísmica del mismo a través de pruebas desarrolladas durante la fase de caracterización hidráulica del reservorio. La figura 98 refleja la onda correspondiente a un umbral de respuesta sísmica generada durante una campaña de inyección de dióxido de carbono.

Fig 98 Umbral sísmico correspondiente a la inyección de CO₂

La red de control sísmico es una herramienta fundamental para controlar la evolución segura de la operación de almacenamiento geológico de CO₂. A modo de desarrollo futuro, se estima necesario desarrollar un marco reglamentario que prescriba los límites sísmicos admisibles y los procedimientos de control aplicables.

En el anexo *ANEXO B Redes de control superficial* se expondrán experiencias existentes sobre el control microsísmico.

3.1.5.2.-REDES DE CONTROL HIDROGEOLÓGICO

Las redes de control hidrogeológico durante la vida de un almacén geológico de CO₂ permiten controlar la evolución de los acuíferos superficiales que abastecen de agua para el consumo a las poblaciones próximas al almacén o para el regadío de explotaciones agrícolas (Nisi *et al* 2013)

Los parámetros que normalmente se suelen monitorear durante el proceso de seguimiento de la vida de una instalación de almacenamiento de CO₂ suelen ser los siguientes:

- Nivel piezométrico
- Naturaleza de las aguas

La evolución del nivel freático suele medirse mediante piezómetros que suelen instalarse con toma de datos en continuo.

Fig 99 Instalación de piezómetro y data logger

En la Planta de Desarrollo Tecnológico de Hontomín la red de control hidrogeológico está formada por ocho pozos, de los cuales 3 se han perforado específicamente para el proyecto (GW₁, GW₂ y GW₃) para profundidades comprendidas entre los 400 y 250 m, monitorizando los acuíferos superficiales de la Formación Utrillas y el plano de la Falla del Ubierna, que es el cierre sur del reservorio. En la imagen adjunta se puede observar la distribución de la red de control de aguas de Hontomín

Fig 100 Red de control hidrogeológico de Hontomín. Cortesía de CIUDEN

Los parámetros de control de la referida red son los siguientes:

- Nivel piezométrico
- Temperatura
- Potencial Redox
- Nivel de oxígeno disuelto
- pH
- Conductividad

En el anexo *ANEXO B Redes de control superficial* se expondrán experiencias existentes sobre el control hidrogeológico.

3.1.5.3.-ESTACIONES METEOROLÓGICAS Y REDES DE CONTROL DE GASES DEL SUBSUELO

Las estaciones meteorológicas deben proporcionar información sobre la temperatura, humedad, radiación, velocidad/dirección del viento y lluvia entre otros parámetros, obteniéndose los datos en tiempo real y almacenándose en bases diarias, mensuales y anuales. Esta información se debe correlacionar con la que aportan las redes de control hidrogeológico y las redes de control de gases del subsuelo, al objeto de realizar una interpretación realista de los fenómenos detectados.

Las estaciones meteorológicas permitirán realizar su calibración y transmitirán datos en continuo, al objeto de permitir un control técnico en remoto y una amplia accesibilidad de la información obtenida. Los componentes de estas estaciones suelen ser los siguientes:

- Anemómetro
- Veleta
- Radiómetro
- Pluviómetro
- Sonda de temperatura y humedad
- Sensor de presión

Fig 101 Estación meteorológica

Por lo que respecta al control de gases del subsuelo, La técnica de control de emisiones de dióxido de carbono mediante la cámara de acúmulo ya descrita, sirve para desarrollar un modelo de seguimiento y control de las distintas emisiones generadas por las propias condiciones del ecosistema en el que se ubica el almacén o por causas antropogénicas relacionadas con la inyección de dióxido de carbono en el subsuelo. En las campañas de campo realizadas mediante la referida técnica se define una línea de base de emisiones en función de distintos factores como son la estacionalidad meteorológica y las actividades desarrolladas en cada época del año, como es el caso de las siembras y cosechas en las explotaciones agrícolas.

En una fase posterior se debe diseñar y montar una red de control con estaciones colocadas en localizaciones predeterminadas de acuerdo a las condiciones establecidas por el modelo de emisiones desarrollado. En determinados casos, la red de control permanente se utiliza tanto para determinar la línea de base de emisiones en el subsuelo, como en las fases posteriores de operación y abandono. El objetivo fundamental de este tipo de redes es el análisis de los distintos gases emitidos en la interfase existente entre la zona vadosa del suelo afectado por el almacenamiento geológico de dióxido de carbono y la atmósfera circundante.

Stefan Schloemer y su equipo de investigación del Instituto Federal Alemán de Geociencias y Recursos Naturales (BGR) están desarrollando una línea de investigación relevante relacionada con la integridad de los almacenes geológicos de CO₂ y la inyección de dicho gas en el proyecto ENabling Onshore geological Storage in Europe (ENOS H2020).

La condición necesaria exigible a un funcionamiento eficaz de este tipo de redes de control es que sus resultados deben de ser contrastados y correlacionados con la monitorización acuática, atmosférica, geológica superficial y profunda y de los posibles ecosistemas afectados por la operación de la instalación, con el propósito desarrollar una operación de inyección segura que permita conseguir la aceptación pública de la aplicación del almacenamiento de CO₂.

Se deberán medir concentraciones y flujos de gases procedentes del subsuelo, correlacionando la interpretación de la información adquirida en estas redes con las interpretaciones realizadas de la información procedente de las campañas realizadas con la cámara de acúmulo si se hubiese utilizado, de los datos proporcionados por la estación meteorológica y de la red de control hidrogeológico durante las distintas fases de la vida de un almacén de CO₂.

Los periodos admisibles para diseñar la línea de base de las emisiones de dióxido de carbono en el área afectada oscilan entre los 3 y 5 años, previamente al inicio de la inyección, y entre los 5 y 50 años durante las fases de operación, monitoreo y abandono del almacén.

En el anexo *ANEXO B Redes de control superficial* se expondrán experiencias existentes sobre el control de gases del subsuelo.

3.2.-LEGISLACIÓN APLICABLE

El marco legislativo aplicable a las tecnologías CAC es la Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono, cuyo exponiendo 4 es el siguiente:

“La captura y el almacenamiento geológico de carbono (CAC) es una tecnología de transición que contribuirá a mitigar el cambio climático. Consiste en capturar el dióxido de carbono (CO₂) emitido por las instalaciones industriales, transportarlo a un emplazamiento de almacenamiento e inyectarlo en una formación geológica subterránea adecuada con vista a su almacenamiento permanente. Esta tecnología no debe ser un incentivo para aumentar la proporción de las centrales eléctricas que utilizan combustibles fósiles. Su desarrollo no debe llevar a la reducción de los esfuerzos de apoyo a las políticas de ahorro energético, a las fuentes renovables de energía y a otras tecnologías seguras y sostenibles con baja emisión de carbono, ni en el ámbito de la investigación ni en el financiero”.

El objetivo de esta directiva es crear un marco jurídico en aquellos países miembros que la hubiesen transpuesto a cada una de sus legislaciones, para favorecer el desarrollo e implantación de las tecnologías CAC en la Unión Europea como una herramienta de lucha contra el cambio climático. Tiene por objeto garantizar que no existe un riesgo significativo de fuga de CO₂ o daño para la salud o el medio ambiente y evitar cualquier efecto adverso sobre la seguridad de la red de transporte o de los emplazamientos de almacenamiento. La Directiva establece requisitos que abarcan todo el periodo de vida de tales emplazamientos.

Los Estados miembros adoptaron enfoques diferentes respecto a la transposición de la Directiva CAC. Mientras que algunos de ellos decidieron limitarse a modificar la legislación existente, la mayoría optó por una combinación de nueva legislación específica sobre el almacenamiento geológico de CO₂ y la modificación de la legislación vigente. En la actualidad la directiva 2009/31/CE no ha sido transpuesta en varios países miembros, y en algunos de ellos se ha prohibido expresamente el almacenamiento subterráneo de dióxido de carbono (Finlandia, Luxemburgo, la región de Bruselas, Austria, Estonia, Irlanda, Letonia, Eslovenia y Suecia) alegando que su geología no es apta para el desarrollo de la referida tecnología. En otros casos como Alemania y Chequia se ha restringido su aplicación.

La situación descrita ha obligado a los responsables de la Comisión Europea a someter a la Directiva CAC a un proceso de evaluación que encargaron a *Triple*, *RICARDO-AEA* y *TNO*, prevista en el artículo 38 de la misma, en el que se exigía al organismo europeo realizar una revisión de su aplicación. La Comisión Europea tenía como fecha límite el 31 de Marzo de 2015 para enviar el informe de implementación de la referida Directiva al Consejo y Parlamento Europeo así como el informe de revisión desarrollado. En la información comprometida se deberá valorar la eficacia, eficiencia, la aplicabilidad y la práctica legal de distintas disposiciones contenidas en la Directiva. Las tres entidades consultoras han contactado con actores relevantes del desarrollo de las tecnologías CAC en Europa, solicitándoles que rellenasen un formulario y en algunos casos celebrando entrevistas personales. Se ha habilitado una página web para la referida iniciativa <http://www.ccs-directive-evaluation.eu/>.

En el caso del Estado Español la transposición de la referida directiva se hizo a través de la *Ley 40/2010, de 29 de diciembre, de almacenamiento geológico de dióxido de carbono* publicada en el Boletín Oficial del Estado de fecha 30 de Diciembre de 2010. El Gobierno de España apoyó el desarrollo de las tecnologías CAC a través de una transposición rápida de la Directiva 2009/31/CE, estableciendo un marco jurídico para el almacenamiento geológico de dióxido de carbono en condiciones seguras para el medio ambiente.

En lo concerniente al ámbito de aplicación de esta ley se establece lo siguiente:

1.-Esta ley se aplicará al almacenamiento geológico de CO₂ en estructuras subterráneas en España, incluyendo su mar territorial, su zona económica exclusiva y su plataforma continental. En los supuestos de almacenamiento geológico de CO₂ en el subsuelo marino deberá respetarse, asimismo, lo previsto en la legislación estatal y comunitaria y en los acuerdos internacionales suscritos por España para la protección del medio ambiente marino.

2.-Esta ley no se aplicará al almacenamiento geológico de CO₂ realizado con fines de investigación, desarrollo o experimentación de nuevos productos y procesos siempre que la capacidad prevista de almacenamiento sea inferior a 100 kilotoneladas. A través de un reglamento específico se determinarán las previsiones de esta ley aplicables a estos lugares de almacenamiento. En tanto no se apruebe dicho reglamento o, una vez aprobado, en lo no previsto en el mismo, al almacenamiento de CO₂ para investigación y desarrollo, le resultará de aplicación la Ley 22/1973, de 21 de julio, de Minas.

3.-No se autorizará el almacenamiento de CO₂ en un lugar de almacenamiento que se extienda más allá de la zona contemplada en el apartado 1.

4.-No se autorizará el almacenamiento de CO₂ en la columna de agua ni sobre el lecho marino.

El reglamento específico al que se hace referencia en el apartado 2 está pendiente de desarrollo actualmente.

Es el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital del Gobierno de España el organismo administrativo responsable de la autorización de los permisos de investigación cuando la zona afectada sea de ámbito territorial de más de una comunidad autónoma o afecte al subsuelo marino y de las concesiones de almacenamiento y de su revocación correspondientes a las solicitudes para realizar actividades de almacenamiento geológico de CO₂ en el subsuelo del dominio público español. También será responsable de comprobar la solvencia financiera del titular de las concesiones que estén relacionadas con el almacenamiento geológico, resolver posibles conflictos de acceso, gestionar el registro de permisos de investigación existentes, concesiones de almacenamiento en vigor y cierres/abandonos realizados, aprobar los proyectos de instalaciones destinadas al fin descrito y realizar las inspecciones de almacenamientos ubicados en el subsuelo marino.

Es competencia del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente informar y formular, si así fuese necesario, las correspondientes evaluaciones de impacto ambiental (Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental) y sus declaraciones relacionadas con los permisos de investigación y las concesiones de almacenamiento que sus titulares hayan solicitado, realizar las labores de seguimiento y supervisión de los lugares de almacenamiento, proponer la transferencia de responsabilidad de los almacenamientos cerrados y gestionar el registro de cierre y abandono de los mismos.

Los órganos responsables de las comunidades autónomas serán competentes para otorgar los permisos de investigación que se soliciten en su ámbito territorial, de informar las solicitudes de las concesiones de almacenamiento, aprobar el plan de seguimiento y gestión del cierre de los

misimos, establecer un sistema de inspecciones, asegurar la aplicación de medidas correctoras eficaces en el caso de que se produzcan anomalías relevantes, responsabilizarse del seguimiento de las medidas correctoras en la fase de cierre y previamente a la transferencia de la pertinente responsabilidad. En el caso de que la concesión se ubique en subsuelo marino, estas últimas competencias serán responsabilidad de la Administración General del Estado, si la ubicación del almacén se situase en un área con competencia de más de una comunidad autónoma, éstas desarrollarán los mecanismos de cooperación pertinentes para asumir el cumplimiento de la referida ley.

En el ANEXO D *Legislación aplicable y tramitación de autorizaciones* se describirá el procedimiento de tramitación de permisos de investigación y concesiones de almacenamiento de proyectos de almacenamiento geológico de CO₂.

4.-MATERIALES Y MÉTODOS. RESULTADOS Y PROPUESTA DE SOLUCIONES

En este capítulo se analizarán y discutirán los resultados de la perforación, caracterización hidráulica, interpretación de resultados, modelización y diseño de una estrategia de inyección de CO₂ en fase líquida en el reservorio carbonatado y fracturado de Hontomín.

En el próximo apartado se describirá y analizará el uso de equipos de perforación ligera empleados para alcanzar una profundidad próxima a los 1.600 m, las técnicas de completación empleadas y la instrumentación que ha permitido realizar las campañas de caracterización hidráulica. Con la aplicación de esta técnica minera se consiguió un ahorro en costes del 60 % respecto a las técnicas tradicionales del sector de hidrocarburos. Esta técnica de perforación no se había empleado previamente para la perforación de pozos de esta profundidad. Es sin lugar a dudas un gran logro en el proyecto OXYCFB300, que condiciona el diseño y la ejecución de las estrategias de inyección de dióxido de carbono como veremos a continuación.

Posteriormente se analizará el escenario de baja inyectividad que presentó el reservorio durante los ensayos realizados en la fase final de la perforación de los pozos de inyección (HI) y de observación (HA) de la Planta Piloto de Hontomín. Se analizarán y discutirán los resultados de los ensayos de inyección a escala laboratorio en condiciones de reservorio que sirvieron de base para diseñar las campañas de caracterización hidráulica. Asimismo se analizarán los distintos tipos de ensayos realizados a escala real.

Se discutirá la interpretación de los resultados de estos últimos ensayos y los códigos numéricos empleados. Tal como se ha explicado en el apartado 3.1 *Lagunas y retos tecnológicos existentes*, fue preciso realizar una modelización en al menos tres pasos dada la complejidad del comportamiento del reservorio en la inyección. En el primero se interpretaron los resultados de las inyecciones de salmuera utilizando un código analítico para determinar valores preliminares de los parámetros de la inyección y analizar los efectos que ésta produce en las proximidades del pozo. Posteriormente se interpretaron los resultados de la inyección de mezclas y CO₂ mediante el ajuste histórico de los parámetros operativos con un código numérico que contemple los efectos hidromecánicos y geoquímicos de la inyección de CO₂ en un acuífero carbonatado y fracturado. Y finalmente, se desarrolló un modelo dinámico 3D capaz de simular escenarios diversos de comportamiento del reservorio considerando ratios de inyección, cantidades inyectadas y la evolución de la pluma.

Finalmente se analizará la estrategia de inyección de CO₂ en fase líquida que ha sido patentada a nivel nacional y registrada con el número 201500151. Se describirán cada una de las fases de la misma y los efectos sobre la eficiencia de la operación producidos por la presencia de las impurezas en la corriente de CO₂.

4.1.-PERFORACIÓN DE POZOS EMPLEANDO TÉCNICA MINERA

Esta técnica, propia de trabajos de exploración en minería e hidrogeología, fue la elegida para la perforación de pozos someros en el proyecto OXYCFB300 por la compañía ENDESA durante los trabajos de exploración en el emplazamiento de Duero. CIUDEN asumió el reto de emplear esta técnica para la perforación de los pozos de inyección y observación de la Planta Piloto de Hontomín (Burgos). Este último caso, en el que la profundidad alcanzada ha sido de 1.600 m, ha supuesto un logro al haberse conseguido un ahorro en costes próximo al 60% en relación a la utilización de la técnica de perforación petrolera y los servicios asociados a ésta, máxime cuando no se había alcanzado previamente esta profundidad empleando equipos ligeros. La barrera de los 2.500 m de perforación es un objetivo más factible en estos momentos para la técnica de perforación con estos equipos, siendo una de las líneas de desarrollo tecnológico futuro en materia de perforación profunda.

4.1.1.-TÉCNICAS DE PERFORACIÓN CON EQUIPOS LIGEROS

Durante la perforación de los pozos de la Planta Piloto de Almacenamiento de Hontomín, se ha utilizado una combinación de equipos y procedimientos que no se había realizado con anterioridad, con resultados muy satisfactorios.

Se empleó inicialmente un sistema de perforación por percusión o impacto durante los primeros 100 m, siendo el propósito del mismo conseguir un emboquille que facilitase un desarrollo vertical y sin desviaciones de dichos pozos, para posteriormente utilizar un equipo de perforación por rotación. Las fases de perforación en el pozo de observación HA fueron las siguientes (*):

1. Perforación a percusión (Fases de 22" y 17 ½" parte): 0 - 128 m.MD
2. Perforación a rotación con circulación inversa (Fases de 17 ½" parte y 12 ¼"): 128 - 600 m.MD
3. Perforación a rotación con circulación directa (Fases de 8 ½" y 6"): 600 – 1580 m MD

(*) Los datos correspondientes a la perforación del pozo inyector HI fueron similares

La perforación se realizó con dos máquinas de la empresa PERFIBESA SA, con amplia experiencia en la perforación de pozos de agua y para exploración geotécnica y minera. Se utilizó la máquina SEGOQUI 2000, fabricada por Talleres Segovia S.L., para las fases de perforación con rotación tanto en circulación inversa como en circulación directa. Sus características principales son las siguientes:

- Altura del mástil 15,5 m
- Potencia de motor 300 H.P.
- Cabeza de rotación de paso interior de: 150 mm
- Retención cilindro cabeza 50.000 kg

- Empuje cilindro cabeza 20.000 kg
- Tiro cabrestante 60.000 kg

Fig 102 Equipo de Perforación Ligera Segoqui 2000. Cortesía de PERFIBESA

Tal como se ha indicado anteriormente, fue necesario combinar equipos y procedimientos propios de la perforación profunda para adaptar el equipo escogido a los fines perseguidos, por lo que se incorporaron al campo de perforación los equipos auxiliares siguientes:

- 2 Compresores Atlas Copco XRVS 455 de 25 Kg/cm² y 25 m³/minuto
- 1 Booster HURRICANE M 41C-870 de 60 Kg/cm² y 50 m³/minuto
- Bomba de lodos GARDNER-DENVER. Modelo 7 ¼"x14" x10" y 5"x10"
- Bomba de lodos EMSCO F-500 Triplex Mud Pumps (API-7K) de 500 HP
- Desarenador MODELCO con ciclonado doble, modelo MD 190 D para 200 m³/hora
- Equipo para reciclado de lodos y detritus, compuesto de 2 balsas con una capacidad total de 75 m³
- Grupo electrógeno de 25 KV para alumbrado
- Cabina-laboratorio para control del lodo, equipado con material para determinar las propiedades físicas, reológicas y análisis elementales del lodo
- Cabina-laboratorio para control geológico, equipado con material para la toma, análisis y conservación de muestras de los rípios de perforación, además de un cromatógrafo de gases y software para Masterlog
- Detectores fijos y portátiles de H₂S y metano
- BOP (Blowout Preventer), consistente en un cierre anular de 5000 psi WP, cabina de control y panel remoto
- Choke manifold y línea de antorcha
- Camiones grúa, unidad tractora con grúa y vehículos auxiliares para transporte de materiales y personal
- Varillaje de perforación de diámetros adecuados a las distintas fases de perforación en inversa y en directa (barras de carga, tubería de perforación, tubería concéntrica para circulación inversa, válvula de insuflado de aire, válvula antirretorno, estabilizadores, triconos, etc).

- Batería testiguero y coronas de 6" para la toma de testigos de 80 mm de diámetro y 7 m de longitud
- Batería testiguero y coronas de 6" para la toma de testigos de 80 mm de diámetro y 7 m de longitud

En la figura 103 se puede observar el conjunto formado por el rig de perforación y el resto de equipos auxiliares.

Fig 103 Equipo de perforación ligero y auxiliares en Pozo de inyección HI de Hontomín. Cortesía de CIUDEN

Desde el punto de vista de la perforación a rotación, se debe mencionar el uso de circulación de lodos inversa hasta los 600 m de profundidad aproximadamente en ambos pozos. Dadas las características del terreno hasta esta profundidad, fundamentalmente gravas y arenas bastante incompetentes (Formación Utrillas), se consideró adecuada la perforación con este sistema por ofrecer un buen avance y asegurar una buena verticalidad del pozo. Básicamente, consiste en el insuflado de aire por un varillaje concéntrico de 220 mm de diámetro exterior (OD), mediante una válvula de insuflado de aire (VIA) situada entre 200 y 250 m de profundidad máxima. Para ello se utilizó un compresor de aire de 25 barg de presión y 25 m³/min de caudal. Por debajo de la VIA, se utiliza varillaje normal de perforación de 5 1/2" y barras de carga de 9-10" y tricono de 17 1/2" o 12 1/4". Con el insuflado de aire se consigue un aligeramiento de la columna hidrostática en el interior del varillaje de perforación por encima de la VIA que fuerza una circulación inversa del lodo y la recuperación de los ripios de perforación. En el esquema que se muestra a continuación se refleja esta metodología empleada en la zona más superficial.

Fig 104 Esquema de perforación con circulación inversa de lodos

En esta fase, se utilizó lodo de base agua con algo de bentonita y un aditivo LCM (leakage control material) para el control de pérdidas. La fase de perforación con circulación directa de lodos, empleada desde los 600 m hasta los 1.600 m en los que finalizó la perforación de ambos pozos es el sistema clásico utilizado en la perforación de pozos profundos. El lodo se inyecta por el interior de la sarta de perforación y se circula por afuera de ésta por el espacio anular formado por la tubería de perforación y la pared del pozo. Se requiere de la utilización de un lodo adecuado y que cumpla las siguientes funciones: refrigerar el tricono, recuperar los ripios de perforación, mantener las paredes del pozo evitando su derrumbe y actuar como primera barrera de contención de escapes de los fluidos presentes en las formaciones atravesadas.

Fig 105 Esquema de perforación con circulación directa de lodos

En esta fase se utilizó un gel polímero de base agua formado por los siguientes componentes:

- Bentonita (arcilla plástica de motmorillonita Na y silicato de Al hidratado) para aumentar la densidad y viscosidad
- Carbonato cálcico para aumentar la densidad

- CMC (Carboxy Methyl Cellulose) para control filtrado y de viscosidad
- Sosa cáustica (NaOH) para control del pH y alcalinidad
- Na_2CO_3 para aumentar pH y densidad
- New-Drill (Dry polymer) para encapsular las arcillas y, a su vez, como reductor de fricción y viscosidad
- Viscopon (espesante de emulsión inversa y agente de control reológico)
- Intasol (antiespumante)

El lodo de perforación tenía las siguientes características:

- Densidad entre 1,01 y 1,09 g/cm³
- Viscosidad Funnel entre 41 – 48 seg
- Viscosidad aparente entre 14 – 21 cp
- Yield Point entre 10 y 18 lbs/100 ft²
- pH entre 9 y 10
- Espesor cake de 0,5 mm

Previamente al inicio de esta fase de perforación se precisa colocar el sistema de protección BOP (blowout preventer) contra posibles erupciones de gases de reservorio, para lo cual se deben realizar las siguientes instalaciones en la cabeza de pozo:

- Placa base o “casing head” (16”- 960 psi WP), a la que se suelda la primera tubería de revestimiento (conductor) de 20” y se cuelga la tubería de 13 3/8”
- “Casing spool” (16”- 1000 psi WP por 13 5/8”- 5000 psi WP) del que se cuelga la tubería de 9 5/8” y en su parte inferior se sella sobre el 13 3/8”, con dos salidas laterales de 2 1/16”-5000 psi WP
- “Tubing spool” (13 5/8”- 5000 psi WP por 11”-5000 psi WP) del que irá colgado el tubing de completación mediante un “tubing hanger” y en su parte inferior se sella sobre el 9 5/8”, con dos salidas laterales de 2 1/16”-5000 psi WP

En las fotografías adjuntas se muestra el montaje de la cabeza de pozo, sobre la que se instalará el BOP durante la fase de perforación con circulación directa de lodos.

Casings 20"; 13 3/8" y 9 5/8"

Placa base, casing & tubing spools

Fig 106 Montaje de cabeza de pozo y BOP en Pozo HA Hontomín TDP. Cortesía de CIUDEN

El equipo de perforación y auxiliares empleados en los trabajos descritos presentan limitaciones respecto a los equipos de perforación petroleros, mediante el desarrollo tecnológico adecuado se conseguiría alcanzar profundidades de hasta 2.500 m con una eficiencia en costes claramente competitiva en relación a la técnica de perforación profunda tradicional. Los principales factores a estudiar al respecto serían los siguientes:

- Optimización de la altura del equipo que permita una mayor eficiencia en lo referente a los tiempos de montaje y desmontaje del varillaje de perforación y otros componentes de la sarta de perforación y maniobra
- Aumento de la capacidad de tiro tanto de la cabeza de inyección, como del cabrestante auxiliar, que permitan un aumento de la profundidad de perforación
- Diseño de un sistema de elevación del equipo de perforación para el uso de un BOP adecuado a grandes profundidades de perforación
- Mejora de la capacidad del equipo de bombeo de lodos, así como de los equipos de preparación y regeneración del mismo.
- Implantación de un sistema de control electrónico de los parámetros de control de la operación.
- Incorporar los equipos de well logging propios para almacenamiento de CO₂

En la figura 107 se muestra las curvas de eficiencia de la perforación profundidad/tiempo para el pozo HI. La línea roja indica la evolución de las maniobras previstas en relación al tiempo necesario para la ejecución del pozo, mientras que la línea negra refleja la verdadera evolución de los trabajos.

Fig 107 Curva eficiencia profundidad vs tiempo del pozo inyector HI. Cortesía de CIUDEN

La estimación de ejecución de los trabajos para la perforación y completación básica de estos pozos (sin colocación de instrumentación profunda) se estima en torno a los 110 días, considerando 3 relevos de trabajo diarios (8 horas por relevo) y siete días laborables por semana. Los retrasos acumulados respecto a la planificación prevista oscilaron entre 20-30 días por pozo por diversas causas. En las figuras adjuntas se puede observar la distribución de tiempos en la perforación del pozo HA, incluyendo las labores posteriores a la finalización de la perforación y completación básica.

Sondeo H-A: Análisis de Tiempos

Tabla 12 Análisis de tiempos de la perforación del sondeo HA. Cortesía de CIUDEN

Los retrasos en la ejecución de los pozos están en rangos admisibles y la distribución de tiempos indica un alto grado de eficiencia en la perforación. Lo cual refleja el éxito de la aplicación de la técnica minera para la ejecución de estas perforaciones profundas.

La aplicación de esta técnica condiciona el diseño y control de las estrategias de inyección ya que los diámetros de perforación están limitados con el estado de desarrollo actual a valores próximos a 8 ½" y completaciones de casing y liner de diámetros exteriores en torno a 7". Con estas limitaciones es necesario realizar un estudio detallado de los diámetros de los tubing de inyección y observación a instalar, al igual que de la instrumentación profunda precisa para realizar la monitorización de la inyección y el seguimiento de la migración de la pluma. En los próximos apartados abordaré estos temas.

4.1.2.-TÉCNICAS DE COMPLETACIÓN

A continuación se realizará un análisis de las técnicas y componentes básicos de la completación de pozos perforados con equipos ligeros, y destinados a la inyección y monitorización de la migración de CO₂ de acuerdo a la experiencia adquirida en la construcción de la Planta Piloto de Hontomín, haciendo hincapié en todas aquellas características singulares de las completaciones para el desarrollo de distintas estrategias de inyección de CO₂. En este apartado se analizarán los equipos de instrumentación profunda precisos para realizar las campañas de caracterización hidráulica que servirán de base al diseño de las estrategias de inyección, y que facilitarán la información precisa para realizar el seguimiento y control de la operación de una planta de almacenamiento geológico de CO₂.

4.1.2.1.-CASINGS, LINERS Y TÉCNICAS DE CEMENTACIÓN

Los distintos encamisados metálicos que deben colocarse y cementarse en las distintas fases de la perforación de un pozo profundo en un almacenamiento de CO₂ reciben la denominación de "casing" si estos llegan hasta la superficie en el antepozo o "liner" si por el contrario el final de dicho encamisado se sitúa en el interior del pozo al que completa y por lo tanto no llega hasta

la superficie. En la figura adjunta se muestran completaciones formadas únicamente por casings o combinaciones de casings y liners.

Fig 108 Completaciones de pozos con casings y liners

La cementación de los casings y liners, técnica que se explicará más adelante, es una operación compleja que requiere de un proceso singular. En el caso de la colocación y cementación de los liners, las maniobras se complican ya que no existe la posibilidad de contrastar visualmente el grado de cementación del anular entre el encamisado metálico y el terreno, razón por la cual únicamente en casos estrictamente necesarios se optará durante el diseño de los pozos por este tipo de completación. Normalmente la razón que induce a tomar esta decisión es la necesidad de espacio anular, en la parte superior del pozo completado, entre el tubing y el interior del casing, como suele ser el caso de los pozos destinados a la inyección y el monitoreo de la pluma de CO₂.

Por lo que respecta a la naturaleza de los casings y liners en este tipo de reservorios, las completaciones metálicas son normalmente de acero. Siempre que no existan condicionantes singulares por la naturaleza de los terrenos y aguas del complejo geológico, se optará por aceros convencionales al carbono, excepto en las partes de las completaciones que atraviesen las formaciones localizadas al muro del último sello del almacén, utilizándose en estos tramos aleaciones de acero y cromo que faciliten su resistencia al ataque de una salmuera con dióxido de carbono disuelto. Los que suelen encontrarse en el mercado son los siguientes:

- 3% Cromo
- 9% Cromo-1% Molibdeno
- 13% Cromo
- Duplex y Superduplex

La ejecución de una cementación adecuada de casings y liners es fundamental para evitar posibles fugas de dióxido de carbono a través del trasdosado existente entre las paredes del pozo y los respectivos encamisados metálicos por una mala ejecución. Las completaciones que se colocan “a techo” de las formaciones almacén (formaciones superiores y sello) deben inyectarse con una lechada fabricada con cemento tipo 52,5 N/SR (fraguado normal y sulfuresistente), y en el caso de la cementación de las completaciones que se localicen en la formación almacén deberá utilizarse un cemento resistente a la disolución de CO₂ con salmuera. Existen diversas marcas comerciales de este tipo de cementos, en todo caso deberá exigirse que sea de base klinker con adiciones de escoria, ceniza volante y yeso.

Como se ha hecho referencia previamente, la operación de cementación no es sencilla ya que los espacios libres existentes entre las paredes exteriores de casings y liners y la pared interior del taladro no son muy amplios y con presencia de obstáculos como son los centradores utilizados durante la colocación de los mismos, la existencia de un lodo de perforación que ha creado una capa alrededor del perímetro interior del pozo o “cake” que debe ser eliminada por el empuje de la lechada y la necesidad de llenar adecuadamente el espacio anular descrito. Estas actividades dan una idea de la complejidad de la maniobra, la cual se complica aún más si la completación es de tipo “liner”, en la que su parte final no llega a la superficie y no permite la comprobación visual del rebose de la lechada que indique un posible nivel de llenado aceptable. En la figura 109 se refleja el proceso de cementación de un casing.

Fig 109 Cementación de un casing

En el esquema de la figura 110 se refleja el proceso de cementación de un liner, completación típica de pozos perforados con técnica minera e instrumentados para inyección y monitoreo de CO₂. Como puede observarse la diferencia con el procedimiento de cementación de un casing radica en que al no poder observarse directamente la salida de la lechada entre el final de esta completación y la sujeción de la misma (liner hanger), es preciso invertir el sentido de inyección

del lodo de perforación y comprobar en superficie si existen restos de cementación que indiquen que se puede haber realizado dicha operación de forma adecuada.

Fig 110 Cementación de un liner

Posteriormente a haberse ejecutado la cementación y una vez se haya permitido endurecer la lechada inyectada, se debe realizar un ensayo de control de llenado del trasdosado entre la completación y la pared interior del sondeo perforado conocido como CBL (Cement Bond Logs).

Analicemos a continuación los tipos de tubings, cabezas de pozo y Xmas tree compatibles con los casing y liners montados y con la instrumentación profunda.

4.1.2.2.-TUBINGS, CABEZAS DE POZO Y ACCESORIOS

El tubing colocado en el pozo de inyección debe de ser de acero aleado con cromo, siendo recomendable que la calidad sea del tipo dúplex o superduplex, como es nuestro caso, ya que a través del mismo se realizarán inyecciones de CO_2 y salmuera indistintamente. Los diámetros tanto interior (ID) como exterior (OD) se diseñaron para el caudal nominal de inyección y con la limitación fijada por el espacio anular entre las parades interiores de casing y liner y la del exterior del propio tubing. Este espacio es necesario para instalar el cableado de la instrumentación profunda, como veremos posteriormente.

La parte superior del tubing se acopló a través de un “tubing hanger” con la cabeza de pozo y el xmas tree de inyección, mientras que la parte inferior se ancló al final del liner mediante un obturador o packer hidráulico. Se instalaron a lo largo de la longitud del tubing distintos accesorios en función de los trabajos de pozo previstos, siendo los más comunes los colgadores

o “nipples” utilizables para colocar distintos elementos desde el exterior mediante trabajos de slick line, como son los estrangulamientos o “chokes”, válvulas, elementos de cierre, cestas, etc. Otros elementos típicos de los tubings monstados en el pozo de inyección de Hontomín son las juntas de unión que deben acoplarse al elemento principal con una grasa lubricante con especificaciones API, y realizado el par de apriete de acuerdo a una técnica especial por tratarse de un acero aleado con cromo. Se completó el montaje de este tubing con uniones tipo cross over y side pocket mandrels, para realizar la extracción de mezclas de salmuera y dióxido de carbono mediante técnicas air-lift, entre otros. En la imagen de la figura 112 se puede observar la completación final del pozo de inyección de la planta piloto de Hontomín con sus diferentes accesorios, y las soluciones adoptadas de colocación del liner a partir de los 500 m de profundidad y del tubing telescópico para conseguir montar la instrumentación necesaria.

Un accesorio básico para fijar el tubing en su parte inferior al liner que se colocó en la zona superior de la parte del pozo abierto conocida como “open hole”, es el obturador o “packer” que debido a las presiones que se prevén alcanzar durante la inyección es de tipo hidráulico. Éste permitirá el paso a través de su anular interior del tubing, y anclará éste con el final de la completación cementada del pozo. En la imagen adjunta se pueden identificar los componentes del packer instalado en el pozo de inyección HI.

HALLIBURTON Engineering Data Sheet		
EQUIPMENT MATERIAL NO.: 10202561		
P/N: RCH1729-32.2 3/8 API-EU K 2 3/8-4.7		
PART NUMBER: 8120H07302		
DESIGN SPECIFICATIONS		
	English	Metric Conversion if applicable
CADING SIZE	7	
WEIGHT RANGE	26 TO 32 pounds/lb	379 TO 467 lbs
MAXIMUM OD	5.842 inch	150.876 mm
PRIMARY MINIMUM ID	1.622 inch	48.788 mm
SECONDARY MINIMUM ID	1.622 inch	48.788 mm
LENGTH	96.65 inch	235.871 cm
MATERIAL	13% CHROME	
MATERIAL YIELD STRENGTH MIN	8000 pounds/sq. inch	551587 kPa
ELEMENT MATERIAL	NITRILE RUBBER	
O-RING MATERIAL	NITRILE RUBBER	
TOP PRIMARY THREAD	2 3/8 API-EU	
BOTTOM PRIMARY THREAD	2 3/8-4.75 API-EU	
CONNECTION TYPE (PRIMARY)	BOX-PIN	
TOP SECONDARY THREAD	2 3/8 API-EU	
BOTTOM SECONDARY THREAD	2 3/8-4.75 API-EU	
CONNECTION TYPE (SECONDARY)	BOX-PIN	
PRIMARY LATCH TYPE	THREAD	
SECONDARY LATCH TYPE	THREAD	
TEMPERATURE RATING	40 TO 275 Deg. F	4 TO 135 Deg. C
SERVICE	CO2	
SERVICE REMARK	H2S AND/OR CO2 SERVICE BACKS ON CO2 TIGHTER JOINTS USE SPECIFIC JOINT GREASE API CATIONIC MIST BR REVIEW FOR SPECIFIC ENVIRONMENTAL COMPATIBILITY	
PRESSURE RATING	5000/5000 pounds/sq. inch	3447.4/3447.4 kPa
PRESSURE RATING REMARK	5000 ABOVE 5000 BELOW	
BURST PRESSURE (CALC)	5950/11200 pounds/sq. inch	41324.7/77221 kPa
BURST PRESSURE (CALC) REMARK	5950 (PRIMARY THINNEST SECTION OF COLLAPSE) 11200 (SECONDARY 2 3/8-4.7 API-EU)	
COLLAPSE PRESSURE (CALC)	5950/11500 pounds/sq. inch	41324.7/8036 kPa
COLLAPSE PRESSURE (CALC) REMARK	5950 (PRIMARY THINNEST)	

Fig 111 Packer Hidráulico.Cortesía de Halliburton

Fig 112 Completación pozo de Inyección HI. Cortesía de CIUDEN

El tubing instalado en el pozo de observación es de fibra de vidrio, ya que no se ha previsto su uso como pozo inyector en un futuro y en el que se utilizarán electrodos para realizar tomografía cross hole entre pozos o como fuente emisora de técnicas CSEM.

Al igual que ocurre con el tubing del pozo de inyección, los diámetros interior (ID) y exterior (OD) se han dimensionado para posibles operaciones de wire line a realizar en el mismo y para el montaje de las instalaciones de instrumentación en dicho pozo. La parte superior del tubing se acopló a través de un “tubing hanger” con la cabeza de pozo y el xmas tree de monitorización, mientras que la parte inferior se ancló al final del liner mediante un obturador o packer neumático. Al igual que ocurría en el caso del pozo de inyección se montaron una serie de accesorios y piezas complementarias sobre el propio tubing. Para el tubing de fibra de vidrio se debe prestar especial atención a la elección de las piezas de acoplamiento con el tubing hanger y la cabeza de pozo, con el mandrel del packer en profundidad y con otros elementos metálicos, definiendo claramente el proceso de ensamblaje entre piezas (roscados, lubricantes y pares de apriete). En la tabla adjunta se pueden encontrar las principales características de un tubing de fibra de vidrio utilizado en el pozo de observación HA.

API THREADED SIZE - inches		1 1/2	2 1/2	2 7/8	3 1/2	4
Thread Type*		EUE 10rd	EUE 8rd	EUE 8rd	EUE 8rd	EUE 8rd
Thread Length - in (mm)		2.35 (59.9)	2.94 (74.7)	3.25 (82.6)	3.50 (88.9)	4.00 (101.6)
Make-Up Length Loss - in (mm)		2.05 (52.4)	2.55 (65.1)	2.55 (73.0)	3.13 (79.4)	3.88 (98.4)
Make-Up Torque - Ft. Lbs. (mm)		125 (17.0)	150 (20.4)	185 (25.2)	225 (30.6)	700 (37.4)
	• Optimum					
	• Minimum	100 (13.6)	125 (17.0)	150 (20.4)	175 (23.8)	475 (30.6)
	• Maximum	175 (23.8)	225 (30.6)	250 (34.0)	300 (40.8)	825 (51.0)
Recommended Make-Up Tool		No. 5 Strap				No. 11 Strap
Pin Upset O.D. - in (mm)		2.15 (54.6)	2.60 (66.0)	3.10 (78.7)	3.75 (95.3)	4.25 (108.3)
Handling Tools						
Elevators T & C (Shoulder Type) - in. #		2 5/8	2 7/8	3 1/2	4 1/2	4 1/2
Elevators U (Slip Type)*		MVT	MVT	MVT	VT	VT
Floor Slips (Standard Type) - in. #		1 1/2	2 1/2	2 7/8	3 1/2	4
Thread Compatibility						
FRP Long vs. Steel Short Form*		6	5	6	6	6
Extra Threads, Front of RSP Rns						
Lubricant Usage (Joints/Gallon)		100	100	100	100	100
Stretch Factor (in./lb. ft)	Series	in (mm)	in (mm)	in (mm)	in (mm)	in (mm)
	1000	---	---	3.77 (95.9)	2.57 (65.2)	1.75 (44.6)
	1500	5.34 (135.6)	3.05 (77.7)	2.85 (72.6)	2.03 (51.5)	1.63 (41.4)
	1750	---	3.05 (77.7)	2.41 (61.3)	1.79 (45.4)	1.24 (31.4)
	2000	5.34 (135.6)	2.75 (69.9)	2.41 (61.3)	1.60 (40.6)	1.21 (30.8)
	2500	3.40 (86.3)	2.18 (55.3)	1.82 (46.3)	1.22 (31.0)	0.95 (24.3)
	3000	3.58 (90.9)	2.01 (51.0)	1.55 (39.6)	1.01 (25.6)	0.82 (20.8)
	3500	2.88 (73.2)	1.79 (45.5)	1.34 (34.0)	---	---
Tensile Ultimate ¹⁰⁰ psi (MPa)		25,000 (172.3)	45,000 (317.1)	55,000 (389.5)	74,000 (510.3)	90,000 (612.4)

Tabla 13 Características de acuerdo a normas API de un tubing de fibra de vidrio. Cortesía de Energy API

En la figura 113 se observa la completación final del pozo de observación de la Planta Piloto de Hontomín. En la misma se pueden observar los packers de tipo neumático que son reversibles, lo que permite su “inflado” y “desinflado”, mediante un gas inerte (normalmente N₂) desde superficie.

Fig 113 Completación pozo de observación HA. Cortesía de CIUDEN

Los opturadores inflables dividen a las formaciones sello y almacén en tres intervalos: sello, almacén superior (calcáreo) y almacén inferior (dolomítico), con el propósito de verificar la transmisividad hidráulica en cada formación, mediante las medidas de sensores de presión y temperatura anclados al tubing de fibra de vidrio.

Por lo que respecta a las cabezas de pozo y en particular a los xmas tree colocados en la parte superior de las mismas, presentan diseños distintos para los pozos inyector y de observación,

atendiendo a la necesidad de inyectar CO₂ y salmuera o tratarse únicamente de un dispositivo que mantenga la estanqueidad del pozo y facilite las distintas maniobras previstas en el mismo.

Otro de los factores a tener en cuenta en el diseño de estas piezas son las salidas y entradas de cableado y canalizaciones de la instrumentación prevista para cada pozo. En lo referente al nivel de protección ante sobrepresiones generadas por erupciones subterráneas se fijó en función de las profundidades de ambos pozos y de la presencia de hidrocarburos en el reservorio. El nivel de protección de acuerdo a norma API es de 3.000 psi para pozos de profundidad de 1.600 m. El material con el que se fabricaron el cuerpo y válvulas de los xmas tree dependen del uso previsto, en el caso del pozo inyector es acero aleado al cromo.

En las fotografías de las figuras 114 y 115 se pueden ver los xmas trees del pozo de inyección HI y del pozo de observación HA diseñados por el equipo técnico de CIUDEN. Tanto en un caso como en el otro, la unión a las cabezas de pozo es a través de dos válvulas colocadas a modo de seguridad, de tal forma que si fuese necesario desmontar el xmas tree la válvula inferior siempre estaría cerrada protegiendo de posibles erupciones subterráneas. En el caso del xmas tree del pozo de inyección existes dos válvulas laterales para controlar la entrada de CO₂ y salmuera cada una de ellas y una válvula superior para facilitar el montaje de un BOP u otro dispositivo necesario para realizar trabajos seguros en el interior del pozo. En el pozo de observación existe una válvula lateral que controla el acceso a una línea de extracción de fluidos profundos y una válvula superior con el mismo propósito que la que está montada en el pozo inyector.

Fig 114 Xmas Tree Pozo de Inyección. Cortesía de CIUDEN

Fig 115 Xmas Tree Pozo de observación. Cortesía de.CIUDEN

En la imagen de la figura 115 se puede comprobar el montaje en el pozo de observación del tubing hanger, acoplado a un tubing de fibra de vidrio, y los distintos cableados que pasan a través del mismo hacia el casing spool de la cabeza de pozo sobre la que se monta el xmas tree.

La perforación con técnica minera es más eficiente que las técnicas del sector de hidrocarburos, pero su estado de desarrollo actual presenta limitaciones que condicionan aún más la compleja y difícil instalación de la instrumentación profunda que abordaré en el próximo apartado.

4.1.3.-INSTRUMENTACIÓN PROFUNDA

La instrumentación profunda colocada en distintas zonas de la completación de los pozos es fundamental para adquirir la información precisa durante la caracterización hidráulica del par sello-almacén, para realizar la monitorización de la migración de la pluma en la fase de inyección y para comprobar el grado de entrapamiento del CO₂ en la fase de monitorización y posterior abandono. Es por tanto una decisión crítica la elección de la instrumentación más adecuada que nos permita diseñar una estrategia de inyección eficiente y segura, y nos facilite el control adecuado de su ejecución.

La elección de los equipos de monitorización que se colocaron en la fase final de completación de los pozos de Hontomín obedeció a los objetivos que se perseguían durante la caracterización hidráulica del complejo sello-almacén, a las necesidades operativas y de control de la estrategia de inyección probada y al plan de vigilancia de la concesión.

En la figura 28 se puede observar la instrumentación instalada en los pozos de inyección y observación de la Planta Piloto de Hontomín.

El pozo de inyección HI está equipado con un tubing de acero superduplex anclado al liner mediante un packer hidráulico a la profundidad de 1.433 m MD, por debajo del cual se han instalado dos sensores de presión y temperatura, se ha unido al tubing un dispositivo de medida de temperatura distribuida (DTS) y un dispositivo de medida de respuesta acústica (i DAS), se

han montado en la zona de pozo abierto seis electrodos de grafito (ERT) y un muestreador de fluidos de fondo denominado U-tube.

En el pozo de observación HA se ha montado un tubing de fibra de vidrio anclado al liner mediante tres packers inflables (1275 m, 1379 m and 1497 m MD) que distribuyen la zona de pozo abierto en intervalos de diferente permeabilidad, donde se han instalado 4 sensores de presión y temperatura y 28 electrodos para realizar tomografía cross hole con los instalados en el pozo HI (ERT).

A continuación se realizará una descripción de cada dispositivo, analizando las capacidades requeridas y su aplicación para el diseño y control de estrategias de inyección.

Sensores de Presión y Temperatura

Los medidores híbridos de presión y temperatura se suelen colocar tanto en los pozos de inyección, con el propósito de conocer la evolución de estos parámetros durante la inyección en el reservorio, y en los pozos de observación para analizar su respuesta. Estos dispositivos, dada su condición de instalación permanente, deberán ser lo suficientemente robustos para soportar las condiciones del reservorio con presiones que puedan llegar a las 5.000 psi y temperaturas próximas a los 100 °C en una salmuera de salinidad entre las 30.000 y 90.000 ppm y pH ácido por el efecto de dilución del dióxido de carbono en la misma. Su estanqueidad es fundamental para asegurar la vida útil de los mismos, por lo que es recomendable que los acoplamientos se realicen a través de prensaestopas seguros, como es el caso de los Swagelok ®, y carcasas soldadas sin elastómeros.

Por otro lado, la imposibilidad para retirar los sensores y recalibrarlos, obliga a que este tipo de instrumentación deba presentar un alto grado de fiabilidad y exactitud. El espacio limitado existente entre el tubing y la pared del sondeo completado o en la zona de pozo abierto, hace recomendable que se analicen los acoplamientos de dispositivos existentes en el mercado, al objeto de optimizar el espacio existente y facilitar su montaje y colocación.

En la actualidad existen distintos tipos de tecnologías siendo la más fiable la basada en sensores electrónicos de cuarzo. Las prestaciones que se suelen exigir a estos dispositivos suelen basarse en la norma americana ANSI/ISA-S5.1-1979 sobre terminología de instrumentación. A continuación se muestran las prestaciones de los sensores montados en los pozos de la planta de Hontomín:

- Exactitud +/- 0,02% de la escala completa
- Repetibilidad $\leq$ 0,01% de la escala completa
- Resolución en presión 0,01 psi
- Exactitud en temperatura +/- 0.5°C
- Rango Temperaturas 25°C a 125°C
- Frecuencia de muestreo cada segundo

Fig 116.- Sensor PT Ranger Gauge. Cortesía de World Sensing

Dispositivo de medida de temperatura distribuida

La temperatura y la presión son los dos parámetros que definen el estado de inyección del dióxido de carbono. El gradiente geotérmico del complejo sello-almacén y la variación de la presión por efecto de la columna hidrostática en el tubing, facilitan que a lo largo del mismo se puedan producir cambios de fase que deben ser controlados durante la caracterización del reservorio y la operación de la planta.

Los cambios de presión pueden determinarse mediante el control de este parámetro en la cabeza del pozo, a través de la monitorización de las instalaciones asociadas a la operación, y en fondo de pozo mediante la instrumentación específica descrita anteriormente. Es por tanto necesario disponer de un dispositivo para el control de la evolución de la temperatura a lo largo del tubing durante la inyección, que facilite información que podamos correlacionar con la evolución de la presión y la temperatura en zonas puntuales del pozo.

Existen distintas soluciones comerciales para conseguir el control previsto, siendo la basada en sensores de medición de temperatura a través de fibra óptica la que mejor se adapta a las exigencias de montaje durante la fase final de la completación y con fiabilidad suficiente en la toma y transmisión de datos. Estos dispositivos están formados por los siguientes elementos:

- Cable de fibra óptica con sensores T distribuidos a lo largo de su longitud
- Accesorios de montaje (cabeza de pozo, completación y fondo)
- Acoplamiento en superficie
- Equipos de sala de control
- Software específico

En la figura adjunta se pueden observar los distintos componentes de la solución comercial que aporta la compañía Silixa Ltd (*Mondano 2011*), proveedor especialista de instalaciones permanentes de control geofísico en pozos basadas en fibra óptica, montada en el pozo de inyección de Hontomín.

Fig 117 Distributed Temperature System (DTS). Cortesía de Silixa ltd

Las prestaciones mínimas que debe aportar una solución de control de temperatura a lo largo del tubing de un pozo inyector para permitir la caracterización hidráulica de un reservorio, el diseño y control de estrategias de inyección en reservorios fracturados son las siguientes:

Longitud de medida	0-3 Km
Rango de temperaturas	0-150°C
Tolerancia de medida	+/- 0,5°C
Precisión medida	$\leq 0,1^{\circ}\text{C}$
Espaciado toma de datos	0,1 m

Tabla 14 Control de temperatura en el tubing de inyección

Se debe comprobar la precisión de medida del dispositivo en función del tiempo de respuesta del muestreo, al objeto de ajustar esta información con los requisitos del código informático utilizado para desarrollar el modelo dinámico del reservorio. En el caso de la gráfica que se adjunta, el dispositivo tendrá una precisión menor o igual a $0,1^{\circ}\text{C}$ dependiendo de la profundidad a la que queramos realizar la medida y de distintos tiempos de muestreo.

Fig 118 Precisión medida sistema DTS en función de la longitud y tiempo de muestreo (Silixa 2016)

Dispositivo de medida acústica distribuida

De la necesidad que supone el uso de la técnica VSP (vertical seismic profile) para identificar en las primeras fases de inyección las posibles vías preferentes de migración del dióxido de carbono en un medio fracturado y de la conveniencia de disponer de una instalación permanente para la toma de datos sísmicos de forma continua, se infiere la necesidad de montar en los pozos dispositivos innovadores como el iDAS (Milne 2014).

Este equipamiento tiene distintas prestaciones a parte del control sísmico. Al basarse en respuesta acústica transmitida por fibra óptica permite la detección de fugas en casings y liners, optimización del uso de sistemas “air lift” o detección de intrusiones de gas o líquidos a través del opturador de fondo del pozo en el que se haya montado el referido dispositivo.

Los parámetros exigibles a un dispositivo de estas características son los siguientes:

Periodo toma de muestras	1 ms
Espaciado sensores	0,25 m
Longitud de muestra	15 seg (*)

Tabla 15 Parámetros i DAS

En la imagen adjunta se puede comprobar el alto grado de resolución del dispositivo montado en el pozo de inyección de la planta de Hontomín, para medir señales acústicas en función del tiempo de llegada de éstas al dispositivo.

Fig 119 Imagen sísmica obtenida con un dispositivo iDAS. Cortesía de Silixa Ltd

Sistema de muestreo de fluidos en profundidad

Las reacciones del dióxido de carbono disuelto en la salmuera con la matriz rocosa carbonatada y la cementación de la completación con las que está en contacto, al igual que las causadas por las impurezas existentes en el flujo de CO_2 , deben de ser analizados desde un punto de vista geoquímico por lo que se precisa de la toma de muestras de fluidos en las condiciones del reservorio.

Las reacciones y efectos que puede ocasionar la mezcla de dióxido de carbono y salmuera sobre una matriz rocosa carbonatada y la cementación se resumen a continuación:

Tabla 16 Reacciones mezclas CO_2 y salmuera con cementación y carbonatos. EPA 2013

No abundan soluciones comerciales que aporten soluciones, ya que el hecho de tener que tomar muestras de una salmuera con disoluciones de dióxido de carbono, impurezas procedentes de la corriente de CO₂ que se pretende almacenar, componentes de la matriz rocosa y de la propia cementación en condiciones de reservorio no es sencillo, por lo que se precisa de equipos singulares para proceder a la extracción de las referidas muestras.

En el esquema de principio adjunto se refleja el funcionamiento de un sistema de muestreo de fluidos en profundidad, denominado U tuve (Freifeld 2009) montado en el pozo de inyección de la planta de Hontomín. El funcionamiento del dispositivo permite extraer muestras de fluidos multifásicos en condiciones de presión y temperatura de reservorio.

Fig 120 Esquema de U tuve para el muestreo de fluidos en profundidad. (Freifeld 2009)

El principio de funcionamiento de este dispositivo se basa en la impulsión de un gas inerte (N₂), accionando la apertura de una válvula de fondo de la instalación (ball check valve fig 120), colocada por encima del packer que ancla el tubing a la zona final de la completación, facilitando la salida de la muestra de una salmuera sometida a la presión del reservorio a través de una pequeña cánula que comunica el fondo del pozo con el panel de mandos en superficie. En este momento se inyecta de nuevo N₂ por la cánula “drive leg” y se impulsa la muestra de agua de reservorio hasta la superficie a través de la línea “sample leg”, donde se almacena en un recipiente tipo DOT en condiciones de reservorio.

Equipos de tomografía eléctrica

Tal como se explicó en el apartado 3.1.1.2. *Técnicas electromagnéticas*, los métodos CSEM son una clara alternativa a las técnicas de sísmica inducida 2D-3D desde superficie para realizar un seguimiento y control adecuados de la vida de un almacenamiento geológico de CO₂. Es preciso realizar el montaje de fuentes emisoras y receptoras de campos electromagnéticos (electrodos), que permitan realizar las siguientes campañas geofísicas:

- Tomografía eléctrica “cross hole” entre pozos
- Método CSEM en superficie

A diferencia del método LEMAM en el que la fuente emisora (Long Electrode) es el casing de un pozo que llegue hasta la propia formación almacén, el método CSEM en superficie precisa de una fuente emisora colocada en las proximidades de la referida formación y electrodos receptores ubicados en sondeos superficiales. Esta fuente emisora puede ser utilizada en las campañas de tomografía “cross hole”, si se colocan receptores de señal en los pozos circundantes al emisor.

En el esquema adjunto se puede observar la típica disposición de electrodos colocados en la parte inferior de dos pozos para desarrollar tomografía eléctrica “cross hole” entre ambos.

Fig 121 Esquema de instalación Tomografía Eléctrica “Cross Hole”

Las prescripciones exigibles a los electrodos montados en los pozos de la planta de Hontomín son las siguientes:

- Material resistente a las condiciones de salmuera en reservorio. Suelen ser de grafito
- Corriente admisible 15 A
- Voltaje admisible 600 V
- Diámetro de los electrodos entre 1 y 2”
- Presión de trabajo no inferior a 6.000 psi (dependiendo de la profundidad a instalar)
- Temperatura máxima de trabajo 60-80º C
- Cable con encamisado de acero inoxidable y empalmes de seguridad entre éste y los electrodos

La instalación se completó con las cajas de conexión de los cables de comunicación de los electrodos, en el exterior de los pozos, y los cables adaptadores que unen el transmisor y receptor de la referida instalación con la correspondiente caja de conexión.

La técnica de tomografía eléctrica “cross-hole” aportó información relevante sobre la migración de la pluma de CO₂ entre los pozos emisor y receptor, la cual se suele correlacionar con la aportada por las campañas VSP realizadas con dispositivos tipo iDAS.

4.2.-ENSAYOS DE CARACTERIZACIÓN HIDRÁULICA DEL PAR SELLO-ALMACÉN EN EL RESERVORIO DE HONTOMÍN

Una vez que se perforaron los pozos HI y HA empleando técnica minera, con el consiguiente ahorro en costes de perforación/completación y las pertinentes restricciones en el espacio anular entre los tubings de inyección/observación y el encamisado exterior, y se instalaron los dispositivos de instrumentación profunda descritos anteriormente, se realizaron ensayos de caracterización hidráulica que nos permitieron identificar y cuantificar los parámetros para diseñar una estrategia de inyección de acuerdo a estándares industriales de eficiencia y seguridad.

Se analizarán a continuación los ensayos realizados y se discutirán los resultados obtenidos, así como las hipótesis de partida y las conclusiones finales.

4.2.1.-ENSAYOS DURANTE LA FASE DE PERFORACIÓN

Como se explicó el apartado 3.1.3.2 *Ensayos de Campo*, los realizados durante la fase de perforación fueron los siguientes:

- Medida de permeabilidad
- Conectividad entre pozos
- Medida de la presión hidráulica de fractura

A continuación se analizarán los resultados de dichos ensayos.

4.2.1.1.-ENSAYOS PARA DETERMINAR LA PERMEABILIDAD EN POZO ABIERTO

Se desarrolló una campaña de well logging empleando la técnica de televIEWER acústico en ambos pozos, en particular se analizaron las formaciones sello y almacén. Los datos obtenidos de la referida campaña facilitaron información del tipo de fracturas y su distribución (*Collier and Ridder, 1992*). En la figura adjunta se muestra el tipo y distribución de las fracturas en el reservorio.

Fig 122 Imagen del televIEWER del reservorio del pozo HI. Cortesía ICTJA-CSIC 2013

La interpretación de los resultados del pozo de inyección HI sugiere la existencia de un intervalo con alta densidad de fracturación entre los 1.400 y 1.470 m de profundidad en la Formación Sopeña Calcárea. La principal orientación de las fracturas es este-oeste, con buzamientos preferentes hacia el suroeste. Se realizó un estudio de propagación de ondas Stoneley y sus resultados sugirieron que las fracturas podrían ser permeables (*Zhao 1994*) al menos en el entorno de los pozos. No se encontraron fracturas importantes en las formaciones sello en esta campaña, hecho que se ha constatado durante los ensayos de inyección en el reservorio dada la ausencia de transmisión de fluidos en dichas formaciones, como revelan las mediciones del sensor P/T instalado a la profundidad de 1.278 m (Lias Margoso) en el pozo HA y la ausencia de CO₂ en los acuíferos someros.

Se llevaron a cabo ensayos para determinar la permeabilidad de las formaciones, siguiendo el procedimiento descrito en el apartado 3.1.3.2. *Ensayos de campo*. Se analizaron distintas partes del pozo abierto al objeto de identificar el área del almacén donde existiesen condiciones más favorables para la inyección de CO₂. Se ejecutaron un total de 5 ensayos inyectando salmuera en el pozo de observación HA, con los resultados que se muestran en la tabla 17. Los intervalos en profundidad corresponden con tramos del pozo abierto en los que se instaló el dispositivo de inyección de doble packer de la figura 83 para realizar distintos ensayos (*Ortiz et al 2015*).

Número de ensayo	Intervalos (m)	Periodo de inyección(h)	Periodo de fall off (h)
1	1530 a 1580	8 h en total	
2	1501 a 1529.8	11.5	11.5
3	1472 a 1500.8	5	13
4	1439.1 a 1467.9	9	12
5	1414.2 a 1580	8.5	24

Tabla 17 Ensayos de permeabilidad en pozo HA (de Dios et al 2017)

En la tabla 18 se muestran los resultados de los ensayos de inyección en periodos entre las 5 y las 11,5 horas dependiendo de las presiones hidrostáticas de cada formación y las correspondientes densidades de fluidos, la profundidad a la que se montó el transmisor de presión y la temperatura de cada zona estudiada. Los datos corresponden con la inyección de una salmuera artificial de salinidad 30.000 ppm equivalentes de NaCl, que corresponden con el valor de la salinidad del agua de reservorio, en las diferentes zonas estudiadas en el pozo HA y que se reflejan en la referida tabla.

La interpretación de los resultados se realizó con un código analítico para simular los efectos de la inyección en las proximidades del pozo (Saphir™, Kappa) y los resultados son la transmisividad (Kh), permeabilidad (K) y factor skin (S). Quedémonos por el momento con los resultados aportados por el modelo de doble permeabilidad, más adelante se discutirá en profundidad la modelización necesaria para simular el comportamiento de un reservorio con permeabilidad preferencial a través de las fracturas.

Intervalo de estudio (m)	Longitud (m)	Presión (barg)	Profundidad transmisor (MD)	Presión/Profundidad (barg/m)	Temperatura (°C)	K·h (mD·m)	K (mD)	S
1530-1580	50	-	1530	-	46.5	-	-	-
1501-1529.8	25.8	141.2	1501	0.0941	45.8	0.18	0.0225	-1
1472-1500.8	28.8	138.6	1472	0.0942	44.8	1.43	0.286	0.4
1439.1-1467.9	28.8	135.4	1439.1	0.0941	43.9	0.95	0.063	9.8
1414.2-1580	165.8	132.5	1414.2	0.0938	43.3	24.23	0.866	1

Tabla 18 Resultados de ensayos de permeabilidad

Los valores de permeabilidad en el rango entre los 0,063 y 0,286 mD corresponden al intervalo en profundidad entre los 1.439,1 y 1.500,8 m de la Formación Sopeña Calcárea, como zona más adecuada para inyectar CO₂. Estos resultados son coherentes con la información aportada por el televIEWER. Los resultados de los valores de permeabilidad y transmisividad correspondientes al quinto ensayo corresponden a toda la longitud del pozo abierto.

Los resultados de los ensayos de permeabilidad en pozo abierto confirman una baja inyectabilidad en el reservorio de Hontomín, siendo éste el gran reto al que se tuvo que enfrentar el equipo técnico de CIUDEN. En los próximos apartados se analizarán los ensayos que pretenden verificar estos resultados preliminares y la búsqueda de soluciones para mejorar la inyectabilidad en el almacén de Hontomín.

4.2.1.2.-ENSAYOS DE CONECTIVIDAD ENTRE POZOS

Se procedió a desarrollar dos ensayos de conectividad entre pozos como el descrito en el apartado 3.1.3.2 *Ensayos de Campo*. Como se ha explicado anteriormente el propósito de estos ensayos es confirmar la ubicación de los pozos HI y HA, separados 50 m, en el mismo bloque geológico con transmisividad hidráulica.

En el primer ensayo en un periodo de 5 horas se procedió a inyectar un incremento de caudal desde los 2 hasta los 120 kg/min en el pozo de inyección HI, como se muestra en el gráfico superior de la figura 123. Posteriormente se procedió a inyectar pulsos de 60 minutos de duración seguidos de otros 60 minutos de periodo de recuperación o fall off.

Como se puede observar en la gráfica inferior de la figura 123 en la que se refleja la evolución de la presión en fondo del pozo inyector, ésta es sinusoidal durante las primeras 5 horas, lo cual es achacable a los efectos producidos por la apertura y cierre de las fracturas y a los fenómenos de dilatación que genera la inyección.

Los trenes de pulsos de inyección posteriores en este pozo tienen su respuesta rápida en el pozo de observación, en un intervalo de tiempo de 1200 segundos como se observa en la gráfica central de la figura 123, lo que confirma una transmisividad del fluido prioritariamente a través

de fracturas. La migración del fluido por la porosidad de la matriz implicaría tiempos de respuesta muy superiores, con órdenes de magnitud de días.

Fig 123 Resultados del 1^{er} ensayo de conectividad entre pozos

Posteriormente se inyectó salmuera artificial como la empleada en el ensayo anterior en el pozo HI y se determinó de nuevo el grado de correlación entre la presión y caudal inyectados y la evolución de la presión en el pozo de observación como muestran las gráficas de la figura 124. El ensayo se realizó mediante inyecciones de salmuera a caudales de 60, 120 y 180 kg/min. La inyección se llevó a cabo en pulsos de 60 minutos de duración, seguidos de otros 60 minutos de fall off, grabando la respuesta en el pozo de observación.

El esquema de la inyección fue el siguiente:

- Inyección durante una hora (60 kg/min) $WHP_{initial} = 13$ barg; $WHP_{final} = 38$ barg.
- Pozo cerrado durante una hora $WHP_{initial} = 38$ barg; $WHP_{final} = 19$ barg
- Inyección durante una hora (120 kg/min) $WHP_{initial} = 19$ barg; $WHP_{final} = 53$ barg
- Pozo cerrado durante una hora $WHP_{initial} = 53$ barg; $WHP_{final} = 30$ barg
- Inyección durante una hora (180 kg/min) $WHP_{initial} = 30$ barg; $WHP_{final} = 67$ barg
- Pozo cerrado durante una hora $WHP_{initial} = 67$ barg; $WHP_{final} = N/A$.

Fig 124 Resultados del 2º ensayo de conectividad entre pozos

Se corrobora de nuevo la respuesta rápida en el pozo de observación, máxime cuando a las 56 horas se desinfla el packer del dispositivo instalado en el pozo HI y tiene una respuesta inmediata en el pozo HA, como se refleja en los gráficos de la figura 124.

De los resultados de los ensayos para determinar la permeabilidad en pozo abierto y de conectividad entre pozos, sacamos las siguientes conclusiones:

- Se confirma la baja permeabilidad del almacén de acuerdo a los resultados aportados por el modelo analítico radial de doble permeabilidad (Saphir™, Kappa)
- Los ensayos de inyección muestran conectividad hidráulica entre ambos pozos, ya que la presión en el pozo de inyección aumentó y disminuyó en función de que se tratase de un periodo de inyección o de fall off.
- La rápida respuesta en el pozo de observación debida al aumento de presión en el pozo HI, sugiere que la migración de fluidos es preferentemente por la red de fracturas.
- Los periodos de recuperación o fall off son lentos como se puede observar en el gráfico inferior de las figuras 123 y 124, propios de los efectos que producen el cierre de las fracturas ante la falta de presión de inyección y la falta de permeabilidad en la matriz de poros.

Estas premisas se confirmarán con el análisis de los resultados de los ensayos de inyección realizados a escala de laboratorio sobre muestras de la formación almacén y que se discutirán más adelante.

A continuación se exponen los resultados de los ensayos para determinar la presión de fractura hidráulica de las formaciones sello y almacén.

4.2.1.3.-RESULTADOS DE LOS ENSAYOS PARA DETERMINAR LA PRESIÓN DE FRACTURA DE LA FORMACIÓN

Por lo que respecta a los ensayos de Leak off Test (LoT) para determinar la presión que define el umbral de fractura de las formaciones sello y almacén (Zoback, 2010), se han realizado distintos ensayos en ambos pozos durante la fase de perforación con los siguientes valores medios para cada uno de ellos:

- Formación sello 70 barg
- Formación Almacén 60-75 barg

Los resultados de los ensayos realizados durante la perforación de los pozos HI y HA han constatado la baja permeabilidad de la formación almacén, la localización de ambos pozos en un compartimento con transmisividad hidráulica y los valores del ensayo LOT para el sello y reservorio de la Planta Piloto de Hontomín.

En lo referente a la premisa de migración de fluidos preferencial a través de la red de fracturas, debe de ser constatada mediante ensayos a escala de laboratorio que se analizarán a continuación.

La ejecución de distintos tipos de ensayos a escala real inyectando ingentes cantidades de salmuera y CO₂ nos permitirán interpretar los efectos producidos por la inyección en la proximidad de los pozos, lo que los anglosajones denominan “well bore effects”, y si pueden ser extrapolables a un comportamiento generalizado del complejo sello-almacén en el largo plazo.

Este último estudio excede el ámbito de esta tesis doctoral ya que la única forma de realizar este análisis es durante la operación de la planta, y ésta se encuentra actualmente en una fase temprana de inyección.

4.2.2.-ENSAYOS DE INYECCIÓN A ESCALA DE LABORATORIO EN CONDICIONES DE RESERVORIO

Los resultados de baja permeabilidad de la Formación almacén Sopeña y de la aptitud de la Formación Lias Margoso como sello del complejo geológico de Hontomín se constatan también de los resultados de los ensayos petrofísicos de rutina, descritos en el apartado 3.1.3.1. *Ensayos de laboratorio*, como refleja el resumen de la tabla 19:

Formación	Φ_{open} (%)	Superficie Específica (m ² /g)	K Klinkenberg (mD)	R.C.S. (MPa)	Módulo de Young E (GPa)
Lias Margososo(Sello)	2-4	10-15	≤0.001	≥130	15-30
Sopeña Calcáreo (almacén)	0.2-16	0.5-4	≤0.001-0,5	≥180	30-60
Sopeña Dolomítico(almacén)	0.5-12	0.8	≤0.001-0,6	≥190	50-85

Tabla 19 Parámetros petrofísicos de las formaciones sello y almacén

Llama la atención los elevados valores de resistencia a compresión simple de todas las formaciones, y en particular de la formación almacén en la que se han alcanzado valores en el entorno de los 200 MPa. Pese a que los valores de este parámetro para carbonatos en superficie son considerablemente inferiores, existen experiencias sobre carbonatos profundos que han alcanzado estos valores de resistencia.

Por lo que respecta a la formación sello, el valor de resistencia a compresión simple es elevado para una formación margosa. En este caso, se debe considerar el alto grado de carbonatación de las margas del Lias que ha alcanzado valores próximos al 50%.

En lo referente a los valores del módulo de Young, la formación almacén presenta valores que denotan una deformación frágil de la estructura. En el caso de la formación sello el valor de este parámetro es el propio de una formación más elástica que sugiere deformaciones dúctiles.

Esta rápida interpretación de los valores geomecánicos de las formaciones sello y almacén de Hontomín justificaría la disposición del domo trampa existente en la zona, en el que el almacén estaría fuertemente fracturado y que dichas fracturas no deberían afectar de manera tan severa a la formación sello, sin existir continuidad entre ambas familias como se refleja en la figura 125.

Fig 125 Estructura trampa de Hontomín

Los ensayos de porosimetría de mercurio aportan en general datos muy bajos próximos al 2%, excepto algunas excepciones, con distribuciones de garganta de poro menores de 1 micra. Para el caso de la formación sello principal este resultado es positivo ya que denota que la formación es poco porosa, y por lo tanto impermeable, como veremos a continuación.

En la figura 126 se muestra el resultado de volumen en relación a presión de inyección, siguiendo el método descrito en el apartado 3.1.3.1.2. *Ensayos petrofísicos de rutina*, para muestras del Lias Margoso.

Fig 126 Ensayo de porosimetría de mercurio volumen vs presión formación sello principal. Cortesía IPf

Como muestran las gráficas de las distintas muestras ensayadas, los volúmenes inyectados son en general bastante bajos, excepto en la muestra nº 3, para presiones de inyección próximas a los 90.000 psi.

Por lo que respecta a la distribución de los radios de garganta de poro, la gráfica adjunta muestra valores bajos de este parámetro para muestras del sello principal.

Fig 127 Distribuciones de garganta de poro en la formación sello principal. Cortesía de IPf

Por lo expuesto anteriormente, el Lias Margoso tiene características de formación sello. Para validar su aptitud será necesario realizar ensayos de inyección a escala real.

En lo referente a los ensayos realizados sobre muestras de la formación almacén, en la figura 128 se representan los resultados del volumen inyectado en función de la presión de inyección. Al igual que ocurrió en el caso de las muestras de la formación sello principal los volúmenes inyectados han sido en general muy bajos.

Fig 128 Ensayo de porosimetría de mercurio volumen vs presión formación almacén. Cortesía IPf

Los resultados del análisis de los radios de garganta de poro para muestras de esta formación reflejan valores también muy bajos como se muestra en la gráfica de la figura 129.

Fig 129 Distribuciones de garganta de poro en la formación almacén. Cortesía de IPf

La interpretación de los resultados de los ensayos de permeabilidad en pozo abierto, conectividad entre pozos y de los ensayos petrofísicos de rutina llevados a cabo en laboratorio demuestra que la Formación Sopeña presenta muy baja permeabilidad en su matriz porosa de alta resistencia.

Basándonos en los resultados aportados por el televiwer y las características de una roca muy dura pero frágil, deberemos estudiar los efectos que produce la inyección en la red de fracturas como solución más adecuada para comprobar el comportamiento de este almacén.

Se decidió realizar ensayos ATAP, como el descrito en el apartado 3.1.3.1.3. *Ensayos de inyección en condiciones de reservorio*, para comprobar el comportamiento de la red de fracturas en la parte superior de la Formación Sopeña (calcárea) por la inyección de mezclas de

CO₂ y salmuera, y en particular los efectos hidromecánicos y geoquímicos que se pudieran producir.

Las condiciones de los referidos ensayos se muestran en la siguiente tabla (Valle 2014).

Presión de inyección (barg)	75 (fase líquida WHP)
Presión de confinamiento(barg)	135-141 (de acuerdo a resultados de well logging)
Temperatura (°C)	45 (de acuerdo a resultados de well logging)
Mezclas CO ₂ –salmuera	(0.5 cm ³ /min +0.5 cm ³ /min) and (1 cm ³ /min +1 cm ³ /min)
Caudal (cm ³ /min)	1-2
Periodo de ensayo	20 days

Tabla 20 Condiciones del ensayo ATAP sobre muestras de la Formación Sopeña Calcárea

Las propiedades de las muestras analizadas se reflejan en la tabla 21. En general, las condiciones de porosidad primaria y permeabilidad son muy bajas, la mayor parte de las gargantas *tienen* un radio menor de 0.5 micras, entre el 83% y el 97% de los radios de las distintas muestras ensayadas, abundando la microporosidad (valores por encima del 80%) y prácticamente no hay mesoporosidad.

Sample ID	Depth (m)	Weight (g)	Lenght (mm)	Diameter (mm)	Total Volume (cm ³)	Solid Volume (cm ³)	Pore Volume (cm ³)	Pore volume (%)	Density (g/cm ³)	Kg (mD)	KI (mD)
HA5	1525.73	230.389	74.06	37.82	83.20	81.29	1.91	2.3	2.83	-	-
HA10	1443.84	213.833	72.11	38.02	81.85	76.89	4.96	6.1	2.78	0.011	0.006

Tabla 21 Parámetros de porosidad y permeabilidad de las muestras de la F Sopeña. (Valle 2014)

La imagen SEM de la figura 130 refleja la presencia de fracturas en la muestra de la formación almacén.

Fig 130 Fotografía SEM muestra F Sopeña. (Valle 2014)

En la figura 131 se pueden observar los resultados del ensayo de inyectabilidad ATAP, siguiendo el procedimiento descrito en el apartado 3.1.3.1.3. *Ensayos de inyección en condiciones de reservorio*, sobre la muestra de la figura 130.

Fig 131 Resultados ensayo de inyectabilidad ATAP sobre muestra F.Sopeña. (Valle 2014)

La lenta recuperación de la presión durante el periodo de fall off (P_{outlet}) apoya la suposición de que la transmisividad del fluido ha sido a través de fracturas. Por otro lado, teniendo en cuenta que la presión de inyección se ha realizado con valores próximos al LOT de la Formación Sopeña calcárea, se ha podido producir microfracturación que ha incrementado la permeabilidad.

Las imágenes de CT Scanner y SEM de la figura 132 muestran la evolución de la muestra en las etapas de pre y post inyección de una mezcla de 50% CO_2 + 50% salmuera de acuerdo al procedimiento del ensayo ATAP. El aumento de permeabilidad en la red de fracturas que muestran las imágenes deberá ser tenido en cuenta para el diseño de ensayos de campo que mejoren la permeabilidad de la formación almacén

CT Scanner pre-inyección

CT Scanner Post Inyección

SEM pre-inyección

SEM post-inyección

Fig 132 Tomografía previa y posterior a la realización de ensayo ATAP de inyectabilidad (Valle 2014)

En la tomografía scanner de la imagen adjunta se puede observar, comparándola con la realizada previamente al desarrollo del ensayo ATAP, el efecto de la inyección de la mezcla de salmuera y dióxido de carbono sobre los caminos preferentes para la migración del CO_2 a través de las fracturas de la muestra de muy baja permeabilidad en la matriz de poros.

Las imágenes SEM muestran la evolución que ha experimentado en las fases pre y post-inyección ATAP, con la consiguiente alteración de las principales fracturas existentes en la misma.

Se realizaron ensayos de difracción de rayos x sobre las muestras empleadas en los ensayos ATAP (figura 133) para determinar su composición mineralógica, y de cromatografía iónica (tabla 22) para analizar la concentración de iones en el efluente. La principal variación se produjo en la concentración de los iones Cl^- y Na^+ debido al uso de una salmuera sintética, inyectando a las muestras durante los ensayos una concentración constante de 40.000 ppm de NaCl. Por otro lado las concentraciones de SO_4^{2-} , Mg^{2+} y Br^- se han incrementado considerablemente. El principal motivo pudiese achacarse a fenómenos de migración iónica (Talman 2015).

Fig 133 Resultados de RXD sobre una muestra de la Formación Sopeña Calcárea (Kovács 2014)

Liquid sample	Cycle	Cl ⁻	Br ⁻	SO ₄ ²⁻	Na ⁺	K ⁺	Mg ²⁺	Ca ²⁺
1	Brine pre-injection	27,405	0.0	20.0	17,9 50	10.0	5.0	20.0
2	Production post-injection	33,390	10.0	35.0	21,8 85	10.0	22.0	15.0

Tabla 22 Cromatografía de salmuera inyectada y efluente del ensayo ATAP Fm Sopeña

Por lo expuesto anteriormente, la inyección de salmuera y dióxido de carbono en las condiciones descritas permite la apertura de las fracturas en el macizo rocoso de la Formación Sopeña de la Planta Piloto de Hontomín y la posible generación de nuevas fracturas por efectos hidromecánicos y geoquímicos.

La interpretación de los resultados realizados en la fase de perforación de los pozos y a escala de laboratorio corrobora lo siguiente (de Dios et al 2017):

- La formación almacén tiene una baja permeabilidad primaria en su matriz de poros, siendo un carbonato fracturado con mejor transmisividad de fluidos en los estratos de la Formación Sopeña Dolomítica.

- Se ha encontrado un segundo nivel de permeabilidad ($k < 1$ mD) en la red de fracturas del almacén, que en parte se debe a los efectos hidromecánicos producidos por la inyección de fluidos en la red de fracturas.
- Se han producido reacciones geoquímicas en el corto plazo, por interacción de mezclas de salmuera y CO_2 con los rellenos de las fracturas del reservorio carbonatado, probablemente por fenómenos de migración iónica.

En base a los resultados alcanzados en esta fase del estudio se diseñaron ensayos de inyección a escala de planta piloto, con el propósito de mejorar la permeabilidad del almacén y valorar su comportamiento en el corto plazo.

4.2.3.-TIPOLOGÍA DE ENSAYOS DE INYECCIÓN A ESCALA INDUSTRIAL

Considerando estos resultados preliminares y su análisis, se desarrollaron ensayos de campo en Hontomín con el objetivo de identificar rangos de parámetros operativos que nos permitiesen diseñar inyecciones eficientes y seguras y valorar su evolución e influencia en la operación de la planta. Los principales ensayos se han realizado en condiciones de inyección, a diferencia de otros procedimientos empleados en la caracterización hidráulica de otros emplazamientos en los que se emplearon ensayos de producción (*Wiese et al 2010*).

Los principales objetivos de las distintas campañas de caracterización hidráulica llevadas a cabo en Hontomín son los siguientes:

- Identificar la distribución de presiones y temperaturas en el complejo almacén-sello en función de las distintas tasas de inyección.
- Facilitar información para cuantificar el efecto de las distintas tasas de inyección en el comportamiento geomecánico y térmico de la formación.
- Identificar las reacciones geoquímicas asociadas a la inyección de dióxido de carbono en el reservorio y los cambios en la permeabilidad.
- Acotar los límites superior e inferior del intervalo de presiones de inyección del reservorio. Identificar los umbrales de inyección en un macizo con doble permeabilidad, las presiones de fracturación de la formación y de respuesta sísmica.
- Cuantificar el nivel de entrapamiento del reservorio y la influencia de la presencia de impurezas en el flujo de dióxido de carbono inyectado.
- Elaborar un ábaco de inyectabilidad que contemple las condiciones hidráulicas de operación. Analizar su evolución en función de las alteraciones de índole geomecánica, térmica y química identificadas durante la vida del proyecto.
- Facilitar información adicional para la construcción y ajuste del modelo de riesgos.

La variación de las condiciones de inyección en cualquier macizo rocoso que constituya un complejo sello-almacén destinado a albergar CO_2 es un hecho constatable que se debe tener en consideración en el diseño de las estrategias de inyección. Este hecho se hace todavía más patente en reservorios de “doble permeabilidad” en base a los efectos geomecánicos, químicos y térmicos que afectan al comportamiento de las fracturas en el almacén. Por lo tanto, en el modelo dinámico 4D que se asocia a este tipo de reservorios deberán ajustarse los parámetros que condicionan la variabilidad de las condiciones de inyección en función de la cantidad de

dióxido de carbono almacenado, presiones, caudales empleados y reacciones geoquímicas asociadas. Esta circunstancia afectará a las condiciones de operación de la planta industrial, ya que con alta probabilidad éstas serán distintas en función de cada etapa operativa.

El diseño de los procedimientos asociados a las distintas campañas a escala real para la caracterización de un complejo geológico destinado a almacenamiento de dióxido de carbono se realizó en base a los objetivos descritos y a los medios con los que cuenta la planta de Hontomín.

Los siguientes parámetros se consideran indicadores clave para determinar la eficiencia del proceso:

- Presión en cabeza de pozo (WHP).
- Temperatura en cabeza de pozo (WHT).
- Presión en fondo de pozo (BHP).
- Temperatura en fondo de pozo (BHT).
- Temperatura en el tubing de inyección.
- Caudal de salmuera.

Para realizar las mediciones en fondo de pozo se precisa de una instrumentación como la descrita en el apartado 4.1.3.-*Instrumentación profunda*. Por lo que respecta a las necesidades de instalaciones en superficie, se ha de tener en cuenta que en los ensayos a realizar se deberá emplear agua de formación, o salmuera de las mismas características que ésta, y CO₂ de la misma naturaleza que el capturado y en las condiciones de transporte establecidas, con los rangos de presiones y temperaturas siguientes: T=10-20°C y P hasta 150 barg.

Las instalaciones en superficie que se montaron en la Planta Piloto de Hontomín son:

- Instalación de acondicionamiento de aguas
- Instalación de inyección de CO₂

La planta de aguas tendrá un uso complementario a la instalación principal de inyección de CO₂ ya que se precisará inyectar salmuera previamente a la inyección de dióxido de carbono, al objeto de facilitar las condiciones de inyección de acuerdo a los valores de los parámetros de transporte y a una mayor eficiencia de la operación industrial. Este hecho supone inyectar el CO₂ en fase líquida, con densidades próximas a 1 g/cm³ en cabeza de pozo. También se precisa el uso del agua de formación durante las paradas planificadas y/o de emergencia de la instalación, en las que es necesario descargar el dióxido de carbono que llena el tubing colocado entre la cabeza del pozo y la zona de inyección en el fondo.

La referida instalación de aguas cuenta con los siguientes elementos básicos:

- Balsas de almacenamiento
- Equipo de bombeo apto para inyección de salmuera
- Instalación de extracción de agua de formación
- Instrumentación específica para medir caudales, presiones y composición de aguas
- Equipos para la adicción de trazadores
- Sistema de control

En el esquema adjunto se refleja el diagrama PI&D de la planta de acondicionamiento de aguas instalada en el Piloto de Hontomín (Burgos), en el que se pueden observar los distintos componentes básicos de este tipo de instalaciones (*de Dios 2015*)

Fig 134 Esquema de principio de la Planta de Acondicionamiento de Aguas TDP Hontomín. Cortesía de CIUDEN

La planta de inyección de CO_2 permitirá acondicionar el rango del flujo de dióxido de carbono a los valores de presiones y temperaturas que se determinen de acuerdo a los resultados de caracterización del reservorio (de Dios 2015). Esta instalación se diseñó con criterio de flexibilidad, de manera que los distintos modos de operación admisibles sean representativos del espectro más amplio posible de las distintas estrategias de inyección. La instalación puede reproducir condiciones operativas a escala industrial que permiten identificar los principales parámetros de inyección en cabeza de pozo, que se correlacionarán e interpretarán con la respuesta de la instrumentación profunda.

Los principales elementos que forman parte de la instalación de inyección de CO_2 son los siguientes:

- Tanque (s) de almacenamiento temporal
- Equipos de bombeo
- Equipo de acondicionamiento de temperatura
- Instrumentación específica para medir caudales y presiones
- Equipos para la adicción de trazadores
- Valvulería de regulación de control remoto
- Sistema de control

En la figura 135 se puede observar el esquema de principio de la instalación de inyección de dióxido de carbono de la Planta Piloto de Hontomín, diseñada y construida de acuerdo a los criterios descritos.

Fig 135 Esquema de principio de la Planta de Inyección de CO₂ TDP Hontomín. Cortesía de CIUDEN

La metodología para la caracterización del reservorio fracturado de baja permeabilidad en la matriz de poros de Hontomín incluyó una serie de ensayos mediante los cuales fue posible cuantificar los siguientes parámetros:

- Presiones en cabeza/ fondo de pozo y caudales de inyección asociados
- Permeabilidad en direcciones radiales al pozo(s) de inyección
- Capacidad de entrampamiento del complejo sello-almacén
- Variabilidad de la permeabilidad en función de los efectos geomecánicos, térmicos y químicos asociados a la inyección de dióxido de carbono en el almacén.

Por seguridad de la operación, la presión y caudal de inyección deberán estar limitados por el valor que genere una respuesta que sea superior al umbral sísmico admisible (*de Dios et al 2017*). Determinar dicho umbral no es sencillo, ya que se requiere identificar dicho nivel en el entorno de la planta de almacenamiento geológico de dióxido de carbono. La falta de un desarrollo reglamentario al respecto en nuestro país nos obliga a verificar el comportamiento de las formaciones durante la fase de caracterización del reservorio, identificando la sismicidad inducida producida en los distintos ensayos que se realicen y su correlación con los parámetros de inyección asociados.

Otro parámetro que limita las condiciones de inyección es la presión de fracturación del macizo rocoso. Tal como se describió en el apartado 3.1.3.2 *Ensayos de campo* podemos determinar dicha presión a través del ensayo de leak off test (LOT), tratándose de un ensayo relativamente sencillo de realizar durante la fase de perforación y que determina la presión máxima admisible para una formación previamente a fracturarse. La información que nos aporta el LOT debe contrastarse mediante los ensayos que se describirán en el próximo apartado, cuantificando la evolución de las permeabilidades en función de la variación de las presiones, tomando como referencia el referido valor.

Por lo tanto, es uno de los objetivos fundamentales de la caracterización hidráulica del reservorio fijar el límite superior del intervalo de inyección, determinando los valores de los parámetros que corresponden al umbral de respuesta sísmica admisible y de fracturación del macizo rocoso, asumiendo como límite superior de dicho intervalo el menor valor de ambos. El límite inferior lo definirá el binomio presión/caudal correspondiente al umbral de inyectabilidad en la formación almacén, pudiendo aportar información al respecto el ensayo ATAP.

Se operará en el rango del referido intervalo de inyección identificando las presiones en cabeza de pozo, los correspondientes valores en el fondo del mismo y los caudales asociados para cada binomio de presiones. Se representará en forma de ábaco de inyectabilidad y contemplará las posibles condiciones hidráulicas de operación en el almacén.

Esta información es básica para una operación eficiente y segura de la planta de almacenamiento geológico de CO_2 , ya que salvando las diferencias, sería similar a un ábaco de operación de una bomba o un ventilador, por lo que aporta información del modus operandi de la instalación industrial. La gran diferencia con el ábaco de operación de un equipo es que el ábaco de inyectabilidad puede variar sus condiciones de operación con el paso del tiempo en rangos considerables, razón por la cual es fundamental abordar durante la fase de caracterización del reservorio la cuantificación de la variación de la permeabilidad del mismo en función de los efectos geomecánicos, térmicos y químicos asociados a la inyección de dióxido de carbono en el almacén.

La evolución de la transmisividad de fluidos en el reservorio se valorará mediante los siguientes ensayos de inyección a escala real:

- Ensayos realizados en modo control presión
- Ensayos realizados en modo control caudal

La campaña de caracterización se diseñó considerando los objetivos perseguidos en base a las capacidades de la planta. Se contempló el uso de los dos fluidos empleados en los ensayos ATAP, salmuera y CO_2 , en el referido diseño.

Se tomará como referencia para el desarrollo de los distintos ensayos el valor umbral de inyectabilidad (P_i) determinado mediante el ensayo ATAP. Este valor corresponde con el valor de presión mínima que facilita la apertura de las fracturas del macizo rocoso que permite un flujo del fluido a través del entramado de doble permeabilidad. En la formación objeto de estudio la presión de capilaridad en la matriz es tan elevada que el CO_2 fluiría a través de la red de fracturas principalmente, y una vez superado el valor de dicha presión de capilaridad será cuando el CO_2 comenzará a entramparse en la matriz rocosa.

Como se ha argumentado, el segundo parámetro que se tomará de referencia es el valor de la presión de fracturación (P_f) asumiendo el resultado del ensayo LOT realizado sobre las formaciones sello y almacén.

El tercer parámetro de referencia es el valor de la presión de inyección en fase líquida (P_l) del dióxido de carbono en la cabeza del pozo. Este valor oscila dependiendo de la temperatura de inyección, por lo que asumiendo el rango de temperaturas esperables en el transporte del CO_2

por tubería entre 10 y 20°C, el rango de P_i está entre 70 y 80 barg. Estos valores se establecían como condición en el proyecto OXYCFB300 en el que se desarrolló el presente estudio.

Se diseñarán ensayos con presiones comprendidas entre P_i y P_i analizando si el valor de P_f está incluido en el referido intervalo. Los ensayos tipo “control presión” a realizar serán los siguientes (de Dios *et al* 2017):

- Control presión en cabeza mediante inyección por pulsos
- Control presión en cabeza mediante inyección continua

Con estos ensayos, como se verá en los próximos apartados, se persigue valorar los siguientes escenarios:

- Verificar el valor de la presión y caudal del umbral de inyectabilidad (P_i/Q_i)
- Determinar los efectos de inyecciones en el entorno del valor de presión de fractura (P_f) de la formación almacén
- Comprobar si se han producido respuestas sísmicas que nos permitan identificar el umbral admisible

Tomando el rango de los caudales asociados Q_i y Q_i , se diseñará el siguiente ensayo en modo control caudal:

- Control caudal con seguimiento de la evolución de la presión en cabeza y con presión constante en el fondo de pozo

Este ensayo nos permitirá desarrollar el ábaco de inyectabilidad.

Se seleccionará uno de los ensayos en control presión en cabeza por pulsos, que se denominará “ensayo de contraste”, que se realizará con un valor de presión comprendido entre P_i y P_i y se ejecutará una vez hayan finalizado cada serie de ensayos continuos de control en presión en cabeza y control caudal. Se realizará un seguimiento de la evolución de presión en cabeza y en el fondo de pozo, con el propósito de analizar las posibles variaciones de permeabilidad y las causas que han dado lugar al referido efecto.

Para cuantificar la capacidad de entrapamiento de la formación almacén se diseñarán unos ensayos de inyección/extracción que a través del uso de trazadores en la corriente de salmuera y de dióxido de carbono, nos permitirán valorar los efectos mecánicos, químicos y térmicos que facilitarán el “atrapamiento” del dióxido de carbono en la matriz rocosa.

En los próximos apartados se analizarán y discutirán los resultados de los mencionados ensayos.

4.2.3.1.-ENSAYOS EN MODO CONTROL PRESIÓN

La monitorización de la presión en fondo de pozo (BHP) es básica para definir las estrategias de inyección de CO_2 , utilizando metodologías basadas en la inyectividad existente en el pozo y en técnicas que analicen la evolución transitoria de la presión en fondo (Mishra *et al* 2013).

El índice de inyectabilidad es la relación entre la presión que define el umbral de inyectabilidad (P_i), es decir la presión para la que se empiezan a abrir las fracturas con salmuera, y el caudal

que le corresponde (Q_i). De los resultados del ensayo de conectividad entre pozos, podemos fijar este binomio con los siguientes valores:

- $P_i = 40$ barg
- $Q_i = 60$ Kg/min

Recordemos que el ensayo ATAP se realizó con mezclas de CO_2 y salmuera a presiones iguales o superiores a 75 barg para mantener la fase densa del primero.

En base a este índice de inyectabilidad (P_i/Q_i) del reservorio de hontomín con salmuera, diseñaremos unos ensayos en modo de control presión inyectando también salmuera, con las dos modalidades descritas en el apartado anterior (*de Dios et al 2017*):

- Ensayos de inyección por pulsos con control en presión en cabeza
- Ensayos de inyección continua con control en presión en cabeza

Los ensayos de control en cabeza por pulsos, se realizaron inyectando salmuera de la misma naturaleza que la existente en la formación almacén y variando las presiones entre los valores del índice de inyectabilidad (P_i) y el valor de la presión para la inyección de dióxido de carbono en fase líquida (P_l), para las temperaturas establecidas por las condiciones del proyecto OXYCFB300. Los rangos operativos serán los siguientes:

- Presión de inyección en cabeza de pozo entre 40 y 75 barg
- Temperatura de inyección en cabeza de pozo entre 10 y 15°C

Los periodos de inyección y fall off que finalmente se consideraron más representativos fueron los siguientes:

- Inyección por pulsos $P_{\text{inyección}} = 7$ horas; $P_{\text{fall off}} = 17$ horas
- Inyección continua $P_{\text{inyección}} = 24-72$ horas; $P_{\text{fall off}} = 50-140$ horas

Como veremos más adelante, son fundamentales los periodos de recuperación de presión o fall off para la interpretación de los resultados de permeabilidad y transmisividad, razón por la cual, deben de ser al menos el doble del periodo de inyección al que correspondan.

En la figura 136 se pueden observar los resultados de ensayos mediante pulsos que corresponden a una presión en cabeza de 60 barg, al que le corresponde un caudal de 330 kg/min de salmuera. Durante el periodo de inyección, en este caso de 7 h, se observa una evolución parabólica de la presión en el fondo de la formación (BHP) que en ningún momento de dicho periodo es asintótica, lo cual indica que las fracturas se estarían cargando de salmuera como si fuesen un globo, hecho que se constata por el aumento de presión. Es decir, no habríamos alcanzado un régimen estable para el referido periodo.

Este gráfico corresponde con un ensayo realizado en la fase media de la caracterización hidráulica con salmuera. Considerando que esta presión se alcanzó durante el ensayo de conectividad entre pozos para un caudal de 180 kg/min, se infiere el aumento de permeabilidad durante la inyección de salmuera. Volveremos sobre este tema para realizar un análisis más detallado en el apartado 4.2.4. *Ensayos de inyección con salmuera*.

Fig 136 Ensayo de inyección de salmuera por pulsos en modo control presión. Cortesía de GEOSTOCK

Como se ha explicado anteriormente, se elegirá un ensayo de este tipo para realizar mediciones de comprobación periódicas (ensayo de contraste) para cada uno de los distintos tipos de ensayos previstos, al objeto de comparar cada uno de los resultados en el tiempo y verificar las variaciones de sus parámetros de control que denoten cambios en la permeabilidad del almacén.

Es necesario contrastar la respuesta en los pozos de observación de los distintos ensayos mediante pulsos realizados en el pozo de inyección.

Los ensayos mediante pulsos de inyección son fácilmente realizables y aportan información relevante al existir datos procedentes de la inyección y fall off con periodicidad establecida. En todo caso, los periodos de inyección son tan cortos que no pueden considerarse representativos de una inyección industrial, razón por la cual se deben llevar a cabo el tipo de ensayo continuo denominado de control de presión en cabeza.

Este tipo de ensayos se diseñan con los mismos parámetros que los ensayos por pulsos, variando el periodo de inyección entre las 24 y las 72 horas. Con este tipo de ensayos se persigue analizar la evolución de la inyección en periodos más largos, y en particular, tratar de identificar el umbral de respuesta sísmica y los efectos de inyectar a presiones con valores próximos al LOT.

En la figura 137 se refleja un ensayo continuo de presión en el límite superior del rango de presiones (75 barg) durante 36 horas.

Fig 137 Ensayo de inyección en continuo de salmuera en modo control presión. Cortesía de GEOSTOCK

En la gráfica se observa un periodo representativo de al menos 36 horas con una presión mantenida en el fondo de la formación de 220 barg, que corresponden con una presión en cabeza de pozo de 80 barg. La evolución del caudal es decreciente a medida que las fracturas llegan a su máxima capacidad de llenado. La caída de caudal y presión a mitad del ensayo coincidió con la avería de la bomba de impulsión.

Durante estos ensayos de larga duración a altas presiones se debe corroborar la existencia de respuesta sísmica que deberá correlacionarse con posibles aumentos de permeabilidad o si por el contrario se debe a la activación de fallas o reacondicionamiento del estado tensional de la formación. La magnitud de la respuesta sísmica debidamente interpretada es sin lugar a dudas una información muy valiosa en la caracterización de un reservorio.

La realización de los ensayos mediante pulsos han permitido contrastar los valores de presión y caudal del índice de inyectabilidad (P_i/Q_i), su permeabilidad asociada y las variaciones de estos parámetros durante las distintas fases de caracterización con salmuera. Con la ejecución de los ensayos en modo de control presión en operación continua, y de su correlación con el valor de LOT y ensayos de laboratorio, podremos obtener valores de presión de fractura (P_f) y umbrales de respuesta sísmica.

4.2.3.2.-ENSAYOS EN MODO DE CONTROL CAUDAL

Como complemento de los ensayos en modo control presión, se deben diseñar ensayos en modo control caudal inyectando salmuera para valores comprendidos entre Q_i y Q_f , tomando especial precaución con los valores próximos a la presión de fractura del reservorio.

Mediante este tipo de ensayos, como el reflejado en la figura adjunta, se pretende analizar la evolución de la presión de inyección durante un periodo determinado, y en particular si existe una estabilización para dicho parámetro. El caudal elegido suele ser el valor nominal de diseño de la instalación de inyección de CO_2 , en este caso 120 kg/min.

Fig 138 Ensayo en modo control caudal

La gráfica adjunta refleja que para el caudal de ensayo la presión no se estabiliza en el periodo estudiado, con un valor máximo de sobrepresión en fondo en el entorno de los 20 barg, muy alejado de los 80 barg correspondientes a las condiciones de inyección en fase líquida del dióxido de carbono (P_l).

Otro tipo de ensayos es el modo de control caudal con seguimiento de la evolución de la presión en cabeza y con presión constante en el fondo de pozo. En este tipo de ensayos se trata de comprobar la variación de la presión en cabeza, manteniendo constante la presión en fondo mediante el control del caudal. En la figura 139 se muestran los resultados obtenidos durante la realización de varios ensayos de este tipo para presiones de fondo (de izquierda a derecha en el gráfico) de 150, 155, 160, 175, 180 y 200 barg respectivamente.

Fig 139 Ensayos en modo control caudal a presión de fondo constante

De los datos obtenidos del desarrollo de los distintos ensayos descritos hasta el momento, y en particular de los correspondientes al modo de control caudal con presión en fondo constante, se puede obtener información relevante sobre las condiciones de inyección en función de los tres parámetros básicos de control:

- Presión en cabeza de pozo
- Presión en fondo de pozo
- Caudal de inyección

La representación de la evolución de los mismos puede realizarse en forma de ábaco de inyectabilidad (*de Dios 2015*)

Fig 140 Abaco de Inyectabilidad (de Dios 2015)

Mediante el ábaco de inyectabilidad podemos realizar un diseño preliminar de las estrategias de inyección, debiendo correlacionar los valores obtenidos con la inyección de agua de formación y los correspondientes a la inyección dióxido de carbono. Un hecho relevante que se debe tomar en consideración en lo referente al uso de este ábaco es la variación que experimentará durante la vida del almacén si se produjesen variaciones de la permeabilidad en el mismo. Por lo tanto, la información que aporta corresponde con un determinado periodo del ciclo de la vida de una instalación industrial de estas características, siendo necesario realizar pruebas de caracterización cada cierto tiempo que corroboren la ausencia de cambios al respecto.

4.2.4.-ENSAYOS DE INYECCIÓN CON SALMUERA

Para el periodo comprendido desde Mayo a Diciembre de 2014 un total de 14,000 m³ de salmuera se inyectaron en los siguientes ensayos:

- 2 ensayos en modo control caudal 120 kg/min
- 1 ensayo en modo control caudal 600 kg/min
- 1 ensayo en modo control presión con límite 60 barg en cabeza durante 36 h
- 28 ensayos cortos de pulsos en modo control presión durante 7h y límite de presión en cabeza de 60 barg
- 1 ensayo en modo control presión con límite 80 barg en cabeza durante 36 h
- 1 ensayo corto de pulsos en modo control presión durante 7h y límite de presión en cabeza de 80 barg
- 2 ensayos cortos de pulsos de “contraste” en modo control presión durante 7h y límite de presión en cabeza de 60 barg

En la gráfica de la figura 141 se muestra un resumen histórico de las inyecciones realizadas con salmuera en la Planta Piloto de Hontomín.

Fig 141 Histórico de los ensayos de inyección con salmuera. Cortesía de GEOSTOCK

El objetivo era determinar los rangos de los principales parámetros de operación de la planta, comprobar el comportamiento del reservorio inyectando una cantidad ingente de salmuera y sacar las primeras conclusiones para diseñar una estrategia acorde al objetivo de inyectar CO₂ en fase densa tal como se establecía en el proyecto OXYCFB300.

El gráfico de la figura 142 muestra un ejemplo de la evolución de la presión en fondo de pozo (línea roja) y del caudal de salmuera (línea verde) inyectada en un ensayo realizado en modo control presión durante 36 horas. Para este ensayo se estableció un límite de presión en cabeza de 80 barg (línea azul), teniendo en cuenta que el valor de LOT para la formación almacén está en el rango entre 60 y 75 barg y para la formación sello es de 70 barg, se analizarán más adelante los efectos asociados a esta inyección.

Fig 142 Ensayo de inyección de salmuera en modo control presión WHP 80 barg 36 h

El caudal de salmuera se inició con un valor próximo a los 40 m³/h y finalizó con un valor de 20 m³/h al objeto de mantener la presión constante en la cabeza del pozo, mostrando un periodo transitorio de “llenado” de las fracturas de una 16 horas. La evolución de la presión en el fondo se mantuvo en el rango entre 170 y 220 barg, medida en el sensor P/T en el pozo de inyección HI a la profundidad de 1.459 como se muestra en la figura 143.

Fig 143 Instrumentación en el fondo del pozo de inyección HI

La figura 144 representa la evolución de la presión en el fondo del pozo de inyección HI para el ensayo corto de un pulso con un límite de presión en cabeza de 60 barg y un caudal de 18 m³/h, que hemos denominado ensayo de contraste. Dos ensayos de este tipo se llevaron a cabo al principio y final de la campaña de caracterización hidráulica con salmuera en la que se inyectaron 14.000 m³, al objeto de identificar y cuantificar los cambios que se pudiesen producir en el comportamiento del reservorio.

Teniendo en cuenta el caudal que se fijó (línea púrpura), la presión límite se alcanzó después de 6 horas de inyección en el primer ensayo, alcanzando la presión en fondo de pozo un valor de 206 barg (línea roja). En el ensayo final la presión alcanzada fue considerablemente inferior a la del primero para el mismo periodo de tiempo, llegando a un valor de 188 barg

Fig 144 Evolución de la presión en el fondo del pozo HI para el ensayo de contraste inicial y final

En base a las condiciones de los ensayos descritos en este apartado, y teniendo en cuenta que se ha realizado un ensayo de inyección continua con un límite de presión en cabeza de pozo de 80 barg que coincide con un valor próximo a 220 barg en fondo como muestra la línea roja de la figura adjunta y que es superior al valor del LOT para la formación almacén, la principal conclusión es que los efectos de la inyección probablemente produjeron cambios geomecánicos en la red de fracturas e incrementaron la permeabilidad en el almacén. Los resultados de los ensayos de laboratorio analizados previamente apoyan esta aseveración.

Por lo que respecta a que la integridad del sello pueda verse afectada por los valores de sobrepresión, los datos medidos en el sensor P/T localizado en el pozo de observación HA a la profundidad de 1.278,82 m (figura 145) fueron centésimas de barg, mientras que el incremento de presión en el sensor P/T localizado en el mismo pozo a la profundidad de 1.383,40 m (reservorio) estuvo en el intervalo entre 3 y 7 barg. Por otro lado, no se observaron indicadores de líneas de fuga (cambios geoquímicos e incrementos de presión) en la red de control hidrogeológico. Por lo tanto, estos resultados sugieren que no ha existido transmisividad hidráulica entre el almacén, el sello y las formaciones suprayacentes, lo que demostraría que la integridad de la formación sello no se ha visto afectada.

La figura 145 muestra la disposición de los distintos sensores en la zona sin revestir de las paredes del sondeo en el pozo de observación HA, observándose la disposición de los sensores P/T mencionados en el párrafo anterior.

Fig 145 Instrumentación en el fondo del pozo de observación HA

Durante la ejecución del ensayo de inyección de salmuera con límite de presión en cabeza de pozo de 80 barg y 36 horas de duración se produjo durante la fase de recuperación de presión (fall off), con el pozo de inyección cerrado, una respuesta microsísmica detectada en 10 estaciones de la red superficial de control.

Como se ha analizado previamente, la inyección parece que no ha afectado a la integridad del sello pero podría haber producido fenómenos de dilatación en las fracturas existentes en la matriz del reservorio, e inclusive producir nuevas fracturas. Estos fenómenos podrían haber dado lugar a la respuesta sísmica del par sello-almacén (*de Dios et al 2017*).

El grado de magnitud de los efectos sísmicos se relaciona con los efectos hidrodinámicos que se producen por la inyección de fluidos en el reservorio. Los eventos microsísmicos abren las fracturas, mejorando la transmisividad a través de las mismas, siendo beneficiosos mientras ocurren en el acuífero. Si se produjesen en la formación sello podrían abrir líneas de fuga para el CO_2 (Vilarrasa et al 2013).

No es objeto de esta tesis doctoral el estudio de la relación entre los efectos hidrodinámicos y mecánicos de la inyección del dióxido de carbono en la red de fracturas de la matriz rocosa, y la generación de efectos sísmicos. En todo caso, y pendientes de caracterizar mejor el binomio inyección-generación de eventos sísmicos para el reservorio de Hontomín como se analizará más adelante, es preciso limitar la sobrepresión debida a la inyección en el fondo de pozo a un valor por debajo del LOT del almacén y el sello. Volveré sobre este tema en el apartado 4.4 *.Diseño de estrategias de inyección de CO_2* .

4.2.5.-ENSAYOS DE INYECCIÓN CON MEZCLAS DE CO_2 Y SALMUERA

Teniendo en cuenta los resultados de los ensayos ATAP realizados sobre muestras de la formación almacén, y considerando los efectos geoquímicos que se produjeron en el corto plazo probablemente por migración iónica como se ha comentado, se desarrolló una campaña de inyección de mezclas de CO_2 y salmuera de composición: 40% CO_2 + 60% salmuera; alcanzando una cantidad acumulada de 1.500 t de CO_2 .

Estos ensayos tenían el propósito de verificar si se produciría un incremento de la permeabilidad del reservorio debido a la reactividad geoquímica entre la mezcla y los materiales de relleno de las fracturas, como había ocurrido a escala de laboratorio.

Los ensayos se realizaron en modo control presión con un límite en cabeza de pozo de 75 barg y 10°C de temperatura para asegurar la inyección del CO_2 en fase líquida.

Posteriormente se inyectaron en el periodo comprendido entre Abril y Diciembre de 2015 un total de 800 t de CO_2 con el propósito de diseñar un procedimiento de inyección que se describirá en el apartado 4.4. *Inyección de CO_2 en condiciones de transporte por tubería*, alcanzándose un total de 2.300 t acumuladas de CO_2 en el reservorio de Hontomín.

La figura 146 muestra la evolución del pH de muestras del agua de formación tomadas con el dispositivo U tube descrito anteriormente, en situaciones de pre y post inyección, denotando una acidificación de la misma en el corto plazo al disminuir el pH desde valores de 7,3 a 6,5.

Fig 146 Evolución del pH del agua de reservorio durante inyecciones de CO₂ (de Dios et al 2017)

La figura 147 muestra los resultados de cromatografía iónica de las referidas muestras, tomadas en las condiciones descritas anteriormente. Se puede observar una tendencia de incremento de los iones SO₄²⁻, Mg²⁺ y Ca²⁺ a medida que se han realizado las inyecciones de CO₂ en la formación almacén.

Fig 147 Evolución de iones en el agua de reservorio durante inyecciones de CO₂ (de Dios et al 2017)

Estos resultados sugieren la reactividad entre el flujo bifásico del CO₂ y el agua de reservorio con los materiales que rellenan las fracturas de la Formación Sopeña, probablemente por migración iónica, siendo concordantes con los resultados aportados por los análisis de efluentes del ensayo

ATAP analizados en el apartado 4.2.2. *Ensayos de inyección a escala de laboratorio en condiciones de reservorio.*

La interpretación de resultados de los ensayos descritos en este apartado y su discusión se realizará en el apartado 4.3.2. *Interpretación mediante códigos numéricos*, al objeto de cuantificar el efecto geoquímico de la inyección de mezclas y CO₂ en la evolución de la permeabilidad del reservorio en el corto plazo.

4.2.6.-ENSAYOS DE PRODUCCIÓN

Los ensayos de producción en reservorios fracturados suelen generar resultados sensiblemente diferentes a los correspondientes a aquellos que se realizan en medios porosos (*Wiese et al 2010*). En el segundo caso suele existir una cierta reversibilidad en relación a la inyección y extracción o producción de agua de formación, salvando las diferencias existentes entre ambos procesos hidráulicos.

Los ensayos de inyección y producción en reservorios fracturados de baja porosidad en la matriz de la roca, presentan resultados dispares ya que la apertura de las fracturas generada por efectos hidrodinámicos, geomecánicos y químicos es distinta en función del rango de presiones y caudales inyectados y de la fase de operación que nos encontremos (*Vilarasa et al 2013*). De hecho, en las primeras fases de inyección en las que el estado tensional del macizo rocoso se encuentra en fase elástica, sin que se hayan producido dilataciones de las fracturas y migraciones del material de relleno de las fracturas, la parada de la inyección producirá el relajo de presiones hidráulicas en el almacén lo cual conlleva el cierre de las fracturas.

En este tipo de reservorios nos podemos encontrar con el hecho de que en las fases iniciales de la inyección la capacidad de producción de los pozos sea muy baja, y en algunos casos inexistente, en tanto que en fases intermedias y avanzadas la producción de los mismos haya aumentado considerablemente. Este fenómeno está directamente relacionado con las variaciones de la permeabilidad de la formación almacén, a las que se ha hecho referencia.

Los ensayos de producción, en el caso de que se puedan realizar, deben contrastarse con los resultados obtenidos en las pruebas de inyección, y en particular con la evolución de la presión en el periodo de fall off posterior a ésta. En la figura 148 se refleja la gráfica de la evolución de BHP para un periodo de recuperación de presión posterior a una inyección, y el ensayo de producción realizado en el pozo HI. Este último se llevo a cabo una vez que se había incrementado la permeabilidad en el reservorio de Hontomín durante la campaña de inyección de salmuera y previamente a inyectar la mezcla de CO₂ y agua de formación.

Fig 148 Evolución de BHP respecto al tiempo para un ensayo de producción durante el periodo de fall off

Como se puede observar en la gráfica de la figura 148, la evolución de la curva de presión durante la fase de fall off una vez ha finalizado el ensayo de producción, tiende a converger con la evolución de la presión en un periodo de recuperación en el que no se haya realizado este tipo de ensayo. A falta de una interpretación más detallada mediante códigos matemáticos, nos induce a pensar que en las condiciones en las que se ha realizado no se han producido cambios considerables en el reservorio que hayan generado alteraciones de la permeabilidad.

4.2.7-ENSAYOS DE ATRAPAMIENTO

Mediante este tipo de ensayos se persigue valorar la capacidad del almacén para “entrampar” el dióxido de carbono que se pretende inyectar en la formación.

Las inyecciones de CO₂ suelen conllevar múltiples fluidos adicionales que presentan distintos problemas de flujo multifásico (Nordbotten et al 2004). Los mecanismos de atrapamiento son tanto de tipo físico como geoquímico en condiciones supercríticas del dióxido de carbono. Este condicionante vendrá determinado por la profundidad de la formación almacén y de las características termodinámicas de cada reservorio. En estas condiciones la densidad del CO₂ oscilará entre el 50 y el 80% de la densidad del agua, por lo que se generarán importantes fuerzas ascensionales que tenderán a impulsar al dióxido de carbono hacia las formaciones superiores en contacto con el sello del complejo geológico. La existencia de cierres laterales y sellos superiores que aseguren un confinamiento suficiente, serán condiciones necesarias del aseguramiento de la capacidad de atrapamiento de la formación.

Los tipos de atrapamiento en una formación geológica profunda pueden ser (Hurtado 2009):

- Atrapamiento estructural, estratigráfico e hidrodinámico
- Atrapamiento residual
- Atrapamiento por solubilidad
- Atrapamiento por mineralizaciones

El atrapamiento estructural, estratigráfico e hidrodinámico se basa en un transporte en fase miscible o inmisible del CO₂ por el flujo geológico natural con un tiempo de residencia de miles a millones de años en una estructura geológica. El tipo de atrapamiento más dominante, a escalas de tiempo más próximas que el caso anterior, es la disolución del dióxido de carbono en el agua de formación. Se debe tener en cuenta que la solubilidad del dióxido de carbono en agua

en fase supercrítica no es elevada por lo que la densidad de la mezcla provocará una salmuera más pesada que empujará al dióxido de carbono a las partes inferiores de la formación almacén, en función de la permeabilidad de la formación y del grado de homogeneidad de la misma. Durante el desplazamiento del CO₂ se producirá un atrapamiento residual a nivel de poro, durante la fase de imbibición posterior al drenaje. El mecanismo de mineralización se produce en el largo plazo y se basa en la reacción química del dióxido de carbono con fases minerales reactivas o con fluidos mineralizados.

En la figura 149 se reflejan los distintos mecanismos de atrapamiento en función de su contribución al secuestro permanente del CO₂, en función del tiempo transcurrido desde que finaliza la inyección.

Fig 149 Seguridad de los mecanismos de atrapamiento de CO₂. (Hurtado 2009)

Los ensayos de atrapamiento suelen realizarse durante el periodo de caracterización del complejo geológico, independientemente de que se repitan durante distintas fases de la vida de la planta industrial. La escala temporal de estos ensayos es despreciable en relación a la magnitud temporal que se considera en un proceso de secuestro geológico. Por ello, mediante este tipo de ensayos podremos estimar principalmente la capacidad del almacén para realizar atrapamiento estructural, al tratarse de una formación con doble permeabilidad, y en menor medida por solubilidad en el agua de formación y el atrapamiento residual.

Los ensayos de atrapamiento se ejecutaron empleando salmuera. Los ensayos realizados con salmuera son más sencillos en su desarrollo y aportan una información preliminar del grado de atrapamiento de la formación.

Con los ensayos realizados con salmuera se pretendió analizar el nivel de atrapamiento estructural y residual, por lo que se debe añadir una mezcla de trazadores inertes, normalmente iónicos, metálicos y colorantes. También se pretende analizar el grado de atrapamiento por solubilidad, para ello se debe considerar que la salmuera ya es reactiva en determinados medios rocosos, siendo recomendable añadir algún tipo de trazador reactivo como el ácido acético, en todo caso se debe considerar que el proceso de disolución se produce en el medio y largo plazo.

Los trazadores clásicos que se suelen emplear en combinación con la salmuera para desarrollarlos ensayos de atrapamiento son los siguientes:

- Ácido acético
- Cu-EDTA. Metálico
- Zn-EDTA. Metálico
- Na-Fluoresceína. Colorante
- 2-Naphtol-3,6-disulfonato. Colorante
- 2,7-Naftaleno-disulfonato
- Ioduro potásico. Iónico
- Acesulfame potassium. Iónico
- Na-Ciclamato. Iónico
- Bi(III)-EDTA
- Ni(II)-EDTA. Metálico
- Na₂-EDTA

El procedimiento de los ensayos se basa en emplear dos tipos de salmuera con distintos trazadores. Se inyecta una determinada cantidad del primer tipo de salmuera (cientos de m³) con una mezcla de trazadores, para posteriormente inyectar el segundo tipo (decenas de m³), con una mezcla distinta a la anterior, y a continuación inyectar el primer tipo de nuevo para empujar la mezcla precedente. Después de un tiempo de residencia en el almacén, que se deberá fijar en base a las características geológicas, geoquímicas y termodinámicas del reservorio, así como del modelo numérico que empleemos para interpretar los resultados, se procederá a extraer las mezclas inyectadas previamente, con el propósito de analizar el alcance de la inyección realizada y las variaciones de las concentraciones de los trazadores empleados, al objeto de valorar el grado de los distintos tipos de atrapamiento. La toma de muestras se realizará tanto en superficie como en profundidad, a través de un muestreador de fondo.

Fig 150 Panel de mandos del muestreador en profundidad U Tube. Cortesía de CIUDEN

Este tipo de ensayo también se podrá realizar durante la inyección de dióxido de carbono, utilizando gases nobles como el xenón, kriptón o argón, inyectados en la corriente de CO₂. El procedimiento es similar al descrito en el ensayo con agua de formación, se suele inyectar CO₂ sin trazadores en una primera fase, para posteriormente inyectar el referido gas con la mezcla de trazadores y por último volver a inyectar CO₂ sin trazadores, con el propósito de empujar la muestra precedente hacia el interior de la formación. Se habrán tomado muestras con el dispositivo de fondo de pozo descrito y con la frecuencia establecida. Una vez transcurrido el

tiempo de residencia fijado, se procederá a la extracción del dióxido de carbono, tomándose las pertinentes muestras. Mediante los resultados de laboratorio de las muestras tomadas en los periodos de inyección y extracción se podrá valorar el grado de entrapamiento del CO₂ en la formación almacén.

Los resultados de la inyección de trazadores disueltos en salmuera realizada en Hontomín aportó unos resultados a partir de los cuales no se pudo estimar de forma realista el nivel de atrapamiento estructural y residual. A la vista de la falta de éxito con el uso de estas técnicas, se decidió valorar el atrapamiento de la formación mediante modelización de acuerdo a los mencionados ensayos de inyección de CO₂, que se analizarán más adelante.

4.3.-MODELIZACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL RESERVORIO DE HONTOMÍN

El modelo dinámico debe permitir realizar simulaciones complejas de las distintas estrategias de inyección de CO₂ en las distintas etapas de la fase de operación de la planta de almacenamiento, pudiendo ofrecer distintas alternativas de migración del dióxido de carbono, análisis de la sensibilidad del complejo sello-almacén (*Birkholzer et al 2015*) y facilitar la información pormenorizada para realizar una valoración específica y realista de los riesgos asociados durante la referida fase de inyección.

Las grandes cantidades de salmuera y CO₂ empleadas en la caracterización hidráulica del reservorio de Hontomín, 14.000 m³ y 2.300 t respectivamente, aportan una idea de la complejidad de caracterizar este reservorio carbonatado, fracturado y con baja permeabilidad en la matriz de poros. La interpretación de los datos aportados por las campañas de caracterización hidráulica no es sencilla, ya que como se ha argumentado previamente no existe una solución de continuidad inmediata para este tipo de reservorios entre el modelo geológico estático y un modelo dinámico que facilite simulaciones de distintos escenarios de inyección que nos aporten una predicción realista del comportamiento del complejo sello almacén.

De acuerdo a la experiencia adquirida en los estudios de la presente tesis doctoral, la solución más conveniente en estos casos es construir un modelo fenomenológico, el cual se debe basar en los resultados aportados por los ensayos a escala laboratorio y de campo. Dicho modelo dinámico deberá desarrollarse en al menos tres etapas:

- 1ª Etapa.-Empleo de códigos analíticos más sencillos para interpretar los resultados de las inyecciones de salmuera y determinar valores preliminares de los parámetros de la inyección, analizando los efectos que ésta produce en las proximidades del pozo.
- 2ª Etapa.-Posteriormente se interpretan los resultados de la inyección de mezclas y CO₂ mediante el ajuste histórico de los parámetros operativos con un código numérico que contemple los efectos hidromecánicos y geoquímicos de la inyección de CO₂ en un acuífero carbonatado y fracturado.
- 3ª Etapa.-Finalmente se desarrolla un modelo dinámico 3D capaz de simular escenarios diversos de comportamiento del reservorio considerando ratios de inyección, cantidades inyectadas y la evolución de la pluma.

A continuación se analizarán los distintos códigos con los que se han interpretado los datos de la caracterización hidráulica del reservorio de Hontomín, discutiendo su aplicabilidad y proponiendo una solución contrastada al volumen de fluidos inyectados.

4.3.1.-INTERPRETACIÓN MEDIANTE CÓDIGOS ANALÍTICOS

Este tipo de modelos se suelen basar en la Ley de Darcy como expresión clásica de la dinámica de fluidos en un medio poroso, y su vinculación con la ecuación de Navier-Stokes que determina el movimiento de un fluido viscoso, considerando los caudales de inyección y la superficie eficaz del almacén.

En la figura 151 se puede observar el esquema de un equipo experimental para ajustar la Ley de Darcy a diferentes tipos de rocas.

Fig 151 Equipo experimental Ley Darcy

$$u = K\Delta h/l \quad (\text{Ley de Darcy})$$

Donde:

u es la velocidad del fluido en cm/seg. Resulta de dividir el caudal total entre la sección del core logger.

$\Delta h = h_1 - h_2$ es la diferencia manométrica entre los dos niveles (equivalente de columna de agua)

l es la generatriz del core logger

K es la permeabilidad del material ensayado y depende de la viscosidad del fluido

La expresión anterior corresponde a un tipo de ensayo básico en el que no se consideran las variaciones de densidad ni de viscosidad del fluido inyectado, manteniendo el core logger en posición vertical. En lo referente a este último aspecto, la diferencia manométrica es siempre la misma independientemente de la orientación del core logger, lo cual pone de manifiesto la independencia existente entre la dirección del flujo de inyección y el campo gravitacional terrestre.

De esta forma la expresión de la Ley de Darcy es la siguiente:

$$u = \frac{K}{g} \frac{d(hg)}{dl}$$

Donde:

g es la aceleración de la gravedad

h la altura del punto de inyección medida desde un plano de referencia

El potencial de un fluido, entendiendo como tal la energía necesaria para vencer el estado friccional de una matriz rocosa y elevar una unidad de masa de fluido desde un punto a nivel de referencia y presión atmosférica hasta el punto del almacén deseado, considerando inyección de un fluido de formación y por lo tanto incompresible, obedece a la siguiente expresión:

$$\phi = \frac{p}{\rho} + gz$$

Donde:

ϕ es el potencial de flujo

P es la presión en un punto de la matriz del core logger

ρ es la densidad del fluido inyectado

g es la aceleración de la gravedad

z es la altura respecto del plano de referencia del punto de estudio

Pudiéndose generalizar la Ley de Darcy mediante la siguiente expresión:

$$u = \frac{K\rho}{\mu} \frac{d\phi}{dl}$$

Donde:

μ es la viscosidad del fluido inyectado

En esta expresión avanzada de la Ley de Darcy, el caudal inyectado depende de la densidad y viscosidad del fluido y de la constante K que es función de la permeabilidad absoluta de la muestra contenida en el core logger.

La permeabilidad es la capacidad que presenta un medio rocoso de transmitir un fluido sometido a un gradiente de presiones (USGS 1989). Sobre este valor influyen distintos parámetros como son el tamaño y conexión de poros, distribución del tamaño de granos, fracturas primarias e inducidas por la inyección, entre otros. La permeabilidad absoluta, también conocida como intrínseca de la formación, únicamente depende de las propiedades del macizo rocoso y no de las del fluido inyectado, y se suele calcular mediante la siguiente expresión (Dake 1998):

$$\text{Permeabilidad absoluta} = \frac{Q\mu I}{A(p_2 - p_1)}$$

Donde:

Q es el caudal de fluido inyectado

μ es la viscosidad del fluido inyectado

I es la generatriz del core logger

A es la sección del core logge

$p_2 - p_1$ es la diferencia de presiones para inyectar el fluido

En la tabla adjunta se pueden observar los valores de permeabilidad absoluta propios de distintos materiales.

Lithology	Permeability (mD)
Shale (unfractured)	4.7×10^{-3}
Sandstone	3.8-4,740
Coal	334
Salt	9.61×10^{-5}

Tabla 23 Permeabilidades absolutas

Es obvio que en un material con permeabilidad a través de poros, las heterogeneidades del medio producen anisotropías en las permeabilidades asociadas a distintas zonas. Los medios fracturados son severamente anisotrópicos, como ya se ha explicado, por lo que necesariamente los modelos de interpretación empleados deberán localizar las distintas zonas con permeabilidades absolutas asociadas.

La permeabilidad efectiva es el valor que alcanza este parámetro cuando un fluido de inyección se encuentra en flujo multifásico, este es el caso de la inyección de dióxido de carbono y salmuera.

La permeabilidad relativa es el ratio entre la permeabilidad efectiva y absoluta, pudiéndose alcanzar valores entre 0 y 1. La permeabilidad relativa nos facilita información importante, ya que se pueden producir desplazamientos de un fluido respecto a otro durante la inyección. La determinación de las permeabilidades relativas es básica para ajustar los modelos dinámicos de flujo en el reservorio.

Si consideramos un modelo radial alrededor del pozo de inyección para tratar de interpretar los datos obtenidos de los diferentes ensayos, la Ley de Darcy adquiere la siguiente expresión:

$$u = - \frac{K\rho}{\mu} \frac{d\phi}{dr}$$

Normalmente esta ecuación en términos de ingeniería de almacenamiento carece del signo – delante de la expresión ya que se trata de pozos de producción en el mundo de la exploración y

producción de hidrocarburos, por lo que el caudal de extracción es positivo ya que el flujo es opuesto a las medidas del radio (r) respecto al eje del pozo. En nuestro caso el flujo es de inyección, por lo que en algunos gráficos veremos los caudales asociados con signo negativo.

La simulación de flujo radial en estado estable en el entorno de un pozo suele ser el modelo matemático basado en la Ley de Darcy, siendo el más empleado para interpretar los ensayos de caracterización hidráulica.

Fig 152 Modelo de flujo radial en el entorno de pozo (Dake 1998)

La Ley de Darcy adquiere la expresión siguiente para el caso de inyección en el pozo:

$$q = -\frac{K\rho A}{\mu} \frac{dp}{dr}$$

Donde los nuevos parámetros son los siguientes:

q es el caudal de inyección

A es la sección eficaz del reservorio para realizar la inyección

p es la presión asociada a la inyección

La ecuación derivada de la Ley de Darcy para definir el flujo radial de inyección monofásico de un fluido en un medio poroso homogéneo es la siguiente (Dake 1998):

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k\rho}{\mu} r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \phi c \rho \frac{\partial p}{\partial t}$$

Se trata de una ecuación no lineal, ya que la presión depende de la densidad, compresibilidad y viscosidad del fluido (ρ, c, μ), de su posición radial (r) respecto al eje del pozo y del tiempo (t).

En el paso a ecuación lineal de la expresión anterior para fluidos de baja compresibilidad e incompresibles, como es el caso del agua de formación, se deben realizar las siguientes consideraciones a modo de condiciones de contorno:

- La viscosidad μ es independiente de la presión y puede ser considerada una constante
- El gradiente de presión $\frac{\partial p}{\partial r}$ es pequeño, por lo que expresiones como $\left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)^2$ pueden ser despreciadas

En base a las condiciones descritas obtenemos la siguiente ecuación de difusividad en medios porosos homogéneos con flujo radial monofásico:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t}$$

En base a la ecuación de difusividad podremos realizar una interpretación analítica de los resultados de los ensayos de conectividad de pozos e inyección de salmuera analizados anteriormente. Inicialmente la zona de estudio del pozo se encuentra a una presión P_0 coincidente con la presión hidrostática del almacén. A medida que iniciamos la inyección a través del pozo, la presión en el fondo aumenta desde el valor P_0 inicial hasta un valor máximo. La fase de fall off generará una disipación de la presión como consecuencia de los efectos generados por la permeabilidad de la formación durante el cierre del pozo (shut-in).

Fig 153 Esquema de ensayo de inyección en pozo

Aplicando la ecuación de difusividad, y definidas la viscosidad y compresibilidad del fluido inyectado, podremos determinar los siguientes valores:

- Geometría de la formación
- Espesor útil del almacén
- Porosidad

En particular, pretendemos adquirir información acerca de:

- Las condiciones del almacén y sello en la zona próxima al pozo inyector
- La transmisividad de la zona alcanzada (producto de la permeabilidad y el espesor útil de la formación)
- Los límites del yacimiento
- Las características de la zona entre pozos (conectividad, barreras, transmisividad)

Para realizar la interpretación de los resultados de los ensayos se suele emplear el método de la derivada de la curva presión-tiempo, ya que en un modelo analítico como el descrito se deben considerar las condiciones de pozo, las características del yacimiento y las condiciones de la frontera de éste.

En la figura 154 se pueden observar la curva que determina la evolución de la presión durante la inyección y fall off en pozo cerrado, y de su derivada para un almacén con doble porosidad.

Fig 154 Evolución de presión respecto al tiempo y su derivada correspondientes a reservorios de doble porosidad

El software *Saphir* (Kappa Engineering 2012) es el más usado para realizar las interpretaciones de los ensayos de pozo, permite el almacenamiento de datos correspondientes a caudales y presiones, y aporta distintas soluciones a las ecuaciones de difusividad descritas en base a los comportamientos tipo de pozo y reservorio.

Este código analítico se puede utilizar para generar una calibración virtual del comportamiento de los reservorios en la proximidad de pozos, pudiendo simular un análisis completo (Le Gallo et al 2016) considerando las limitaciones que presenta un modelo exclusivamente hidráulico, monofásico y para un medio poroso.

En todo caso, nos facilita unos valores preliminares de los parámetros que definen los efectos en la proximidad de los pozos (well bore effects), que servirán de apoyo a desarrollos futuros. A continuación se analizará el proceso de interpretación de los datos del ensayo de permeabilidad en pozo abierto descrito en el apartado 4.2.1.1. *Ensayos para determinar la permeabilidad en pozo abierto* y que estaba pendiente de realizar.

Los pasos a seguir en la interpretación de los resultados de ensayos de pozo con el modelo *Saphir* son los siguientes:

1. Se cargan los datos de la evolución de las presiones en función del tiempo (inyección-fall off)
2. Se calcula la función derivada de la curva anterior
3. Se compara la derivada de la presión/tiempo con los modelos existentes en la librería del código analítico
4. Se verifica la validez del modelo elegido

Analicemos la interpretación de los datos del ensayo nº 5 cuyas características se detallan en la tabla 24:

Número de ensayo	Intervalos (m)	Periodo de inyección(h)	Periodo de fall off (h)
5	1414.2 a 1580	8.5	24

Tabla 24 Características del ensayo de permeabilidad en pozo abierto nº 5

En la figura 155 se observan la evolución de la presión durante la fase de inyección y de fall off (línea verde) y del modelo Saphir de doble porosidad (líneas rojas) que mejor ajusta con el comportamiento del entorno del pozo. El modelo aporta un ajuste de la presión y de su derivada respecto al tiempo

Fig 155 Modelización de ensayo nº 5 de permeabilidad para un reservorio de doble porosidad con Saphir

La interpretación de la modelización sugiere que la permeabilidad tendería a mejorar en las proximidades del pozo a una distancia entre 12 a 20 m del eje del mismo, con una transmisividad de 24,2 mD.m para una superficie útil de 28 m y para un valor de permeabilidad de 0,86 mD. Se podría estimar una permeabilidad en la zona lejana de 3 a 5 mD.

Se ha descrito el ensayo que pese a ser el menos representativo por haberse realizado en toda la longitud del pozo abierto, arroja valores más favorables para describir el método empleado. Para el cálculo de la permeabilidad del resto de intervalos se siguió el mismo procedimiento.

El factor skin toma un valor de 1, siendo coherente con las pocas pérdidas que se han producido durante la perforación de los pozos. El factor skin determina una caída de presión ocasionada por alteraciones que genera la perforación en la ejecución del pozo, dando como resultado una variación de la presión de inyección por reducción de permeabilidad. Viene definido por la expresión siguiente (*Van Everdingen 1953*):

$$\Delta P_{\text{skin}} = \frac{q\mu}{2\pi kh} S$$

Donde:

q es el caudal de inyección

s es el factor mecánico skin

Mediante el modelo Saphir descrito anteriormente, se pueden también interpretar los ensayos de conectividad entre pozos. En la figura adjunta se pueden observar la evolución de la presión en los pulsos (línea marrón) descritos en el apartado 4.2.1.2. *Ensayos de conectividad entre pozos* y los datos aportados por el modelo de doble porosidad (línea roja), estimándose un valor de la permeabilidad de 0,8 mD.

Fig 156 Modelización del ensayo de conectividad entre pozos con Saphir

Por lo que respecta al ajuste histórico de los resultados de todos los ensayos de inyección con salmuera y los datos aportados por el modelo de doble porosidad de Saphir (history matching), en la parte superior de la figura 157 se puede observar el correspondiente a la evolución de la presión medida en fondo del pozo inyector (color verde) y los valores del modelo (color azul) durante la caracterización hidráulica del reservorio de Hontomín realizada con salmuera (*de Dios et al 2017*), en el que se incluye el ensayo de conectividad entre pozos.

En la parte inferior de la figura 157 se representa la presión medida en el fondo del pozo de observación (color verde) y los resultados del modelo (color rojo).

Fig 157.- Interpretación del histórico de inyección con salmuera empleando Saphir (*de Dios et al 2017*)

De la interpretación de los resultados de la modelización realizada con Saphir, se observa un incremento de la permeabilidad en la red de fracturas debido a efectos de dilatación e inducción de nuevas fracturas, desde los 0.86 mD que inicialmente se estimaron durante el ensayo de permeabilidad hasta los 5.4 mD que calcula el modelo (*de Dios et al 2017*). Es interesante

presentar los resultados correspondientes a las pruebas y modelos sobre la misma gráfica (Renard et al 2009).

Debe recordarse que los resultados considerados en el ajuste histórico corresponden a ensayos que se han realizado con salmuera, por lo que no se debe achacar el aumento de permeabilidad a efectos de reactividad geoquímica y si a efectos hidrodinámicos y mecánicos. Los resultados de la modelización han cuantificado la variación de permeabilidad que se había detectado al realizar el ensayo corto de “contraste” con límite de presión en cabeza de 60 barg y que se ha representado en la figura 144.

4.3.2.-INTERPRETACIÓN MEDIANTE CÓDIGOS NUMÉRICOS

La interpretación de resultados realizada con Saphir aporta una información interesante como primera aproximación para conocer los efectos de la inyección en las proximidades del pozo HI. En todo caso, las limitaciones del código empleado que considera condiciones de transporte en flujo monofásico y para un medio con transmisividad hidráulica en la matriz de poros, hacen que los resultados obtenidos deban de ser contrastados mediante el uso de códigos numéricos más avanzados.

El código descrito en el apartado anterior no considera los efectos hidromecánicos producidos por la inyección de salmuera y asociados a la respuesta normalmente no lineal de un acuífero profundo de doble permeabilidad. Dichos efectos deben de ser interpretados con el código numérico adecuado. Por lo tanto estos efectos, al igual que los producidos por los fenómenos químicos y térmicos de la inyección, deben de ser contemplados por el código empleado para su interpretación y para el desarrollo del modelo dinámico 3D, tal como se detallará más adelante.

Por otro lado, las características del reservorio de Hontomín requieren de una valoración cuantitativa de las permeabilidades relativas en la fase de flujo bifásico en la red de fracturas, y de los efectos de histéresis producidos por la inyección alternativa de CO₂ y salmuera en el mismo. Las cantidades de CO₂ inyectadas durante el presente estudio no han permitido analizar este fenómeno para ajustar el modelo existente, ni se han realizado ensayos a escala de laboratorio que faciliten resultados aplicables.

Analizaremos a continuación la interpretación de resultados empleando dos códigos numéricos empleando los datos de los ensayos de caracterización hidráulica descritos anteriormente.

GEM (Generalized Equation of State Model Reservoir Simulator. Berkeley Lab)

GEM (Berkeley Lab 2016), es un software que basándose en ecuaciones de estado simula un flujo multifásico de hasta tres fases y distintos componentes, siendo adecuado para reservorios fracturados y especialmente para el almacenamiento geológico de dióxido de carbono. Contempla tanto los efectos relacionados con fenómenos hidromecánicos como geoquímicos que se producen durante la inyección del CO₂ en el complejo almacén-sello.

Es adecuado para simular los efectos geomecánicos producidos por la inyección del dióxido de carbono en la formación geológica, y en particular, la deformación plástica, fractura del macizo rocoso y fenómenos de dilatancia en la red de fracturas.

Las etapas de desarrollo de un modelo geológico dinámico empleando GEM para un reservorio como Hontomín son las siguientes:

- Desarrollar un modelo geológico estático de detalle, en el que se reflejen los límites del almacén y en particular la localización, geometría y transmisividad hidráulica del conjunto de fallas que afecta al complejo geológico, las características petrofísicas de las distintas formaciones afectadas por la inyección, la distribución de las fracturas en la formación almacén obtenida mediante trabajos de televiwer o FMI log, la permeabilidad relativa en las fracturas determinada en laboratorio y la saturación crítica del CO₂ en las fracturas.
- Correlacionar las características de los fluidos a inyectar (salmuera y CO₂) con los resultados de los ensayos de inyección a escala de laboratorio en condiciones de reservorio y con la interpretación de los ensayos de pozo realizada con códigos analíticos.
- Calibrar la respuesta del modelo utilizando los resultados de la caracterización hidráulica realizada y los correspondientes a nuevos ensayos diseñados en base a la experiencia adquirida.
- Realizar un estudio de sensibilidad del modelo 3D en base a los distintos parámetros petrofísicos asignados, la red de fracturación definida y la presencia de fallas y heterogeneidades/anisotropía de las formaciones geológicas objeto de estudio.

En la figura 158 se muestra el ajuste histórico (history matching) de la evolución de la presión de fondo en el pozo de inyección (gráfica de la parte superior) y en el pozo de observación (parte inferior) de Hontomín para los ensayos de inyección de mezclas y CO₂, analizados en el capítulo 4.2.5. *Ensayos de inyección de mezclas de CO₂ y salmuera*. Las curvas de color verde corresponden con los valores de las presiones medidas y las de color azul con los resultados del modelo GEM. Los valores reales y el modelo ajustan bien en los periodos de inyección, pero en los periodos de fall off es necesario realizar una actualización de la modelización que mejore el ajuste. El valor de la permeabilidad en la red de fracturas calculado es de 15 mD, lo cual supone un aumento de casi 10 mD respecto al valor aportado por Saphir durante la fase de inyección de salmuera que era 5.4 mD.

Fig 158 Interpretación del histórico de inyección con CO₂ y mezclas con salmuera GEM (de Dios et al 2017)

Este incremento constata la suposición de que efectos de reactividad geoquímica producidos por la inyección de mezclas de salmuera y CO₂, probablemente por migración iónica, se han producido en el reservorio tal como sugerían los análisis de pH y cromatografía iónica del agua de formación. La permeabilidad en la matriz de poros calculada es de 2 mD, lo que refleja una clara tendencia de entrapamiento del CO₂ en las fracturas (*de Dios et al 2017*).

IMPACTS

IMPACTS es un código que ha sido desarrollado por los profesores de la Universidad Politécnica de Madrid Alberto Ramos y Carlos Martínez, que contempla el transporte multifásico, multicomponente y reactivo de los fluidos, siendo aplicable para reservorios cuya permeabilidad preferente es por fracturas, en base a las experiencias adquiridas en las actividades de caracterización hidráulica que se han llevado a cabo en la Planta de Desarrollo Tecnológico de Hontomín.

El cálculo de los gradientes de presión en el flujo multifásico requiere de la determinación de los parámetros que definen la difusividad de los distintos fluidos que componen la corriente a inyectar en el macizo rocoso, tales como la velocidad de desplazamiento y las propiedades hidráulicas como la densidad, viscosidad y tensión superficial. Es el patrón de flujo uno de los factores críticos a definir en la determinación de las características del flujo multifásico.

En la definición del patrón de flujo se debe identificar si el régimen es laminar o turbulento, cuantificar las cantidades relativas de cada espécimen presentes en la corriente inyectada o la topología de las interfases.

Fig 159.- Mapa de Regiones del patrón de flujo bifásico horizontal

En la figura 159 se refleja el mapa de siete regiones de flujo bifásico horizontal de fluidos, siendo los siete patrones los siguientes:

- Flujo burbujeante (buble): El gas se dispersa en forma de burbujas que se mueven a una velocidad similar a la del líquido, tendiendo a concentrarse en la parte superior de la

tubería que lo contiene a velocidades más bajas que la de la lámina de líquido que se desplaza en esta zona.

- Flujo de pulsos (plug).- Pulsos alternativos de gas y líquido se mueven en la parte superior de la tubería.
- Flujo estratificado (stratified).-El flujo del líquido se produce en la parte inferior de la tubería y el gas en una suave interfase líquido-gas.
- Flujo ondulante (wave).-Se produce para altas velocidades del gas generando “oleaje” en el sentido de flujo. Cuando la cresta de la “ola” llega a la parte superior de la tubería, se forman turbulencias espumosas que se desplazan a una mayor velocidad que la media de la mezcla.
- Flujo turbulento espumoso (Slug).- El origen de este tipo de flujo puede causar severas vibraciones en los equipos afectados, debidas al impacto del fluido a alta velocidad contra las paredes que lo contiene.
- Flujo anular (annular).- El líquido se desplaza como una lámina delgada próxima a la pared de la tubería, mientras que el gas fluye en la parte central de la misma. En algunos casos el líquido es arrastrado a la parte central con gas.
- Flujo micronizado (spray): Para altas velocidades del gas, el líquido es atrapado en forma de pequeñas gotas en el interior de éste.

Por lo que respecta al patrón de flujo bifásico vertical, se pueden distinguir los siguientes tipos:

- Flujo burbujeante (buble).-Con flujo continuo de la fase líquida y distribución aleatoria de la fase gas en forma de burbujas.
- Flujo de pulsos (slug).- Ambas fases contribuyen al desarrollo del gradiente de presión, con la fase gas distribuida en forma de pulsos, entre los que se intercambian los de la fase líquida.
- Flujo de mezcla (churn).- Los pulsos de la fase líquida se hacen discontinuos, mientras que los correspondientes a la fase gaseosa se conectan unos a otros, produciéndose una caída de presión en relación al flujo de pulsos.
- Flujo anular (annular).- La fase líquida se desplaza en forma laminar alrededor de las paredes de la tubería, mientras que la fase gas se desplaza en la zona central de la misma, arrastrando pequeñas gotas de líquido.

En la figura adjunta se reflejan esquemas de cada uno de estos tipos de flujo vertical.

Fig 160.- Patrones de flujo vertical bifásico

Múltiples correlaciones bifásicas se han desarrollado en décadas pasadas, la mayor parte de las cuales se han basado en sistemas binarios aire-agua, limitadas en todos los casos por los datos empleados. La mayor parte del software utilizado permite modelizar y correlacionar con distintas opciones para el flujo bifásico. Baker Jardine associates son los que más estudios de correlación han realizado en el caso de flujo bifásico en pozos petroleros, oleoductos y gaseoductos.

Las predicciones de pérdida de carga realizadas mediante el software PIPESIM (*Baker Jardine associates, 2012*), se compararon con datos experimentales disponibles de la industria petrolera (ensayos de pozo/pipeline y caracterización hidráulica de reservorios):

$$\% \text{ error} = (\text{calculated value} - \text{measured values}) / \text{measured value} \times 100\%$$

En la tabla siguiente podemos observar la evaluación de las correlaciones realizadas en función del rango del error en el que se encuentren:

Error Range (%)	Evaluation	Score
5.0 to + 5.0	Very good	3.0
10.0 to + 10.0	Good	2.0
20.0 to + 20.0	Moderate	0
Outside above range	Poor	3.0

Tabla 25 Correlaciones y rango de error

La correlación de Moody se recomienda para flujo monofásico tanto vertical como horizontal de hidrocarburos en fase líquida y gas. Ejemplos de correlaciones bifásicas en las que se utiliza el método Moody son las siguientes:

No-Slip (NS)

Considera un flujo homogéneo sin deslizamiento entre las fases. Las propiedades hidráulicas se toman como una media de las fases líquida y gas, y el rozamiento se calcula utilizando la correlación monofásica de Moody.

OLGAS-89 and OLGAS 92 (O-89, O-92)(Bendiksen et al 1991)

Se basa en los estudios realizados en los laboratorios de SINTEF. Las instalaciones de ensayo se diseñaron para operar en condiciones similares a las reales. El lazo de ensayo es de 800 m de longitud y 8 pulgadas de diámetro, con presiones de operación que oscilan entre los 20 y 90 barg. Las velocidades de las fases gas y líquida llegan hasta los 13 m/seg y 4 m/seg respectivamente, con inclinaciones del pipeline de $\pm 1^\circ$ respecto a la prefijada. Se han realizado más de 10.000 experimentos en ese lazo de transporte, considerando los siguientes regímenes de flujo: estratificado, anular, pulsos/turbulento espumoso y burbujeante disperso.

Para el desarrollo del modelo aplicable al almacenamiento geológico de dióxido de carbono se han tenido en consideración hipótesis de partida similares a las tenidas en cuenta en la aplicación de GEM realizada por *Ranganathan 2011*, pero en este caso para el reservorio de Hontomín (España). La inyección de CO₂ en una formación saturada en salmuera provocará cambios significativos dentro del almacén a lo largo del tiempo. Al inicio de la inyección el CO₂ libre tenderá a desplazar la salmuera, pero al ser la densidad del CO₂ supercrítico significativamente menor que la densidad del agua bajo las mismas condiciones, el CO₂ tenderá a ascender a la zona superior del almacén por flotabilidad y ocupar el espacio por debajo de la formación de menor permeabilidad que constituye el sello. Así, el primer mecanismo de atrapamiento del CO₂ libre es de tipo estructural o estratigráfico, actuando como trampa el sello o formación impermeable a techo.

A medida que el CO₂ es inyectado en la formación, la migración de la pluma está dominada por el empuje que ejerce el CO₂ sobre el agua de la formación. Durante la migración del CO₂ supercrítico, parte es retenido en los poros por las fuerzas de capilaridad, este mecanismo, como se ha explicado anteriormente, se denomina atrapamiento residual y puede inmovilizar grandes cantidades de CO₂ (20-25%) en función del tipo de formación (*Flett et al 2004*).

Durante la fase inicial del almacén, el atrapamiento físico por debajo de las formaciones de baja permeabilidad (sello) será el principal mecanismo de almacenamiento geológico del CO₂.

Se producen dos situaciones en la pluma que migra: por un lado, en la parte delantera o superior de la pluma existe una mayor permeabilidad relativa al CO₂ debido a que el agua es desplazada por el empuje del CO₂ ascendente, y por otro, en la zona posterior de la pluma prevalece la absorción de agua (imbibición) como consecuencia de que ésta va inundando la parte trasera de la pluma en su migración. Durante este proceso de imbibición, parte del CO₂ queda atrapado de manera efectiva como fase residual inmóvil en los poros, hasta que se termina disolviendo con el tiempo.

Pese a que el CO₂ supercrítico es ligeramente soluble en agua, cuando ya lleva cierto tiempo en la roca almacén empezará a disolverse en la salmuera y el tipo de atrapamiento dominante a

escalas de tiempo suficientemente grandes será por solubilidad. Se anticipa que esta disolución provocará un desplazamiento del CO₂ hacia niveles inferiores del almacén, dependiendo de la permeabilidad y la heterogeneidad existentes (*Bachu y Carroll 2004*), ya que la salmuera irá aumentando su densidad al saturarse de CO₂. A largo plazo, el mecanismo de la disolución del CO₂ en el agua intraformacional será más por mezcla convectiva que por difusión, debido a la inestabilidad en la densidad que se va creando (*Ennis-King y Paterson 2003*).

El transporte del CO₂ en fase miscible o inmisible por el flujo hidrogeológico natural en un acuífero regional, con tiempos de residencia o tránsito del orden de miles a millones de años, supondrá el atrapamiento hidrodinámico del dióxido de carbono, pudiendo darse en emplazamientos donde no exista necesariamente una trampa cerrada que confine el CO₂.

El atrapamiento mineral es un mecanismo de secuestro que se produce a lo largo de decenas y centenas de años debido a la cinética lenta de las reacciones en la formación (*Flett et al 2004*). A más largo plazo, este secuestro mineral es la forma más segura de atrapamiento porque el CO₂ adquiere su forma de mayor densidad y queda inmovilizado. Sin embargo, la precipitación de minerales carbonatados reducirá la permeabilidad y la porosidad de la formación almacén por cementación (*McKenna et al 2003*).

Se planteó el problema de desarrollar un modelo matemático que considerase las diferentes fases del almacenamiento del CO₂, desde su inyección hasta el secuestro definitivo. Dicho modelo debe ser sensible a la interacción del CO₂ con diferentes impurezas y debe estar adaptado a las condiciones del almacenamiento del reservorio de la Planta Piloto de Hontomín con las siguientes condiciones (*Ramos y Martínez 2015*):

- El modelo debe ser multifásico y multicomponente. De esta forma será capaz de trabajar impurezas.
- Se utilizará MATLAB como programa de base de cálculo para la implementación de las ecuaciones matemáticas.
- El almacenamiento se realizará en la formación de Hontomín. La roca almacén estará formada por caliza y dolomía.
- La profundidad del almacenamiento será de 1580 m.

Se plantea la resolución de las ecuaciones de conservación que describan la convección, difusión y las reacciones químicas para cada componente. Considerando múltiples tipos de reacciones, tanto de carácter volumétrico como superficial o en zonas porosas.

La ecuación que se resolverá para el transporte de las especies, para la especie k-esima será la siguiente:

$$\frac{\partial(\rho \cdot m_k)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i} (\rho \cdot \bar{v}_i \cdot m_k) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\rho \cdot D_k + \frac{\mu_t}{Sc_t} \right) \frac{\partial m_k}{\partial x_j} \right] + K$$

Donde:

Sc_t es el número de Schmidt para régimen turbulento

μ_t es las viscosidad turbulenta

D_k es la difusividad turbulenta

m_k corresponde a la fuente debida por reacciones químicas

El fluido de mezcla quedará definido por:

- Lista de especies constituyentes
- Leyes de mezcla que determinan como son las propiedades del fluido a partir de las propiedades de las especies involucradas
- Los valores de los coeficientes de difusión de cada especie en la mezcla

Por lo que respecta al método de cálculo de las reacciones químicas que aparecen en el término fuente, se empleará la metodología laminar de tasa finita (finite-rate), que se basa en las expresiones de Arrhenius de la cinética química, suponiendo despreciable los efectos de la turbulencia sobre las reacciones.

$$R_k = M_k \cdot \sum_{r=1}^{N_R} \widehat{R}_k^{(r)}$$

Donde:

N_r es el número de reacciones

M_k es el peso molecular de la especie

R_k^f tasa de reacción de Arrhenius

Así mismo, cada una de las reacciones participantes se determina en base a la siguiente ecuación:

Donde:

$c_k'^{(r)}$ y $c_k^{n(r)}$ son los coeficientes estequiométricos del reactante k en la reacción r-ésima

$K_f^{(r)}$ y $K_b^{(r)}$ representan las constantes de formación

Mediante estas ecuaciones se determina el comportamiento del yacimiento considerando los efectos producidos por la inyección de CO₂ con impurezas.

Se utilizará un modelo de volúmenes finitos para resolver las ecuaciones descritas, garantizando la conservación de la variable sobre cada celda; es decir, los flujos entrantes a la celda deben ser iguales a los flujos salientes de la misma. El que se preserve la conservación no significa que se aumente la precisión, ya que ésta dependerá fundamentalmente de la discretización del dominio.

Por razones de estabilidad del modelo, se precisa analizar mediante las ecuaciones de Navier-Stokes cada una de las fases del secuestro de dióxido de carbono, sin necesidad de considerar en una única fase de modelo el comportamiento completo del fenómeno de secuestro de CO₂.

Por lo que respecta a la discretización de la zona a estudiar, el modelo es radial, es decir, las propiedades del modelo solo varían en la dirección radial y con la profundidad. Por tanto, será necesario definir los pasos tanto en la dirección radial como en el eje z que delimitarán el volumen de cada una de las celdas a estudiar.

En lo concerniente a la modelización de las fracturas, el modelo considerará dos tipos fundamentales: fallas y juntas, con desplazamiento del fluido ortogonal a las paredes de éstas o en dirección al plano de discontinuidad de las mismas. Es necesario distinguir entre medio poroso fracturado y medio fracturado, debido a la naturaleza de las fracturas y sus efectos sobre el flujo y el transporte de impurezas. Parece claro que los efectos de una permeabilidad dominada por el flujo en fracturas, a diferencia de una permeabilidad por porosidad de la matriz, inferirán resultados distintos.

Se ha considerado un funcionamiento de las mismas teniendo en cuenta una fracturación simple y que reacciona con la sustancia que se está inyectando. En la figura 161 se ha representado un esquema de la base del modelo.

Fig 161.- Esquema de flujo en grieta

A medida que las fracturas incrementan su apertura disminuirá la resistencia que oponen al paso del fluido. La apertura de la grieta quedará modelizada por el caudal que es capaz de absorber la formación. De esta forma se ha modelizado el comportamiento de la grieta siguiendo una ecuación exponencial dependiente del tiempo:

$$\text{Diametro}(t) = \text{Diametro}(t-1) + \text{Ajuste altura} \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{\text{AjusteTau1}}}\right)$$

Por otro lado, se debe considerar el efecto reactivo sobre la matriz rocosa. Si la sustancia que se inyecta es CO₂ en estado puro o con un cierto grado de impurezas, la mezcla no reaccionará con la roca. Esto provocará que las grietas no se abran de la misma forma y provoquen un incremento mayor de la presión a medida que el fluido avanza por la formación.

El modelo desarrollado permitirá realizar simulaciones y predicciones a lo largo de toda la vida del proyecto y posteriormente en la fase de abandono, para las siguientes fases:

Fase de inyección de CO₂

La fase de inyección puede llegar a tener una duración desde horas hasta algunos años. Durante esta fase, el modelo resuelve las ecuaciones de transporte en medio físico fracturado, así como las ecuaciones de transferencia de energía de forma acoplada. Para ello, utiliza las ecuaciones planteadas para un régimen semi-estacionario, ya que debido al paso de tiempo no parece que sea muy interesante resolver transitorios con escalas de tiempo muy cortas.

Para resolver las ecuaciones de transporte multifásico y multiespecie, se considera un comportamiento estratificado en la dirección horizontal. Las grietas se abrirán a partir de una presión determinada y su apertura evolucionará como se ha comentado anteriormente. En la figura 162 se muestra la evolución de la presión de apertura de las grietas en función de su número.

Fig 162.-Evolución de la presión de apertura de grietas

Las ecuaciones de estado para definir las propiedades de los fluidos se han obtenido del NIST standard reference database 23, versión 8 (Lemmon et al 2013). Las propiedades termodinámicas y de transporte quedan integradas dentro del modelo de MATLAB siendo posible su utilización en cualquier situación. Se han considerado las variaciones de los siguientes parámetros objeto de estudio tanto para el CO₂ como para las impurezas: densidad, viscosidad, conductividad térmica y calor específico.

El modelo facilita la siguiente información en la fase de inyección para cada uno de los especímenes en flujo multifásico:

- Pérdida de carga del fluido inyectado en la grieta
- Velocidad del fluido en la grieta
- Variación de la temperatura del fluido a medida que penetra en la grieta

En las siguientes figuras se representan las gráficas de la evolución de cada parámetro (Ramos y Martínez 2015) para el procedimiento de inyección de CO₂ que se analizará en el capítulo 4.4. *Diseño de estrategias de inyección de CO₂.*

Fig 163 Evolución pérdida de carga en la grieta

Fig 164 Evolución velocidad del fluido en la grieta

Fig 165 Evolución temperatura del fluido en la grieta

Fase de ascensión del CO₂ al techo de la formación almacén

Una vez que el fluido es inyectado en el pozo, comenzará su ascensión hasta el sello de la formación. El movimiento vertical se ha considerado como un flujo multifásico-multiespecie siguiendo un patrón anular, estando gobernado fundamentalmente por la diferencia de densidades entre el fluido entrante y la salmuera, teniendo que moverse en el seno de un fluido viscoso hasta el techo. En este movimiento no se produce ninguna absorción en los poros, el fluido únicamente burbujea dentro de un medio viscoso hasta el techo de la formación donde queda secuestrado mecánicamente.

En la figura 166 se refleja la estimación mediante el modelo de la velocidad vertical del dióxido de carbono (Ramos y Martínez 2015).

Fig 166.-Velocidad ascensional en medio viscoso

Fase de Disolución y Mineralización

Una vez que el CO₂ se encuentra en la parte superior del domo del reservorio, comenzará a diluirse en la salmuera. La disolución del dióxido de carbono en salmuera se puede determinar mediante la siguiente expresión (Ley de Henry):

$$\ln \frac{f_2}{x_2} = \ln K_H + \frac{V_2^\infty \cdot (P - P_{1sat})}{RT}$$

Donde:

f_2 son las fugacidades

x_2 es la fracción molar soluble

K_H es el coeficiente de Henry

V_2^∞ es el volumen molar parcial del CO₂ en el disolvente

P es la presión del fluido

P_{1sat} la presión de saturación del disolvente

Se obtiene los siguientes resultados utilizando la simulación del modelo para determinar la fracción molar disuelta (Ramos y Martínez 2015).

Fig 167.- Fracción molar de CO₂ disuelta en la salmuera

Una vez que el CO₂ se ha disuelto adecuadamente, comienza un proceso de descenso por la formación debido al fenómeno de difusividad y efecto de convección.

Para valorar este fenómeno se precisa resolver la siguiente ecuación acoplada de difusividad convectiva:

$$D_e \frac{\partial^2 c}{\partial z^2} - \frac{u}{\phi} \frac{\partial c}{\partial z} = \frac{\partial c}{\partial t}$$

Donde:

D_e es el coeficiente de difusividad corregido con la porosidad y la tortuosidad ($D_e = D_0 \cdot \text{Porosidad} / \text{Tortuosidad}$)

u es la velocidad de descenso del CO_2

c es la concentración

Φ es la porosidad de la matriz rocosa

Los efectos de aumento de la concentración de dióxido de carbono por efecto de la difusión y convección en profundidad en función de la variable miles de años lo apreciamos en la gráfica adjunta.

Fig 168.-Evolución de la concentración del CO_2 e impurezas en profundidad por efectos de difusión y convección

Produciéndose las siguientes reacciones que dan lugar al atrapamiento mineralógico del dióxido de carbono:

Tabla 26 Reacciones de atrapamiento mineralógico

La validación del modelo se realizó en base a los resultados de un ensayo de inyección de salmuera a caudal constante 10 kg/s, descrito en el apartado 4.2.4.-*Ensayos de inyección con salmuera*, registrándose la evolución de la presión en la cabeza del pozo (Ramos y Martínez 2015). A continuación se introducen los mismos parámetros de salinidad y caudal en el modelo y se obtienen los siguientes resultados de la presión en la cabeza de pozo.

Fig 169.- Ajuste de medidas y resultados del modelo para presión en cabeza

El código analizado y el modelo desarrollado precisan ser validados con datos de la inyección de CO₂ en el medio y largo plazo en la Planta Piloto de Hontomín, con el propósito de ajustar los parámetros críticos de las ecuaciones que constituyen los algoritmos de cálculo.

Por lo expuesto, se debe considerar el código IMPACTS descrito como una primera versión que precisa de ajuste en base a los resultados experimentales que se conseguirán en un futuro próximo.

4.3.3.-MODELO GEOLÓGICO DINÁMICO 3D

El modelo fenomenológico dinámico 3D del reservorio de Hontomín se desarrolló mediante el código GEM, de acuerdo a los ajustes temporales entre medidas y resultados del modelo analizados en el apartado 4.3.2. *Interpretación mediante códigos numéricos*.

Se partió del modelo geológico estático, analizado en el apartado 3.1.4.1-*Modelo geológico estático*. Debido a las incertidumbres existentes sobre la naturaleza de las fallas y fracturas, éstas se modelizaron como verticales, considerando como límites del reservorio las que se muestran en la figura 170.

En esta fase temprana de inyección en la Planta Piloto de Hontomín, la falta de información detallada sobre la transmisividad hidráulica de las fracturas que delimitan los límites del reservorio no permite definir unas condiciones de contorno basadas en la experiencia.

Se fijó el perímetro mostrado en la figura 170 con fallas sellantes (líneas rojas) excepto la correspondiente a la localización NW (línea azul) que se considera transmisiva, y por tanto, es el área de drenaje del agua de formación impulsada por la inyección de CO₂.

Fig 170 Límites del reservorio. Cortesía de Ciuden

La capacidad de almacenamiento está controlada principalmente por la red de fracturas.

El modelo facilita distintos escenarios de migración de la burbuja de CO₂ en función de las tasas de inyección que se decidan emplear. En la figura 171 se muestra la distribución del CO₂ inyectado para un total de 30.000 t entrampadas en el almacén (parte inferior) para una tasa de 10.000 toneladas inyectadas por año, así como la evolución de las presiones en el mismo (parte superior).

Fig 171 Evolución de la pluma de CO₂. Cortesía de Ciuden

El modelo dinámico descrito se ha desarrollado en base a los datos de la caracterización hidráulica y de la fase temprana de inyección de CO₂, lo que significa que se han asumido incertidumbres que deben resolverse en base a la experiencia y resultados que se alcanzarán en la fase de operación de la Planta Piloto de Hontomín.

En el apartado 6.2. *Trabajos futuros* se analizarán las incertidumbres existentes y se discutirán los trabajos a realizar para mejorar el modelo dinámico para el reservorio de Hontomín.

4.4.-INYECCIÓN DE CO₂ EN CONDICIONES DE TRANSPORTE POR TUBERÍA

Para el desarrollo del modelo fenomenológico dinámico GEM y del código IMPACTS se han usado los parámetros operativos de una estrategia de inyección de CO₂ en condiciones de transporte por tubería. En la presente tesis doctoral se analizará el diseño y la ejecución de dicha estrategia de inyección.

Las condiciones de transporte por tubería se fijaron en el proyecto OXYCFB 300 (EEPR), y correspondían con los parámetros operativos del transporte de dióxido de carbono por ceoducto que se han descrito en el apartado 2.2. *Transporte de CO₂*.

Una estrategia de inyección es el compendio de las distintas etapas que se han de seguir en un proceso industrial, detallando para cada una de ellas los parámetros de operación asociados a las mismas, con el propósito de maximizar la eficiencia y seguridad de la actividad industrial.

La eficiencia de la operación de inyección de dióxido de carbono está condicionada por las características del almacén geológico, en lo concerniente a su profundidad y capacidad. Las características del reservorio condicionarán por tanto el tipo de instalaciones que se montarán en superficie.

Por lo que respecta a la seguridad de la inyección, dos son los fenómenos más relevantes que deben tenerse en cuenta, como se ha explicado previamente, siendo éstos:

- La sismicidad
- Las fugas del reservorio

Para garantizar la continuidad del flujo másico desde la red de transporte de CO₂ al almacén geológico, es necesario adaptar los parámetros de recepción del CO₂ en la planta a los requeridos para su inyección en la formación almacén.

Las condiciones del dióxido de carbono transportado por tubería suelen determinarse por la presión y temperatura en el interior de la canalización, que como se ha explicado anteriormente, se localizan en los siguientes rangos: T=10-20°C y P=120-150 bar, las cuales corresponden con la fase líquida del CO₂.

Los referidos valores determinarán las condiciones de inyección de la estrategia que se analizará en el presente apartado. Se debe tener en cuenta que en la mayor parte de los casos el estado del dióxido de carbono almacenado en el reservorio está en fase supercrítica, debido al aumento de la presión y de la temperatura en la formación respecto a los valores en el tubing de inyección.

De acuerdo a lo expuesto, para asegurar la estabilidad del flujo másico a lo largo del tubing de inyección y cumplir con el objetivo de eficiencia, es necesario evitar cambios sustanciales de estado del CO₂ a lo largo de dicha canalización, asegurando así su integridad.

A continuación se van a describir las distintas etapas de la estrategia de inyección de CO₂ que corresponden con la Patente Nacional nº 201500151 "*Procedimiento industrial de inyección de CO₂ denso desde condiciones de transporte por tubería a condiciones de almacenamiento geológico permanente*" de la que el doctorando es co-inventor:

1ª Etapa: Presurización del pozo de inyección con agua de formación

La primera etapa de esta estrategia de inyección es la presurización del pozo de inyección con agua de la formación almacén. La presión del pozo de inyección será siempre superior al valor objetivo para la inyección de dióxido de carbono en fase líquida, siendo éste 75 barg. Incrementando el caudal de inyección de agua se aumentará la presión de presurización del pozo sin superar la presión prevista de la inyección de CO₂ en la cabeza del pozo.

En el caso de que la extracción del agua de formación no sea posible, se utilizará salmuera industrial de las mismas características que ésta. Deberán tenerse en consideración los efectos que pueden generar los microorganismos que sean capaces de sobrevivir en un medio anaerobio que pueden llegar a colapsar el pozo, razón por la que se requiere inyectar biocida con la salmuera. En ningún caso se inyectará agua dulce en ésta u otra etapa de la estrategia de inyección, ya que se alteraría la estabilidad del acuífero salino profundo.

La presión inicial de cabeza de pozo evolucionará dependiendo de las características de la formación almacén. Al iniciarse el aporte de agua de formación la presión en cabeza de pozo irá aumentando en función del caudal aportado por el sistema de inyección hasta llegar a una presión igual o superior a 75 barg, e inferior a la presión a la que se regule el sistema de inyección del CO₂.

Fig 172.-Evolución de la presión y caudal de la salmuera en la 1ª Etapa

En la gráfica anterior se refleja la evolución de la presión en fondo de pozo y el caudal de la inyección del agua de formación en la 1ª etapa de la estrategia de inyección de CO₂ en condiciones de transporte por tubería.

2ª Etapa: Acondicionamiento del CO₂ para ser inyectado

La presión y temperatura en la inyección del dióxido de carbono juegan un papel básico, siendo los efectos termodinámicos y químicos los que determinarán las condiciones de transmisividad de este fluido en la formación almacén.

Se acondicionará la presión de inyección a un valor igual o superior a 75 barg en cabeza de pozo e inferior al menor valor de presión entre el correspondiente a los umbrales de fracturación y respuesta sísmica que se hayan determinado de acuerdo a los procedimientos de caracterización hidráulica descritos. La temperatura de inyección se adecuará en el rango entre 10 y 30º C, al objeto de mantener la inyección en fase líquida en cabeza de pozo.

3ª Etapa: Inyección de CO₂

En esta etapa el CO₂ empujará el agua de formación inyectada en la etapa 1ª e irá llenando tanto el tubing como la caldera del pozo para comenzar a entrar en la formación.

Es conveniente comprobar el efecto de la columna hidrostática en las condiciones de inyección elegidas, y en particular, calcular el decalaje en el tiempo de la transmisión de la presión de cabeza a fondo de pozo y del tiempo de desplazamiento del CO₂ a través del tubing hasta su llegada al fondo del pozo.

Con el propósito de adecuar la presión de inyección en el fondo del pozo a unos valores admisibles que no produzcan elevadas respuestas sísmicas y adaptar las condiciones de inyección a un medio en el que la permeabilidad y transmisividad del almacén puedan variar a lo largo del tiempo, es conveniente montar una válvula manorreductora en el tubing de inyección. De esta forma nunca se superarán los valores de presión en el fondo del pozo correspondientes a la presión de fractura y umbral sísmico, asegurándose la integridad del complejo geológico.

El valor de la presión de inyección de un fluido en una formación geológica profunda no está limitado de acuerdo a la legislación española vigente, a diferencia de otros marcos legales como el alemán o estadounidense que limitan el valor máximo de dicho parámetro a un porcentaje de los valores de presión hidrostática y/o de fractura de la formación. Se precisa por tanto elaborar

guías de buenas prácticas basadas en experiencias como Hontomín, que sirvan para un posterior desarrollo reglamentario que regule este tipo de procesos industriales.

La válvula manorreductora ajustará la presión en cabeza de pozo de acuerdo a las limitaciones exigibles y a los cambios de transmisividad que se produzcan en la formación almacén a lo largo de la vida del proyecto.

4ª Etapa: Limpieza de la tubería de inyección

Al finalizar la inyección de CO₂ se pondrá de nuevo en funcionamiento la inyección de salmuera y se incrementará el caudal para empujar el CO₂ existente en el tubing y en el fondo del pozo al interior de la formación almacén.

Una vez cese la inyección de CO₂ se cerrará la válvula de aporte y se detendrá el sistema de acondicionamiento de presión y temperatura. A partir de este momento se debe inyectar agua de formación en un volumen igual o superior al doble del volumen libre del pozo, con el fin de asegurar una limpieza eficaz de los restos de CO₂ existentes en el tubing y en el fondo del pozo. Posteriormente se detendrá el sistema de inyección de agua de formación cerrando la válvula de aporte durante el tiempo necesario para que la presión baje al menos hasta el 50% de la presión de inyección elegida. La evolución de la presión en esta fase será similar a la que se observa en la zona de fall off de la figura 172.

Una vez que se haya alcanzado este valor de presión, se realizará una inyección adicional de agua de formación con el fin de arrastrar hasta el reservorio los restos de CO₂ que hayan borboteado a lo largo del tubing. Para ello, se volverá a poner en funcionamiento el sistema de inyección de agua abriendo la válvula de aporte y controlando el caudal inyectado.

En el gráfico de la figura 173 se puede observar la evolución de los parámetros de operación en cada una de las cuatro etapas descritas de la estrategia de inyección de dióxido de carbono en condiciones de transporte por tubería, utilizando una válvula manorreductora instalada en el tubing de inyección con $\Delta P = 60$ bar a la profundidad de 1.000m.

Fig 173 Etapas en la inyección de CO₂ (de Dios 2016)

Por lo que respecta al perfil de temperaturas en el pozo de inyección HI, la toma de datos se ha realizado mediante el dispositivo DTS de Silixa Ltd (Distributed Temperature Sensing System). En la figura 174 se muestra la evolución del referido parámetro para el agua de formación (línea verde) y los valores correspondientes a la inyección de CO₂ (línea azul) a lo largo del tubing del pozo HI. Los datos se han tomado durante el periodo previo y posterior a la inyección del dióxido de carbono, con el propósito de garantizar unas condiciones termodinámicas estables durante la operación de la inyección. Se ha medido la temperatura en el referido tubing con una resolución de acuerdo a un periodo temporal de $\Delta t=60-300$ segundos y un espaciado de $\Delta L=0,25m$.

El perfil de temperaturas correspondiente al gradiente geotérmico (pre-inyección, línea verde) en el complejo sello-almacén es bastante homogéneo, indicando una transferencia de calor uniforme entre el agua del anular, la completación del pozo y las formaciones geológicas atravesadas durante la perforación. El enfriamiento producido por la inyección de CO₂ (línea azul) se debe a la adecuación de éste desde las condiciones de almacenamiento en tanques en fase criogénica (-20°C and 20 barg) a las condiciones de inyección en cabeza de pozo (10 °C y 75 barg). Destacan los efectos producidos por la válvula de reducción de presión (choke) colocada en el apoyo (nipple) a 1.000 m de profundidad, produciéndose inicialmente un calentamiento generado por el rozamiento que se produce en el estrangulamiento de la válvula y posteriormente el enfriamiento del CO₂ debido al efecto Joule-Thompson en la zona de expansión posterior a la misma.

De acuerdo a los parámetros operativos en la cabeza del pozo y a los valores de presión y temperatura alcanzados en el fondo del mismo (153 bar y 32,5°C), se asegura que la inyección del CO₂ a lo largo del tubing se ha realizado en condiciones de flujo monofásico en fase líquida, siendo la fase supercrítica o densa la que corresponde al almacén (de Dios et al 2017)

Fig 174 Perfil de Temperaturas en el tubing de inyección (de Dios et al 2017)

El efecto Joule-Thompson es en buena medida el causante de que la inyección se haya realizado en fase líquida a lo largo de la mayor parte de la tubería de inyección, debido al enfriamiento del CO₂ a la salida de la válvula manorreductora.

Estos datos se han contrastado con la información que ofrecen los sensores de presión y temperatura en el fondo del pozo durante las fases de inyección y fall off para los ensayos realizados. Como se puede comprobar en el gráfico de la figura 175, la evolución de la temperatura en el fondo de pozo HI debida a inyecciones de CO₂ a 10°C en cabeza, conlleva diferencias entre ambos periodos de hasta 20° C. Por lo tanto, se debe estudiar la influencia de la temperatura sobre la inyectabilidad del CO₂ y los mecanismos de atrapamiento en el reservorio de Hontomín.

Fig 175 Evolución temperatura fondo de pozo (de Dios et al 2017)

4.4.1.-EFECTOS TERMODINÁMICOS, QUÍMICOS Y LA PRESENCIA DE IMPUREZAS

Los parámetros que condicionan la inyectabilidad y transmisividad del dióxido de carbono en un almacén geológico varían en función de las condiciones en las que se encuentre este fluido. Las fases en las que se presenta el dióxido de carbono son: sólida, vapor, líquida y supercrítica o densa. En el gráfico de la figura 176 se puede observar la relación entre las fases descritas con la presión y la temperatura en el caso del dióxido de carbono sin impurezas.

Fig 176.-Diagrama Presión-Temperatura del CO₂

Dos puntos de este diagrama son básicos para entender el desarrollo de las estrategias de inyección de CO₂, el punto triple y el crítico. El punto triple corresponde con unas condiciones

de $-56,6^{\circ}\text{C}$ y 5,18 bar, y se define como el estado en el que las fases sólida, líquida y vapor coexisten en equilibrio. De este punto parten dos líneas, la línea de fusión que separa las fases sólida y líquida, y la línea de saturación que separa las fases líquida y vapor.

Esta última une el punto triple con el punto crítico, cuyas condiciones son $31,1^{\circ}\text{C}$ y 73,8 barg, en el que el fluido tiene una viscosidad próxima a la correspondiente a la fase gas y una densidad próxima a la de la fase líquida, facilitando una transmisividad eficiente a través de fracturas por las razones expuestas. La difusividad en estado supercrítico es mayor que en estado líquido, debiendo analizarse el efecto que las distintas densidades tienen en cada fase con el nivel de eficiencia de la técnica de inyección en el almacenamiento.

Las condiciones de operación de la estrategia de inyección de CO_2 que se propone en la presente tesis doctoral se sitúan en el entorno del punto crítico del diagrama presión-temperatura. Recordemos que la estrategia descrita es para la fase líquida a lo largo del tubing de inyección, pero la transmisividad del CO_2 a través de las fracturas del reservorio se realiza en fase supercrítica.

Por otro lado, debemos tener en cuenta los efectos termodinámicos asociados a la inyección de dióxido de carbono tanto en el tubing como en el reservorio. En la figura 177 se muestra el Diagrama de Mollier (entalpía-presión):

Fig 177 Diagrama de Mollier del dióxido de carbono

En el mismo se correlacionan la presión, entalpía, densidad, temperatura y entropía del CO₂ en estado puro (*ChemicaLogic 1999*). Efectos como el de Joule-Thomson, que se producen durante la expansión de este fluido por variaciones de presión y temperatura en condiciones isentálpicas, afectan severamente al comportamiento del CO₂. De hecho, se puede observar en la figura 174 que la fase líquida se mantiene a lo largo del tubing de inyección por el enfriamiento que experimenta del dióxido de carbono a la salida de la válvula manorreductora, como se ha explicado anteriormente.

Es necesario estudiar detalladamente este tipo de efectos que condicionan el diseño, ejecución y control de las estrategias de inyección dependiendo de las condiciones del transporte y del almacenamiento en el reservorio.

En el ANEXO E: *Efectos termodinámicos, químicos y la presencia de impurezas en la corriente de CO₂* se hará una exposición del estado del arte sobre estudios a escala laboratorio de los efectos producidos por la presencia de impurezas en la corriente de dióxido de carbono.

A continuación se analizarán y discutirán los resultados de los ensayos de inyección de CO₂ con impurezas llevados a cabo en la Planta Piloto de Hontomín en el marco del proyecto IMPACTS (FP 7), en lo concerniente a cómo afectan a la estrategia de inyección descrita. En la figura 178 se reflejan los parámetros de la inyección de dióxido de carbono contaminado con un 5% de aire sintético (79% N₂ y 21% O₂).

Fig 178.-Efectos producidos por el 5% de aire artificial en la corriente de CO₂ (de Dios et al 2016)

El incremento de la presión en cabeza de pozo (línea azul) durante la inyección del CO₂ con dicha impureza se hace patente tal como refleja la zona sombreada del gráfico y en particular durante el periodo de operación en condiciones de régimen permanente (*de Dios et al 2016*).

En lo concerniente a los cambios que experimenta la densidad del CO₂ en las condiciones de este reservorio, como consecuencia de la presencia de un 5% de aire artificial como impureza, se produce una disminución del 7,74 % respecto a las condiciones de inyección de dióxido de carbono en estado puro. La densidad del referido fluido a 1440 m de profundidad y 31º C de temperatura de inyección es de 840 Kg/m³ y con un 5% de aire artificial es de 775 Kg/m³.

Teniendo en cuenta que la densidad del CO₂ se ha medido a la salida del tubing de inyección, sería preciso verificar los valores de este parámetro en el propio reservorio, tanto en estado puro como con la impureza en su composición, al objeto de constatar las diferencias de densidad tanto en la fase líquida como supercrítica.

4.5.-MECANISMOS DE CONTROL

Los procedimientos de control de la estrategia de inyección de CO₂ en condiciones de transporte por tubería persiguen los siguientes objetivos:

- Maximizar la eficiencia del proceso industrial
- Optimizar la seguridad
- Minimizar los riesgos asociados al proceso

El compendio de los mismos se incluirá en el Manual de Operación y en el Plan de Seguimiento de la seguridad de la planta industrial. Ambos documentos formarán parte del Plan de aseguramiento de la calidad y seguridad medioambiental, industrial y laboral.

Actualmente existen grupos de trabajo internacionales que trabajan en el desarrollo de normas ISO que regirán la implantación y el seguimiento de las tecnologías CAC, de tal forma que en la fase de despliegue industrial de las mismas se puedan establecer los procedimientos de acuerdo a nuevos estándar 9001, 14000 y OHSAS que permitan la certificación de las industrias implicadas en el aseguramiento de la calidad de sus procedimientos.

En la actualidad, la única exigencia legal en nuestro país en materia de seguridad relacionada con el almacenamiento geológico de CO₂ es la establecida en la Ley 40/2010, y en particular en lo referente al *artículo 19 Seguimiento*, en el que se determinan las obligaciones del responsable de la concesión de almacenamiento para realizar un seguimiento de acuerdo a un plan que se ceñirá a lo establecido en el anexo II de la referida ley, y en el *artículo 21 Inspecciones* en el que se fijan las responsabilidades administrativas de supervisión del referido plan de seguimiento y el *artículo 22 Medidas en caso de irregularidades significativas y fugas* relativo a la aplicación de medidas correctoras en caso necesario. Se amplía la información sobre estos temas en el ANEXO C: *Evaluación de Riesgos*.

Los mecanismos de control que se describen en los próximos apartados están basados en los trabajos experimentales en los que ha participado el autor de esta tesis.

4.5.1.-CONTROL DE EFICIENCIA DEL PROCESO

El procedimiento de control de la eficiencia de la estrategia de inyección de dióxido de carbono en condiciones de transporte por tubería conlleva las siguientes verificaciones:

1. Comprobar la evolución de los parámetros de inyección de agua de formación (Q, P) durante la fase de presurización del pozo inyector, tomando como referencia las curvas de presión y caudal respecto al tiempo definidas durante las pruebas de caracterización hidráulica para el valor de la presión de inyección. Prestar especial atención a los posibles cambios de transmisividad en la formación almacén que pudieran alterar las curvas de referencia.
2. Comprobar la evolución de los parámetros de inyección del CO₂ (Q, P y T) durante la fase de acondicionamiento del dióxido de carbono y en la fase temprana de inyección, tomando como referencia las curvas de presión y caudal mencionadas en el párrafo anterior. Comprobar las posibles variaciones generadas por los cambios de difusividad del fluido en el medio rocoso y que no se producen cambios significativos de los parámetros operativos, y en particular de la temperatura a lo largo del tubing de inyección, que pudiesen dar lugar a cambios de fase.
3. Correlacionar los valores de la presión en cabeza y en el fondo de pozo durante la fase de inyección de CO₂. Se comprobará el funcionamiento de la válvula reductora colocada en el tubing (choke), si se hubiese montado. En el caso de que no fuese necesario su montaje, se corroboraría la evolución de la transmisión de presión a lo largo de la columna de fluido en el tubing, comprobando las posibles alteraciones de la operación respecto a los valores de referencia obtenidos durante la caracterización hidráulica del almacén.
4. Determinar el volumen de agua de formación inyectado durante la fase de limpieza del tubing de inyección.
5. Determinar el periodo para el que la presión en fondo disminuya el 50% del valor que corresponde al final de la inyección de CO₂. Comparar con los datos del periodo de fall off de la curva de inyección de referencia.
6. Identificar el periodo para el que la presión de fondo se recupere al valor inicial previo a la inyección de CO₂. Comparar con los datos del periodo de fall off de la curva de inyección de referencia y cuantificar el volumen acumulado de CO₂ inyectado.
7. Verificar la presencia de borboteo de dióxido de carbono en la cabeza de pozo y determinar el caudal de agua de formación a inyectar, necesario para evitar este fenómeno.

4.5.2.-SEGUIMIENTO DE LA SEGURIDAD

El control de la seguridad de una planta de almacenamiento geológico de CO₂ persigue los siguientes objetivos:

- Identificar el umbral de respuesta sísmica y evitar efectos indeseados.
- Detectar posibles líneas de fuga y proponer medidas correctoras

El plan de seguimiento de una planta de almacenamiento geológico de dióxido de carbono será el documento en el que se integren de una forma pormenorizada los siguientes procedimientos de control:

1.-Seguimiento e interpretación de los datos proporcionados por la red de control sísmico, con los siguientes objetivos:

- Determinar una línea base de referencia sísmica.
- Correlacionar los valores de los parámetros de la inyección y las respuestas obtenidas debidas a un reacondicionamiento del estado tensional del macizo afectado.
- Comprobar las posibles consecuencias de trabajar a presiones superiores a la de fractura de las formaciones sello y almacén (LOT)
- Identificar las condiciones de activación de fallas próximas al complejo sello-almacén durante la fase de inyección de CO₂.

2.- Seguimiento e interpretación de los datos proporcionados por la red de control hidrogeológico, con los siguientes objetivos:

- Determinar la evolución de los distintos niveles freáticos y correlacionarla con las fases de inyección. Actualizar el pertinente modelo hidrogeológico y realizar predicciones de las que se puedan inferir riesgos asociados.
- Valorar los cambios de la naturaleza de las aguas en los puntos de control, interpretando la variación de dichos parámetros en función de la fase operativa asociada. Correlacionar el comportamiento profundo y superficial de los acuíferos ante potenciales fugas de CO₂.

3.- Seguimiento e interpretación de los datos proporcionados por la red de control superficial de gases, con los siguientes objetivos:

- Determinar una línea de base distinguiendo entre las emisiones de carácter antropogénico y las emisiones naturales de dióxido de carbono.
- Correlacionar los parámetros operativos de la inyección y las emisiones obtenidas.
- Localizar áreas potenciales de fuga en superficie y correlacionarlas con su origen profundo.
- Proponer medidas correctoras

4.- Plan específico de seguimiento durante la fase de monitorización en el periodo de tiempo previo a la transferencia de la concesión agotada a la administración competente. Este plan se diseñará en función del grado de eficacia de los mecanismos de control implementados en las fases previas y de los posibles cambios sustanciales, irregularidades y riesgos significativos que hayan tenido lugar durante las mismas.

Los datos adquiridos y la interpretación realizada de las actividades previstas en los procedimientos del seguimiento de la seguridad de un almacén geológico de dióxido de carbono, servirán para ajustar el modelo de análisis de riesgos.

Por lo que respecta al plan específico de seguimiento durante la fase de monitorización del almacén, se desarrollará un procedimiento basado en la experiencia y en el ajuste de los distintos modelos asociados a la operación del emplazamiento (dinámico, hidrogeológico, sísmico y análisis de riesgos, entre otros), por lo que a priori no se puede establecer un estándar al respecto.

La solución común a cualquier emplazamiento son las medidas preventivas que se deben adoptar en los pozos de inyección y de observación, que se analizarán en el ANEXO F. *Soluciones constructivas para el abandono de pozos.*

5.-DISCUSIÓN

Las experiencias y estudios que han servido de base para desarrollar esta tesis doctoral corresponden con la fase de caracterización hidráulica y primeras inyecciones de CO₂ en el complejo sello almacén de Hontomín, un acuífero salino profundo en carbonatos fracturados de baja permeabilidad en la matriz de poros. Han servido para establecer los criterios de diseño, ejecución y control de una estrategia de inyección de CO₂ en condiciones de transporte por tubería.

El primer logro del proyecto OXYCFB300 que se ha descrito, es alcanzar la profundidad de 1.600 m utilizando técnica minera con equipos ligeros de perforación, lo que ha supuesto una eficiencia en costes alta en relación a las técnicas tradicionales del sector de hidrocarburos. La gran incógnita es si el desarrollo de esta tecnología permitirá dar solución a las necesidades industriales, en las que se contemplan caudales de inyección superiores a los empleados en Hontomín o geometrías de pozos inclinados e incluso horizontales.

Por lo que respecta a la instrumentación profunda, que como se ha argumentado juega un papel fundamental para realizar el control de la inyección y para llevar a cabo la monitorización previa al abandono definitivo de la concesión, la pregunta es si es realmente fiable a lo largo del tiempo. En el caso de que estos dispositivos se pierdan durante su montaje o dejen de transmitir información durante la vida del proyecto, qué soluciones se podrían adoptar.

La metodología de caracterización hidráulica combinando ensayos de laboratorio y campo es el segundo logro del proyecto OXYCFB300, mejorando la permeabilidad de un reservorio en dos órdenes de magnitud utilizando procedimientos eficientes y respetuosos con el medio ambiente. En todo caso, se debe demostrar que el aumento de permeabilidad desde 0,8 a 15 mD es un efecto a nivel de almacén y no exclusivamente en el entorno del pozo.

Las causas de dicho incremento de permeabilidad no están totalmente claras. En base a los resultados de los ensayos se estima que se han producido cambios debido a efectos hidrodinámicos y geomecánicos que han alterado el estado inicial de la red de fracturas, a los que posteriormente se han sumado los efectos geoquímicos, probablemente por migración iónica. Será preciso constatar estas premisas con nuevos ensayos a escala laboratorio y de inyección en campo.

En lo concerniente a la modelización del comportamiento de este tipo de almacenes, la cuestión es si es posible obtener un modelo fenomenológico fiable en una etapa temprana del proyecto

o si por el contrario no seremos capaces de ajustar el modelo en el tiempo preciso. Al respecto, no está claro si se podrán determinar valores de permeabilidad relativa realistas, cuantificar los procesos de histéresis debidos a inyecciones de CO₂ y salmuera, considerar los procesos de imbibición y drenaje o determinar la influencia de las variaciones térmicas en el comportamiento del reservorio, entre otras tareas pendientes para mejorar el modelo existente.

En general, los resultados de la caracterización hidráulica e inyecciones tempranas de CO₂ corresponden con el comportamiento del reservorio en las proximidades del pozo (well bore effects) para las cantidades inyectadas, siendo preciso verificar si la tendencia que marcan corresponde con el comportamiento a largo plazo del complejo de almacenamiento.

6.-CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

6.1.-CONCLUSIONES

En esta tesis se han mostrado los resultados de los trabajos que sirven de punto de partida para demostrar que la inyección de dióxido de carbono en almacenes carbonatados fracturados de baja permeabilidad en la matriz de poros es una tecnología con alta probabilidad de éxito a escala industrial. Las propiedades singulares de estas formaciones geológicas y del fluido a inyectar, confieren unas características diferenciadoras no estudiadas suficientemente hasta la fecha. Esta razón justifica el carácter innovador del presente estudio.

A continuación se exponen las siguientes conclusiones que resumen los puntos clave de la investigación, analizando brevemente los resultados alcanzados:

- La aplicación de la técnica minera empleando equipos de perforación ligera en la exploración y construcción de la Planta Piloto de Hontomín, con un ahorro en costes del 60% respecto a las técnicas tradicionales empleadas en el sector de hidrocarburos, supuso un logro fundamental. Ha permitido superar el reto de alcanzar la profundidad del reservorio y la ejecución de la completación de los pozos de inyección y observación para los fines perseguidos, sin desviación del presupuesto del proyecto. La elección de esta técnica condicionó el diseño de las estrategias de inyección de CO₂ que se llevaron a cabo en el emplazamiento.
- La elección y en particular el montaje de la instrumentación profunda, empleando la técnica descrita anteriormente, son básicos para realizar el seguimiento y control de la caracterización hidráulica del par sello-almacén, proporcionando información que nos permitió interpretar los resultados de los ensayos de inyección realizados. Esta misma instrumentación servirá para controlar las fases de operación y de monitorización, previa al abandono definitivo de la concesión. Sensores P/T adaptados al almacenamiento de dióxido de carbono, dispositivos de medida de temperatura distribuida (DTS), dispositivos de medida de respuesta acústica (DTS) o tomografía ERT, han sido probados con éxito en Hontomín, facilitando la mayor parte de los datos empleados en este estudio.

- Durante los ensayos de caracterización hidráulica en la fase de perforación, se confirmó la baja permeabilidad del almacén lo cual supuso un reto ya que no estaba clara la viabilidad del reservorio como almacén de CO₂. También se verificó la conectividad hidráulica entre ambos pozos. La rápida respuesta en el pozo de observación debida al aumento de presión en el pozo HI, sugiere que la migración de fluidos es preferentemente a través de la red de fracturas. Por otro lado, los periodos de recuperación o fall off son lentos, siendo propios de los efectos que producen el cierre de las fracturas ante la falta de presión de inyección y la falta de permeabilidad en la matriz de poros.
- Los ensayos de inyección de mezclas de CO₂ y salmuera realizados sobre muestras de la formación almacén en condiciones de reservorio mediante el ensayo ATAP demostraron la apertura de las fracturas existentes y la posible generación de nuevas por efectos hidromecánicos y geoquímicos. Estos resultados sirvieron de base para el diseño de los ensayos de inyección en campo durante la fase de caracterización hidráulica.
- Considerando estos resultados preliminares y su análisis, se diseñaron ensayos con el objetivo de identificar los valores de los principales parámetros en la operación de inyección en el reservorio de Hontomín. Estos ensayos se realizaron en modo control caudal y presión inyectando salmuera y mezclas de ésta y CO₂.
- De la inyección de 14.000 m³ de salmuera la principal conclusión que se extrajo es que los efectos de la inyección probablemente produjeron cambios geomecánicos en la red de fracturas e incrementaron la permeabilidad en el almacén. Los resultados de los ensayos ATAP de laboratorio apoyan esta hipótesis.
- Una vez se inyectaron las mezclas de CO₂ y salmuera, los resultados de la cromatografía iónica realizada sobre muestras del agua de reservorio sugieren la reactividad entre el flujo bifásico del CO₂ y el agua de reservorio con los materiales que rellenan las fracturas de la Formación Sopeña, probablemente por migración iónica, siendo concordantes con los resultados aportados por los análisis de efluentes en los ensayos ATAP. La interpretación de los resultados de ambos tipos de ensayos de inyección se realizó mediante los códigos empleados para construir el modelo fenomenológico dinámico.
- Se ha diseñado y probado a escala real la estrategia de inyección de CO₂ que corresponde con la Patente Nacional nº 201500151 "*Procedimiento industrial de inyección de CO₂ denso desde condiciones de transporte por tubería a condiciones de almacenamiento geológico permanente*" de la que el doctorando es co-inventor. Dicha estrategia de inyección se ha desarrollado de acuerdo a estándares industriales de eficiencia y seguridad
- Se ha comprobado la ineficencia que produce en este proceso la presencia de una impureza del 5% de aire artificial (79% N₂ y 21% O₂) en la corriente de CO₂, como contaminante típico en la captura por oxicombustión. Se produce por un lado un

incremento de la presión en cabeza de pozo durante la inyección, y por otro, la densidad del CO₂ en condiciones de reservorio experimenta una disminución del 7,74 % respecto a las condiciones del dióxido de carbono en estado puro.

- El modelo dinámico de Hontomín es del tipo fenomenológico y se ha desarrollado tres etapas:
 - 1ª Empleo del código analítico Saphir para interpretar los resultados de las inyecciones de salmuera y determinar valores preliminares de los parámetros de la inyección, analizando los efectos que ésta produce en las proximidades del pozo.
 - 2ª Interpretación de los resultados de la inyección de mezclas y CO₂ mediante el ajuste histórico de los parámetros operativos con el código numérico GEM que contempla los efectos hidromecánicos y geoquímicos de la inyección de CO₂ en un acuífero carbonatado y fracturado como es Hontomín.
 - 3ª Y finalmente, se construyó un modelo dinámico 3D preliminar empleando GEM, que deberá ser capaz de simular escenarios diversos de comportamiento del reservorio considerando ratios de inyección, cantidades inyectadas y la evolución de la pluma.
- Los ensayos de permeabilidad en pozo abierto se han interpretado con Saphir utilizando un modelo de doble porosidad, aportando resultados en general con valores de baja permeabilidad para cada intervalo. La interpretación de la modelización sugiere que la permeabilidad tendería a mejorar en las proximidades del pozo a una distancia entre 12 a 20 m del eje, con una transmisividad de 24,2 mD.m para una superficie útil de 28 m la permeabilidad sería 0,86 mD, y se podría estimar una permeabilidad en la zona lejana de 3 a 5 mD.
- De la interpretación de los resultados de la modelización realizada con Saphir para el conjunto histórico de inyecciones con salmuera, se observa un incremento de la permeabilidad en la red de fracturas probablemente debido a efectos de dilatancia e inducción de nuevas fracturas, desde los 0.86 mD que inicialmente se estimaron durante el ensayo de permeabilidad hasta los 5.4 mD que calcula el modelo (*de Dios et al 2017*).
- La interpretación del ajuste histórico (history matching) de la evolución de la presión de fondo en ambos pozos para los ensayos de inyección de mezclas y CO₂, analizados mediante GEM, aportan un valor de la permeabilidad en la red de fracturas de 15 mD, lo cual supone un aumento respecto al valor aportado por Saphir durante la fase de inyección de salmuera que era 5.4 mD. Este incremento apoya la suposición de que efectos de reactividad geoquímica producidos por la inyección de mezclas de salmuera y CO₂, probablemente por migración iónica, se han producido en el reservorio tal como

sugerían los análisis de pH y cromatografía iónica del agua de formación. La permeabilidad en la matriz de poros calculada es de 2 mD, lo que refleja una clara tendencia de entrapamiento en las fracturas (*de Dios et al 2017*)

- Se ha desarrollado un modelo dinámico 3D preliminar que requiere de futuros ajustes para que tenga capacidad de predecir distintos escenarios realistas de migración de la pluma de CO₂ en la Planta Piloto de Hontomín.

Como se viene comentando, los resultados que se han analizado en la presente tesis corresponden con los trabajos realizados en la fase de caracterización hidráulica e inyección temprana en Hontomín. Por tanto, es necesario verificar si las consideraciones que se han realizado son sostenibles para inyecciones en el largo plazo.

6.2.-TRABAJO FUTURO

A lo largo de este documento se ha hecho referencia a la necesidad de desarrollar trabajos futuros para abordar necesidades que aún no se han conseguido resolver mediante los resultados alcanzados en esta tesis doctoral.

A continuación se relacionan los más relevantes:

- Desarrollo tecnológico para la perforación ligera, con equipos que permitan alcanzar profundidades de hasta 2.500 m, incorporando los equipos de well-logging específicos para la exploración de este tipo de reservorios y que faciliten la colocación de los distintos componentes de la instrumentación profunda. Esta línea de trabajo se ha iniciado con el proyecto ENOS (ENabling Onshore CO₂ Storage in Europe, H2020) y se ha propuesto su inclusión como una línea de investigación en el SET Plan para los próximos años.
- Demostración de la eficiencia y seguridad de la inyección de CO₂ en carbonatos fracturados con baja permeabilidad en su matriz de poros, que apoyen la sostenibilidad medioambiental de esta técnica como base para el desarrollo comercial de las tecnologías CAC. En el proyecto ENOS está previsto inyectar 10.000 t de CO₂ en la Planta Piloto de Hontomín en el periodo 2017-2020 para adquirir conocimiento al respecto.
- Para la mejora del modelo fenomenológico dinámico de Hontomín es preciso determinar la permeabilidad relativa del flujo bifásico salmuera/CO₂ y analizar los efectos de histéresis producida por la inyección de salmuera y CO₂ de manera secuencial en los procesos de imbibición y drenaje. En el mismo sentido, es necesario estudiar los efectos térmicos sobre la inyectabilidad en el almacén.
- El modelo desarrollado con el código IMPACTS precisa ser ajustado con los datos procedentes de las inyecciones de CO₂ previstas en Hontomín.

- Realizar un estudio de ajuste y calibración de la red de control sísmico existente para correlacionar los parámetros de inyección, el comportamiento del almacén y las correspondientes respuestas sísmicas, al objeto de determinar el umbral de sismicidad de Hontomín.
- Por lo que respecta a los trabajos realizados en laboratorio en condiciones de reservorio, sería necesario verificar la evolución del atrapamiento de CO₂ en el largo plazo, identificando los principales parámetros que gobiernan el proceso y las posibles afecciones a la integridad de la formación sello.

7-ANEXOS

ANEXO A: CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Los criterios para la selección del emplazamiento de un almacén geológico de CO₂ pueden dividirse en (*Llamas 2009*):

- Criterios Técnicos
- Criterios Socio-Económicos

Los criterios técnicos más relevantes son:

- Tectónica. Complejidad estructural
- Geología
- Hidrogeología
- Estado del CO₂
- Capacidad
- Presencia de formaciones geológicas o recursos de interés

En lo referente a los criterios socio-económicos son aplicables los siguientes:

- Información previa disponible
- Fuentes de CO₂
- Núcleos de población y espacios naturales/culturales protegidos
- Ubicación (plataforma continental/oceánica)
- Accesibilidad e infraestructura

Es necesario analizar la variabilidad de estos criterios en función del tiempo, considerando criterios fijos los relacionados con la geología del emplazamiento (tectónica, hidrogeología, capacidad, propiedades petrofísicas, etc) y otros variables como son el conocimiento de la cuenca donde se ubique el almacén o las condiciones sociales, políticas y económicas que puedan afectar a la actividad industrial del almacenamiento de CO₂ (*Ruiz 2008*).

En el presente anexo se tratará de explicar que los criterios asociados a la geología del almacén no se les pueden tildar de fijos en un amplio sentido. Si bien es cierto que la variabilidad de las condiciones geológicas implican una escala temporal que excede el plazo de seguridad de un reservorio de las características descritas, la singularidad que ofrecen los almacenes fracturados les induce una variabilidad en las condiciones de operación, acentuada por la naturaleza carbonatada de algunos de ellos. En un emplazamiento de estas características, parámetros como la permeabilidad y capacidad que condicionan las técnicas de inyección y monitorización en el mismo, varían a lo largo de la vida del reservorio, por lo que deben ser considerados como variables del sistema, ofreciendo un comportamiento dinámico del almacén.

Sin intentar fijar un orden de prelación entre los distintos criterios de selección del emplazamiento de un almacén geológico de dióxido de carbono, son los criterios socio-económicos los que pueden jugar un papel desequilibrante en el éxito y en el fracaso de este tipo de proyectos. La percepción pública de las tecnologías CAC es sin lugar a dudas un factor crítico en el arranque y sostenibilidad de un proyecto de estas características. Ejemplos como el

proyecto EEPR Jaenschwal, en el que la oposición pública al emplazamiento de un almacén geológico truncó las expectativas del mismo, son claro ejemplo de estos condicionantes.

Los criterios han de ser concisos y cuantificables, presentados en forma de tablas y con posibilidad de ser valorados de forma objetiva (*Bachu 2015*). En el caso de la Planta de Hontomín, tratándose de un piloto a escala industrial, los criterios empleados han sido los siguientes:

Características geológicas del emplazamiento

Existía un conocimiento de la estructura del futuro almacén al ubicarse en un antiguo campo petrolífero, siendo su morfología de un anticlinal o domo que ubicaba su cúspide en las proximidades de un antiguo pozo para la producción de petróleo denominado H₂. Un acuífero salino profundo de naturaleza carbonatada (Formación Sopeña, calizas y dolomías) ubicado sobre plataforma continental, ofrece retos tecnológicos en lo relativo a la interacción del dióxido de carbono disuelto en salmuera con la masa rocosa envolvente, en todo lo concerniente a su entrapamiento en el largo plazo. Su tectónica le confiere la singularidad de tratarse de un reservorio dividido en bloques separados por fallas, lo cual unido a sus características petrofísicas que denotaban una baja permeabilidad, inducía a pensar que la transmisividad del CO₂ en el almacén sería a través de fracturas. Con un sello competente como es la Formación Lias Margoso, y una capacidad suficiente para los fines previstos en una planta piloto en la que el transporte del CO₂ se prevé realizar mediante camiones.

Fig 179.- Localización del almacén de Hontomín

Condiciones socio-económicas

El proyecto de la Planta para el Desarrollo Tecnológico de Hontomín se enmarca en el proyecto OXYCFB 300 financiado por el programa EEPR de la Comisión Europea y por el Gobierno de España, lo que implica un claro apoyo al desarrollo de estas tecnologías como una solución más para la lucha en contra de la producción de gases de efecto invernadero como principal causa

del cambio climático. La población de Hontomín y otras circundantes con la planta estaban familiarizadas con la exploración y explotación de hidrocarburos sobre plataforma continental.

ANEXO B: REDES DE CONTROL SUPERFICIAL

Redes de Control sísmico

El papel que juegan las redes de control sísmico en la supervisión de la operación de una planta de almacenamiento geológico de dióxido de carbono es fundamental para el seguimiento de la seguridad de estas plantas. Los fenómenos de sismica inducida como consecuencia de la inyección de fluidos en el subsuelo no son un hecho nuevo ya que existen estadísticas de los mismos con datos desde el año 1929.

Los problemas tangibles asociados a la sismica inducida comenzaron en el año 1960 con la inyección de residuos militares en las Montañas Rocosas en Colorado, en un pozo de 3671 m de profundidad que indujo lo que se denominó “Denver earthquakes” con rangos que llegaron a los 5,3 grados en la escala de Richter y que ocasionaron importantes daños en las localidades próximas y dieron lugar a la parada de la operación de inyección en el año 1966. El ejemplo más reciente lo encontramos en 2013 en España, con los efectos producidos por el almacenamiento de gas natural “off shore” próximo a las costas de Castellón en el mar Mediterráneo conocido como proyecto “Castor”, que ocasionó unos efectos en las proximidades de la población de Vinaroz que han generado la paralización e hibernación del proyecto.

Este tipo de fenómenos también se ha asociado recientemente con las operaciones de fractura hidráulica para la explotación de hidrocarburos en reservorios formados por rocas sedimentarias como las areniscas, carbonatos y sales, con baja permeabilidad. Aunque los objetivos del fracking y el almacenamiento geológico de CO₂ son diametralmente opuestos, parece claro especialmente en el caso de almacenes con permeabilidad por fracturas, que los fenómenos de sismicidad inducida por inyección de fluidos tienen una base de estudio común en ambos casos. Como se ha explicado, uno de los objetivos perseguidos durante la fase de caracterización hidráulica de un reservorio destinado a almacén de dióxido de carbono es la determinación del umbral de respuesta sísmica del mismo. Este debe correlacionarse con el umbral de fractura de la formación, entre otros parámetros, al objeto de fijar un valor límite que nos permita realizar un diseño de estrategias de inyección seguras.

Uno de los factores que condicionan la determinación de la respuesta sísmica inducida por la inyección de un fluido es la correspondencia existente entre los detectores y la correspondiente magnitud de escala. El método más riguroso para evitar los errores achacables a la escala y poder determinar una respuesta sísmica admisible es utilizar el Momento Sísmico, conocido como momento escalar de baja frecuencia M_0 , empleado en la siguiente expresión empírica logarítmica (*Hanks y Kanamori 1979*):

$$M_w = 2/3 \log M_0 - 10.7$$

La magnitud del momento de una respuesta sísmica M_w es el mismo independientemente del lugar de medida adoptado, el tipo de instrumentación elegida, la estructura geológica de transmisión de la respuesta y la disposición de la red de control. La naturaleza de este parámetro le hace adecuado como elemento de comparación entre magnitudes de seísmos generados por la inyección de fluidos. En la imagen adjunta se refleja el valor del momento de la respuesta sísmica en relación a la distancia de las estaciones de control, identificando la reactivación de

fallas en el proyecto de Jonah Field (Wy USA) en un campo de fractura hidráulica para recuperación de hidrocarburos.

Fig 180 Momento sísmico vs distancia en Jonah Field (USA) hydraulic fracturing operations.(Davies et al 2013)

El diseño de una red de control sísmico depende de distintos factores relacionados con la observación del fenómeno tales como la proximidad al foco emisor de cada estación de control y de la calidad de su instalación, lo que implica que los valores de éstos generarán un rango de trabajo cuyo límite inferior determinará el umbral de detección y el límite superior el número de respuestas detectadas. Este principio debe de ser tenido en cuenta a la hora de diseñar una red de estas características, y de fijar el binomio umbral de detección y número de respuestas detectadas por la red, al objeto de determinar qué parámetro debe ser más preciso en cada caso.

Desde 1993 se han aceptado los siguientes criterios que deben ser considerados de forma preliminar como posibles causas antropogénicas de reactivación de fallas que puedan generar respuestas sísmicas (Davis y Frohlich 1993):

1. ¿Son estas respuestas los primeros movimientos sísmicos de este tipo en la región?
2. ¿Existe una clara correlación entre la inyección y los efectos sísmicos?
3. ¿Están los epicentros próximos a los pozos (radio menor de 5 Km)?
4. ¿Se generan los movimientos sísmicos en la zona de inyección o en sus proximidades?
5. Si no es así, ¿existen estructuras geológicas conocidas que puedan transmitir efectos hidráulicos a zonas de potencial actividad sísmica?
6. ¿Existen cambios de presión hidráulica a nivel del fondo del pozo que puedan facilitar la generación de una respuesta sísmica?
7. ¿Existen cambios de presión hidráulica en el entorno del hipocentro que puedan facilitar la generación de una respuesta sísmica?

Las causas más probables de generación de respuesta sísmica en un almacén geológico de dióxido de carbono con migración de la pluma a través de fracturas son varias y obedecen a distintos principios. Una de ellas es que la presión de inyección produzca una disminución del

efecto de confinamiento en un plano de falla, aumentando la componente tangencial o de cizalla entre los dos bloques de la misma que faciliten su deslizamiento y por lo tanto una activación que pudiera producir una respuesta sísmica. De hecho, dicha activación puede producir respuestas sísmicas de magnitud mayor que las previstas en un proceso de fractura hidráulica con propagación de la misma a través de la formación.

Otra causa puede ser un alto estado tensional del macizo rocoso en el que se produzca la inyección, cuyos parámetros de presión, temperatura y caudal, es decir de energía inyectada, reacondicionen dicho estado y por lo tanto que se pueda generar una respuesta sísmica relacionada con dicha actividad.

Otra de las causas que deben ser previstas en este tipo de almacenes es la posible generación de una fracturación inducida por la propia inyección que produzca la reactivación de fallas o una respuesta asociada al propio mecanismo de aumento de la densidad de fracturas, de ahí la necesidad de valorar durante toda la vida del almacén la evolución del umbral de fracturación.

En la figura 181 se reflejan los resultados del proyecto realizado en Lancashire (UK) en 2011 en un proceso de fracturación hidráulica, en el que se reflejan los volúmenes de fluido inyectado y extraído correlacionándolos con los valores del momento sísmico y las respuestas microsísmicas obtenidas (de Pater y Baisch 2011). En dicha representación se puede observar cómo los momentos de respuesta sísmica coinciden con las fases de mayor incremento de la inyección o de la producción de los pozos estudiados (stages 2, 4 y 5). Este hecho refuerza el planteamiento de que la respuesta sísmica asociada a un proceso de inyección de un fluido en un reservorio geológico depende de la presión de inyección y más concretamente del gradiente del referido parámetro, hecho que queda constatado en los referidos ensayos.

Fig 181.-Resultados de las pruebas de fractura hidráulica en el proyecto Preese Hall well (de Pater y Baisch 2011)

La inyección de dióxido de carbono en plataforma continental (on shore), en macizos rocosos donde las tensiones diferenciales son bajas manteniendo en un estado estático estable a las formaciones del complejo sello-almacén y sin precedentes sísmicos relevantes, es menos propicia para que se produzcan movimientos sísmicos que las inyecciones realizadas en formaciones con actividad tectónica, tensionadas previamente al inicio de la inyección y con un

ratio elevado de actividad sísmica. En todo caso, la existencia de un medio fracturado y la presencia de fallas activas asociadas, son factores de riesgo, incluso en el caso de zonas de mayor estabilidad como las descritas, para la generación de respuestas sísmicas relevantes.

Otros parámetros a tener en cuenta a la hora de diseñar una red de control sísmico en un almacén geológico de CO₂ es determinar la frecuencia de respuesta, y por lo tanto la de muestreo, en los dispositivos de las estaciones de la referida red e identificar el tiempo transcurrido entre la inyección y la generación de la respuesta sísmica.

En todo caso y a modo de conclusión, es preciso remarcar que la respuesta sísmica producida por la inyección de dióxido de carbono en macizos fracturados es de menor magnitud generalmente que la producida por las operaciones de explotación tradicional de hidrocarburos, recuperaciones geotérmicas o inyección de residuos de base acuosa.

Redes de control hidrogeológico

Al diseñarse una red de monitoreo de aguas subterráneas es imprescindible definir estos aspectos básicos de su operación (*Molerio y Torres 2001*):

- Los objetivos de la Red
- La representatividad espacial de los puntos de monitoreo
- La frecuencia de las observaciones
- El tipo y número de variables a monitorear

La aplicación de las técnicas geomatemáticas y de la teoría de la información desde la etapa de diseño de la red conduce a una rigurosa elaboración del modelo conceptual del sistema hidrológico, de tal modo que dichas técnicas permitan:

- Identificar los factores naturales o inducidos artificialmente, entre los que se encuentra la inyección de dióxido de carbono y los relacionados con la construcción y operación de cada estación de monitoreo, que controlan el régimen hidrodinámico de los acuíferos así como los que rigen el proceso de adquisición de la composición química y la calidad de las aguas.
- Localizar adecuadamente los sistemas acuíferos y definir la estructura y composición de las estaciones que conformarán el Sistema de Prevención Hidrogeológica en la instalación de almacenamiento.
- Precisar las relaciones estímulo-respuesta en el régimen y la hidrodinámica geoquímica de cada estación de monitoreo a fin de definir los instantes e intervalos óptimos de muestreo y las variables a medir en cada estación en cada intervalo de tiempo.

El diseño de la red de monitoreo tiene que satisfacer las necesidades de información a partir de la definición de los siguientes parámetros:

- La distribución espacial de los puntos que integran la red
- Una construcción adecuada de las estaciones de monitoreo (pozos en este caso)
- Un contenido de muestreo (físico, químico, bacteriológico, isotópico, etc.) que satisfaga las necesidades de conocimiento.

- Una frecuencia tal que permita obtener la información de diseño con el menor número posible de viajes al campo.

Existen distintos tipos de metodología de control aplicables al seguimiento de redes hidrogeológicas:

- Control no supervisado o Euleriano
- Control supervisado o Lagrangiano

El control no-supervisado o Euleriano consiste en medir las variables de interés en un grupo de estaciones fijas distribuidas en el entorno del almacén (dominio espacial). En este caso no se ejerce ningún control sobre las condiciones del monitoreo y éste se limita a registrar la variación en el tiempo de las concentraciones de las variables en una estación. Es el caso de un observador fijo que no ejerce ningún control sobre los factores (condiciones de contorno) que influyen en el comportamiento de la variable (temperatura, lluvia, presión atmosférica, entre otras). Bajo este principio, y por tanto con este objetivo, se construyen la mayor parte de las estaciones de observación del régimen y la calidad de las aguas subterráneas.

El control supervisado o Lagrangiano consiste en medir las variables de interés en un número de estaciones discretas distribuidas en el entorno de la instalación bajo condiciones de contorno fijas; es decir, sin que varíen los factores que influyen en el comportamiento de la carga piezométrica. La aplicación asume la observabilidad de la variable y que ésta cumple con los criterios de Observabilidad de Luenberger.

Cuando se carece de información hidrogeológica precedente al inicio del proyecto de un almacén geológico de dióxido de carbono, el diseño de la red parte de una aproximación mixta de tipo Euleriana-Lagrangiana, para la distribución de los puntos y la frecuencia de muestreo. El objeto de una red de vigilancia hidrogeológica en una instalación industrial de este tipo es analizar la evolución de los parámetros de control cuyas alteraciones permitan identificar posibles fugas de CO₂ que afecten al conjunto de acuíferos controlados por la red.

Redes de control de gases del subsuelo

La técnica de control de emisiones de dióxido de carbono mediante la cámara de acúmulo descrita en el *apartado 3.1.1.4 Otras Técnicas* sirve para desarrollar un modelo de seguimiento y control de las distintas emisiones generadas por las propias condiciones del ecosistema en el que se ubica el almacén o por causas antropogénicas relacionadas con la inyección de dióxido de carbono en el subsuelo. En las campañas de campo realizadas mediante la referida técnica se define una línea de base de emisiones en función de distintos factores como son la estacionalidad meteorológica y las actividades desarrolladas en cada época del año, como es el caso de las siembras y cosechas en las explotaciones agrícolas.

En una fase posterior se debe diseñar y montar una red de control con estaciones colocadas en localizaciones predeterminadas de acuerdo a las condiciones establecidas por el modelo de emisiones desarrollado. En determinados casos, la red de control permanente se utiliza tanto para determinar la línea de base de emisiones en el subsuelo, como en las fases posteriores de operación y monitorización previa al abandono. El objetivo fundamental de este tipo de redes

es el análisis de los distintos gases emitidos en la interfase existente entre la zona vadosa del suelo afectado por el almacenamiento geológico de dióxido de carbono y la atmósfera circundante. Stefan Schloemer y su equipo de investigación del Instituto Federal Alemán de Geociencias y Recursos Naturales están desarrollando una línea de investigación relevante relacionada con la integridad de los almacenes geológicos de CO₂ y la inyección de dicho gas en el proyecto ENabling Onshore geological Storage in Europe (ENOS H2020) que se desarrolla en Hontomín.

La condición necesaria exigible para un funcionamiento eficaz de este tipo de redes de control, es que sus resultados deben de ser contrastados y correlacionados con la monitorización acuática, atmosférica, geológica superficial y profunda y de los posibles ecosistemas afectados por la operación de la instalación, con el propósito desarrollar una operación de inyección segura que permita conseguir la aceptación pública de esta tecnología.

Se deberán medir concentraciones y flujos de gases procedentes del subsuelo, analizando la interpretación de la información adquirida mediante este tipo de redes con las interpretaciones realizadas de la información adquirida en las distintas campañas realizadas con la cámara de acúmulo, si se hubiese utilizado, de los datos proporcionados por la estación meteorológica y de la red de control hidrogeológico durante las distintas fases de la vida de un almacén de CO₂.

Los periodos admisibles para diseñar la línea de base de las emisiones de dióxido de carbono en el área afectada oscilan entre los 3 y 5 años, previamente al inicio de la inyección, y entre los 5 y 50 años durante las fases de operación, monitoreo y abandono del almacén.

Los métodos comúnmente admitidos para determinar la concentración de CO₂ en la interfase suelo-atmósfera son (*Schloemer et al 2012*):

- Métodos de camino abierto
- Método de covarianza de Eddy

Ambos métodos constituyen la herramienta para determinar potenciales fugas de dióxido de carbono procedente del subsuelo. Es preciso diferenciar las emanaciones naturales de CO₂ respecto a las que son de carácter antropogénico, por lo que la definición de una línea de base realista basada en la observación continua de este fenómeno durante los periodos de tiempo descritos es fundamental.

El diseño de una red de control de emisiones en el subsuelo requiere de unas consideraciones preliminares que deberán ser abordadas en la fase previa del proyecto:

- Cómo, dónde y a qué profundidad se van a medir las emisiones de gases
- Qué parámetros deseamos medir (componentes de los gases y factores auxiliares)
- Dispositivos de control elegidos

El proceso de monitorización debe ser en continuo, debiéndose tomar una decisión en lo concerniente al tipo de sistema que vamos a emplear, siendo el primer punto a abordar si el muestreo que deseamos realizar será de forma continua o discreta. El método tradicional para el diseño de una línea de base en la fase de pre-inyección es el que se basa en el uso de probetas de pequeña capacidad introducidas a una profundidad de 1 m en el suelo (*Müller et al 2002*),

extrayendo los gases emitidos en el terreno y analizados en laboratorio mediante cromatógrafos y espectrómetros de masas. Al objeto de identificar la composición del gas, se deben evaluar las variaciones de su concentración en distintas zonas, localizando aquellas en la que ésta es mayor. Esta metodología discreta es realmente sencilla de realizar, pero los periodos existentes entre la toma de muestras y las variaciones de las condiciones de adquisición de datos hacen que no sea la más adecuada para determinar la línea de base del estudio.

La solución a estos problemas puede ser o bien circunscribir los periodos de toma de muestras a épocas de condiciones meteorológicas similares, o utilizar una red permanente con dispositivos colocados a mayor profundidad conocidos como sensores IR para distintos tipo de gases.

Un ejemplo de este tipo de redes fue la utilizada en el proyecto CLEAN donde se montaron 13 estaciones de control de emisiones de gases en el subsuelo que están en operación desde el año 2009 (*Furche et al 2010*). Este tipo de dispositivos facilita información del entorno en el que se están realizando las mediciones, a través de parámetros como la temperatura y humedad del suelo o los parámetros atmosféricos de cada momento de la toma de datos. Las redes con dispositivos fijos facilitan la información de los parámetros de control con datos complementarios del entorno, siendo adecuadas para áreas de estudio que no sean de gran extensión dada su elevado coste. En general la detección de una fuga difusa de dióxido de carbono en un área desconocida implica un gran número de estaciones de control, lo cual hace prácticamente inviable adoptar una solución basada en dispositivos de localización permanente.

Por lo expuesto anteriormente, se precisa de una serie de información adicional que acote la superficie de estudio a una magnitud que permita el uso de redes permanentes de control de emisiones de gases. La referida información para determinar las posibles líneas de fuga de dióxido de carbono procedente de emisiones naturales localizadas en el área de estudio o debidas a causas antropogénicas, como es el caso del almacenamiento geológico, son las siguientes (*Schloemer et al 2012*):

- Identificar los componentes de la tectónica asociada a las formaciones geológicas afectadas (fallas y anticlinales) que puedan servir de líneas de fuga.
- Localizar el conjunto de las estaciones en zonas con alimentación eléctrica de red, preferible a la alimentación mediante células fotovoltaicas.
- Elegir un sistema de transmisión de datos que asegure la comunicación en continuo de las distintas estaciones y la sala de control de la planta.
- Determinar la profundidad en el suelo del área de estudio identificando una mayor actividad biológica que sea la causante de emisiones de gases por causas naturales. En esta zona la generación de CO₂ suele ir acompañada de CH₄, haciéndose necesaria una medición isotópica de ambos gases.
- Identificación de zonas sellantes del subsuelo que eviten la fuga de CO₂ en el área de estudio, como es el caso de materiales arcillosos, o zonas ubicadas entre el área de recarga y vertido establecidas en el modelo hidrogeológico debidas a las variaciones de las acumulaciones hídricas superficiales y asociadas a la estacionalidad.
- Evitar en la medida de lo posible la afección del la zona por otras actividades antropogénicas distintas al almacenamiento geológico de CO₂, como son las

explotaciones agrícolas y los efectos derivados de la fumigación de productos fitosanitarios y fertilizantes, y otras actividades industriales que puedan alterar la toma realista de datos.

Las emisiones de CO₂ a través del subsuelo es el principal parámetro de control a medir, y si nuestra zona de estudio nos permite utilizar una red de monitorización permanente deberemos medir la temperatura y humedad a distintas profundidades. Estos datos los deberemos correlacionar con la información facilitada por la estación meteorológica. En determinados casos en los que la variación del nivel de agua en superficie sea suficientemente significativa, se deberá montar un sensor que controle la evolución del mismo, ya que sus variaciones pueden afectar a la toma de datos de las estaciones. La correlación con la información facilitada por la red de control hidrogeológico en lo referente a evolución del nivel piezométrico y naturaleza de las aguas facilitará una mejor interpretación de los resultados obtenidos.

En la figura 183 se muestra el esquema de principio de las estaciones desarrolladas por BGR.

Fig 182.- Esquema de principio de una estación de control de emisión de gases. (Schloemer et al 2012)

Los elementos constituyentes de estas estaciones son los siguientes:

- Sensor para la detección y medida de gases procedentes del subsuelo
- Sondas para la medida del nivel de agua y presión, humedad y temperatura del subsuelo
- Circuito primario con intercambiador para secado de la muestra
- Circuito secundario para la toma de datos (concentraciones de CO₂, CH₄ y otros)

Este tipo de dispositivos pueden adquirir hasta un máximo de 13 parámetros con sondas y sensores adicionales.

A modo de conclusión, las etapas que deben seguirse para realizar el diseño y montaje de una red de control de emisiones de gases en el subsuelo son las siguientes:

1. La elección del emplazamiento para ubicar la red de control deberá regirse por la existencia de potenciales líneas de fuga de CO₂, debidas a presencia de fallas, pozos abandonados y existencia de anticlinales, entre otros, o por el carácter de “especial protección” del área de estudio.
2. Se realizará un estudio topográfico de la zona, se identificará la evolución de los niveles de agua en el terreno subyacente y se realizará un análisis del suelo objeto de estudio en el que se incluirán los niveles y profundidad de actividad orgánica, las principales propiedades edáficas y la extensión de la zona vadosa.
3. El diseño de una red de control de emisiones de gases en el subsuelo dependerá fundamentalmente de la fiabilidad y calidad de los datos obtenidos.
4. Las medidas de emisiones de CO₂ a través del subsuelo deberá realizarse con una antelación de al menos 3 años antes de proceder a iniciar la inyección del mismo, al objeto de identificar las variaciones de las mismas por efectos estacionales y anuales.
5. En el caso de que el emplazamiento elegido no aportase la cantidad y calidad de información requerida, se deberá abandonar lo antes posible, siendo necesario haber identificado de manera previa potenciales emplazamientos alternativos.
6. Una aceptación pública positiva del almacenamiento geológico de dióxido de carbono requiere de una información generada que aporte datos claros y convincentes.

ANEXO C: EVALUACIÓN DE RIESGOS

El riesgo se define mediante el binomio “probabilidad-severidad” relacionado con un fenómeno indeseado (peligro), que pueda ocasionar daños sobre la población y los ecosistemas próximos al origen del mismo. Se deben fijar los umbrales que no deben traspasarse para que el almacenamiento geológico de dióxido de carbono se pueda considerar una actividad industrial eficiente y segura, tal como se ha explicado en distintos apartados de esta tesis doctoral.

Como han expuesto *Bowden y Rigg (2004)* la viabilidad de un proyecto de almacenamiento geológico de dióxido de carbono depende de distintos factores, algunos de ellos de índole técnica como son la capacidad del reservorio y el confinamiento inferido por el complejo geológico que lo contiene, otras de índole económico como son la rentabilidad del proceso asociada a la eficiencia del mismo, pero sin duda son los factores relacionados con los riesgos propios de este tipo de actividad industrial, la propuesta de medidas correctoras y la percepción que la sociedad tenga sobre su conjunto los elementos críticos y determinantes del éxito o del fracaso de un proyecto de este tipo.

Los riesgos asociados a un proyecto de almacenamiento geológico de dióxido de carbono están relacionados con las distintas fases de la vida de este tipo de instalaciones industriales, ya sea en la fase de caracterización del reservorio, durante la construcción de las instalaciones o durante la fase de operación de la planta, organizándose en los siguientes grupos (*Gutierrez 2014*):

- Riesgos en la caracterización del reservorio
- Riesgos en instalaciones del sistema de almacenamiento
- Riesgos globales de almacenamiento
- Riesgos que puedan suponer daños para la salud de las personas y/o daños medio ambientales

De forma genérica, la identificación de los distintos peligros existentes en una instalación industrial de almacenamiento geológico de dióxido de carbono suelen estar asociadas a fallos de distinta naturaleza e índole. En la tabla 27 se detallan los que se han identificado en este tipo de procesos (*Rodríguez 2007*):

Fugas de CO₂ en las Instalaciones
Fuga de CO ₂ debida a un fallo en la tubería
Fallo en la cabeza del pozo de inyección
Fallo del dispositivo antirretorno
Riesgos Geológicos
Fugas de CO ₂
Fugas de CH ₄
Sismicidad
Movimientos del terreno
Capacidad del Almacén e Inyectabilidad
Inyectabilidad reducida
Capacidad insuficiente
Riesgos Sociales
Los participantes rechazan o se oponen al proyecto

Percepción pública negativa de este tipo de proyectos
Demandas Legales
Cambio regulatorio
Riesgos Económicos
Costes de proyecto inesperados
Grandes oscilaciones en el mercado de las ETS
Ausencia de financiación pública
Riesgos para la seguridad, salud y medioambiente
Daños a la biosfera
Daños en las proximidades de la planta en superficie
Contaminación de suelos y aguas superficiales por escapes de CO ₂
Contaminación de acuíferos superficiales por salmuera

Tabla 27 Modos de fallo en almacenamiento geológico de CO₂

El paso siguiente en el análisis del riesgo implica cuantificar la probabilidad de que se produzcan los fallos y la gravedad (severidad) que conlleven. En este último aspecto se han de realizar las siguientes consideraciones:

- Se analizará si el efecto pernicioso del fallo afecta a la seguridad de las personas y de los ecosistemas afectados
- Se valorará el impacto social a través de la percepción pública inducida
- Se analizará la reversibilidad del procedimiento de fallo
- Se valorará el coste de las medidas correctoras y del restablecimiento de las condiciones iniciales
- Se valorarán las pérdidas por fugas de CO₂
- Se valorará el coste de oportunidad por parada de la instalación

La probabilidad de que se produzcan los distintos fallos se fija en la tabla 28 (IGME 2011).

MATRIZ DE PROBABILIDAD	FRECUENCIA (año ⁻¹)	COMENTARIOS
6. INEVITABLE	1·10 ⁻¹	Se espera que ocurra al menos una vez cada 10 años.
5. MUY PROBABLE	1·10 ⁻²	Se espera que ocurra una vez cada 100 años.
4. PROBABLE	1·10 ⁻³	Puede ocurrir. Existe 1 posibilidad de que ocurra en 1000 años.
3. IMPROBABLE	1·10 ⁻⁴	No se espera que ocurra, pero puede ocurrir. Existe 1 posibilidad de que ocurra en 10 000 años.
2. MUY IMPROBABLE	1·10 ⁻⁵	Sería muy sorprendente que ocurriese. Existe 1 posibilidad de que ocurra en 100 000 años.
1. EXTREMADAMENTE IMPROBABLE	1·10 ⁻⁶	Se supone que es imposible que ocurra el suceso.

Tabla 28 Matriz de Probabilidad de fallos en almacenamiento de dióxido de carbono

Por lo que respecta a la gravedad o severidad asociada a la consecución del fallo, calculada en base a los parámetros de valoración descritos (costes asociados a ineficiencias/pérdidas, seguridad de las personas, daños medioambientales e impacto social), se elaborará una matriz

de gravedad tal como la que se refleja en la tabla 29 (IGME 2011), en la que se identifican un total de 11 niveles de gravedad en función de la combinación de los distintos parámetros.

NIVEL	MATRIZ DE GRAVEDAD				
	EFECTOS COSTE	SEGURIDAD	IMAGEN PÚBLICA	MEDIO AMBIENTE	PERDIDAS CO ₂
10	Mayor de 10 M€	Alguna fatalidad o daño permanente	Cobertura en medios internacionales	Impacto catastrófico e irreversible	Mayor de 3% año
9	1-10 M€				1-3% año
8	0,5-1 M€				0,7-1% año
7	0,2-0,5 M€	Graves o múltiples lesiones	Cobertura en medios nacionales	Impacto irreversible significativo	0,4-0,7% año
6	0,1-0,2 M€				0,1-0,4% año
5	0,05-0,1 M€				0,05-0,1% año
4	0,01-0,05 M€	Lesiones leves	Muchas demandas y quejas locales	Impacto reversible significativo	0,01-0,05% año
3	5.000-10.000 €				0,007-0,01% año
2	1.000-5.000 €				0,003-0,007% año
1	Menor de 1.000 €	No se requiere atenciones médicas	Quejas o demandas menores	Impacto inapreciable	0-0,003% año

Tabla 29 Matriz de gravedad de fallos (IGME 2011)

Se identificarán seis clases distintas de riesgos (mínimo, bajo, medio, alto, muy alto y extremo), definiéndose el emplazamiento de almacenamiento en el que se genere cada uno de ellos de la siguiente forma:

1. Riesgo mínimo.- Aptitud excelente para el almacenamiento geológico de dióxido de carbono.
2. Riesgo bajo.- Aptitud buena para el almacenamiento geológico de dióxido de carbono.
3. Riesgo medio.- Aptitud media para el almacenamiento geológico de dióxido de carbono. Se deben introducir mecanismos de control de riesgos.
4. Riesgo alto.- Aptitud baja para el almacenamiento geológico de dióxido de carbono. Se deben introducir mecanismos de control de riesgos y realizar acciones preventivas que disminuyan el riesgo.
5. Riesgo muy alto.- Aptitud muy baja para el almacenamiento geológico de dióxido de carbono. Se deben realizar fuertes acciones preventivas si se quiere realizar el proyecto.
6. Riesgo extremo.- Emplazamiento no apto para el almacenamiento geológico de dióxido de carbono.

Cruzando los dos parámetros básicos (gravedad y probabilidad) se define la matriz de evaluación de riesgos, ubicando para cada par de valores un tipo de riesgo valorado de acuerdo a la definición previa. En la tabla 30 se muestra la referida matriz.

CLASES DE RIESGOS	GRAVEDAD									
PROBABILIDAD	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1
INEVITABLE	EXTREMO	EXTREMO	EXTREMO	MUY ALTO	MUY ALTO	ALTO	MEDIO	MEDIO	BAJO	MÍNIMO
MUY PROBABLE	EXTREMO	MUY ALTO	MUY ALTO	ALTO	ALTO	MEDIO	MEDIO	BAJO	BAJO	MÍNIMO
PROBABLE	MUY ALTO	ALTO	ALTO	ALTO	MEDIO	MEDIO	BAJO	BAJO	BAJO	MÍNIMO
IMPROBABLE	ALTO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	BAJO	BAJO	BAJO	MÍNIMO	MÍNIMO
POCO PROBABLE	MEDIO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MÍNIMO	MÍNIMO	MÍNIMO	MÍNIMO
EXTREMADAMENTE IMPROBABLE	MÍNIMO	MÍNIMO	MÍNIMO	MÍNIMO	MÍNIMO	MÍNIMO	MÍNIMO	MÍNIMO	MÍNIMO	MÍNIMO

Tabla 30 Matriz de evaluación de riesgos (IGME 2011)

La evaluación del riesgo se realizará para cada uno de los modos de fallo y de acuerdo a los indicadores de los efectos producidos. La cuantificación de la evaluación para cada modo de

fallo se podrá realizar mediante el método Delphy utilizando los valores promedio para fijar ambos parámetros (gravedad y probabilidad).

Los modelos actuales de gestión de riesgos permiten realizar predicciones realistas del riesgo operacional que incluyen los típicos parámetros cuantitativos y también los cualitativos, como son la opinión de los expertos en el proceso de la selección de las variables de interés y definir la estructura del modelo por las dependencias de causalidad.

Modelos de Riesgos

Las metodologías convencionales del análisis de riesgos se realizan normalmente a través de estudios:

- HAZIP
- HAZOP
- QRA
- EIA

El estudio HAZIP (Hazard Identification) es una herramienta para identificar peligros y evaluar riesgos asociados a un proyecto de almacenamiento geológico de CO₂, en el que a través de los diagramas de flujo de proceso (flow-sheet), los balances de caudales inyectados, presiones y temperaturas en cabeza y fondo de pozos y la optimización de equipos principales y auxiliares de la instalación, se facilita la toma de decisiones del equipo evaluador formado por responsables de ingeniería, operación, mantenimiento y consultores externos. El objetivo es desarrollar un documento que permita satisfacer los requisitos en materia de seguridad industrial y laboral exigidos por las administraciones responsables de conceder las licencias administrativas.

El estudio HAZOP (Hazard and Operativity) es una herramienta que permite identificar los peligros y valorar los riesgos asociados a la operación de las instalaciones de almacenamiento de dióxido de carbono, incluyendo la propuesta de medidas correctoras en función de los riesgos analizados. Un estudio minucioso del proceso industrial, identificando los riesgos potenciales de la instalación durante su operación cotidiana o aquellos que se pudieran producir como consecuencia de un mal funcionamiento de los distintos equipos y componentes de la misma y la consecuencia de sus efectos, son la base del HAZOP. Suelen ser el complemento de los estudios HAZIP por su mayor grado de detalle en el estudio realizado.

Los estudios QRA (Quantified Risk Assessment), se suelen utilizar para la evaluación de riesgos de cada una de las actividades relevantes a realizar en una planta industrial. Se trata normalmente de estudios más específicos que los anteriores que hacen un mayor hincapié en la identificación de peligros y evaluación de riesgos que incidan de forma más severa sobre las personas, el medio ambiente y las instalaciones implicadas.

La evaluación de impacto ambiental (EIA) es un procedimiento que sirve para identificar, prevenir e interpretar los impactos ambientales que producirá un proyecto de almacenamiento geológico de CO₂ en su entorno, con el fin de que la administración competente pueda aceptarlo, rechazarlo o modificarlo. Este procedimiento se inicia con la presentación de la

memoria técnica del proyecto, continúa con la realización de consultas previas a personas e instituciones por parte del órgano ambiental y con la realización del EIA (Estudio de Impacto Ambiental) que realizará el promotor del proyecto. Se prolonga en un proceso de participación pública y se concluye con la emisión de la DIA (Declaración de Impacto Ambiental) por parte de la administración ambiental responsable. La DIA incluirá la evaluación de riesgos asociados a la actividad de almacenamiento, los impactos o consecuencias de que dicha actividad producirá en el entorno y las distintas medidas correctoras a aplicar por parte del promotor del proyecto.

La norma UNE-ISO 31000:2010, proporciona los principios y las descripciones genéricas sobre la gestión del riesgo, aplicables a todo tipo de industrias, organizaciones e individuos, estableciendo las siguientes etapas para la gestión integral de riesgo:

- Establecimiento del contexto
- Comunicación y consulta
- Análisis de los riesgos
- Evaluación de los riesgos
- Tratamiento de los riesgos
- Monitoreo y revisión

Lo establecido en la referida norma sirve de base para el desarrollo de modelos de análisis de riesgos que aporten una información de mayor valor que las metodologías convencionales descritas, siendo un complemento de las mismas y permitan la toma de decisiones adecuada tanto para la idea de negocio del proyecto de almacenamiento, como las implicaciones relacionadas con la seguridad personal, industrial y ambiental, así como las repercusiones que pudieran producirse en la opinión pública.

La clasificación clásica de los tipos de modelos es:

- Modelos Deterministas
- Modelos Estocásticos

Los modelos deterministas evalúan tres tipos de casos (optimista, pesimista y más probable), conociéndose los datos con certeza. No incluyen variables aleatorias, por lo que las mismas entradas producen siempre las mismas salidas. Se analizan una serie de resultados, prescindiendo de otros muchos sin valorar la probabilidad asociada a los mismos. No contemplan la inclusión de variables que estén sometidas al azar, lo que hace que trabajen en escenarios estáticos que en muchas ocasiones no se ciñen a la realidad. Por otro lado, la aproximación que realizan en función de los tres casos contemplados no es lo suficientemente clara por lo que se crea incertidumbre en la toma de decisiones.

Los modelos probabilísticos o estocásticos se basan en procesos con elementos aleatorios, en los que el resultado es un rango en el que los valores de las distintas variables de salida se han analizado en base a unas variables de entrada que se han definido en base a funciones de probabilidad.

El resultado de la simulación con un modelo probabilístico es la obtención de una serie de valores de salida con sus correspondientes rangos de probabilidad, así como la sensibilidad del

modelo en relación a las alteraciones de los valores de entrada y la identificación de nuevos riesgos y oportunidades en base al análisis de los resultados (Ordóñez 2012).

Los modelos de riesgos probabilísticos persiguen aportar soluciones realistas en función de las necesidades existentes. En cualquier proyecto industrial es preciso valorar la rentabilidad económica del mismo. La decisión final de inversión (FID) de un proyecto de almacenamiento geológico de CO₂ obliga a valorar los riesgos asociados al desarrollo de éste, estando involucrados todos aquellos que se puedan generar durante las distintas fases de la vida del proyecto.

En este tipo de proyectos industriales los riesgos de carácter medioambiental y de percepción social juegan un papel crítico en el desarrollo de los mismos. Los requisitos administrativos relativos a la evaluación de los riesgos que puedan afectar al entorno de los referidos proyectos a distintas escalas (local, comarcal, provincial y regional) obligan a los promotores de los mismos a ser muy meticulosos en su análisis y en la implantación de un plan de vigilancia o seguimiento que permita identificar los riesgos y las pertinentes medidas correctoras.

La mayoría de proyectos son conducidos en un ambiente dinámico y cambiante; esto hace que el análisis del cronograma y del presupuesto sean complicados en las etapas iniciales de un proyecto, siendo por otro lado necesario estudiar las incertidumbres que afectan al mismo, entendiendo por incertidumbre la situación en la cual no se conoce completamente la probabilidad de que ocurra un determinado evento o un desconocimiento de los parámetros que caracterizan un sistema.

El desarrollo del modelo de factor de riesgo es el primer paso a implementar. Los factores de riesgo afectan en un proyecto a través de la ocurrencia de eventos que perturban la ejecución de una actividad o un grupo de actividades causando variaciones en la duración y costos planeados o llevando al fracaso del mismo. Los factores de riesgo no afectan a las actividades de un proyecto directamente, lo hacen a través de consecuencias/impactos condicionales dada la ocurrencia de que un evento de riesgo haya tenido lugar (Ordóñez 2012).

Fig 183 Influencia del factor de riesgo en un proyecto industrial

El hecho de que un grupo de actividades sea afectado por un mismo factor de riesgo hará que la correlación sea inducida cuando las consecuencias de ese riesgo se hayan materializado.

Las Redes Bayesianas (BBN) son herramientas gráficas usadas para representar distribuciones de probabilidad que son multi-dimensionales. Los nudos de la red representan las variables y las flechas representan las dependencias entre las variables y expresan la existencia de una influencia causal directa. Las flechas expresan directa y cualitativamente la relación de dependencia entre las variables; la intensidad de estas influencias se expresa utilizando probabilidades condicionales que avanzan en dirección de las flechas, siendo confiable y fácil de detectar las dependencias a pesar de que sea difícil proveer estimaciones numéricas de probabilidades con precisión.

La inferencia probabilística usando Redes Bayesianas involucra el cálculo de probabilidades marginales que son condicionales a la evidencia observada utilizando el teorema de Bayes:

$$P(B, A_i) = \frac{P(A_i, B)P(B)}{P(A_i)}$$

Donde:

$P(A_i)$.- Son las probabilidades a priori

$P(B, A_i)$.-Es la probabilidad del evento B en la hipótesis de A_i

$P(A_i, B)$.-Son las probabilidades a posteriori

Para realizar la inferencia se necesita conocer las probabilidades condicionales que son creadas por las relaciones de dependencia, que permiten actualizar estimaciones iniciales con el uso de nueva evidencia; este proceso es denominado inferencia intercausal.

Cuando una nueva evidencia es incluida en cualquier punto de la red, la probabilidad del resto de variables es reevaluada. Se enumerarán todas las opciones necesarias para obtener la probabilidad de evaluar la distribución conjunta de la red a través de métodos computacionales.

En la figura 184 se puede observar la red bayesiana que se ha construido para realizar el modelo de riesgos del proyecto de la Planta de Hontomín para almacenamiento geológico de dióxido de carbono, elaborado por los investigadores del CIEMAT Fernando Recreo, Antonio Hurtado y Sonsoles Eguilior.

Fig 184.- Red Bayesiana de un modelo de análisis de riesgos para almacenamiento de CO₂ (Hurtado et al 2016)

El modelo basado en Redes Bayesianas se puede integrar en la simulación Monte Carlo para crear un modelo integrado de planificación y control de costes del proyecto. El método de simulación Monte Carlo permite:

- Modelar componentes de costes que están propensos a variación como distribuciones de probabilidad
- Costes de elementos del presupuesto pueden ser modelados con distribuciones de probabilidad unimodales y sesgadas a la derecha
- Es común el uso de distribuciones que usan 3 puntos de estimación (a,m,b): Triangular, Beta, PERT, LogNormal
- Se generan números aleatorios por cientos de veces de acuerdo a la distribuciones especificadas y se calcula el coste total
- Es posible modelar correlaciones
- La distribución coste total se utiliza para calcular la probabilidad de superar el presupuesto inicial y para establecer contingencias

ANEXO D: LEGISLACIÓN APLICABLE Y TRAMITACIÓN DE AUTORIZACIONES

En lo concerniente a los permisos de investigación la Ley 40/2010 establece lo siguiente:

- 1. En aquellos casos en que sea necesario realizar trabajos de investigación con el fin de determinar la capacidad de almacenamiento o la idoneidad de un lugar de almacenamiento determinado, dichos trabajos exigirán la obtención de un permiso de investigación concedido con arreglo a esta ley. En aquellos supuestos en que proceda, podrán incluirse en los permisos de investigación el seguimiento de las pruebas de inyección. En estos supuestos, el órgano competente podrá acordar, si lo estimase oportuno, la necesidad de constituir una garantía con arreglo a lo previsto en el artículo 12.*
- 2. Podrán ser titulares de permisos de investigación todas aquellas personas físicas o jurídicas que acrediten suficientemente la solvencia técnica y económica necesaria para abordar el proyecto de investigación.*
- 3. Los permisos de investigación conferirán al titular el derecho exclusivo a llevar a cabo la investigación en un volumen de profundidad indefinida cuya base superficial estará delimitada por paralelos y meridianos referidos a los sistemas de referencia geodésicos en vigor, quedando definida por la agrupación de cuadriláteros de un minuto de lado, en coincidencia con minutos enteros de latitud y longitud, adosados al menos por uno de sus lados siempre que no supere un máximo de 100.000 hectáreas. El titular de un permiso que demuestre fehacientemente que la estructura excede de la superficie reconocida en el permiso, podrá solicitar al órgano competente la extensión de la superficie afectada por el permiso siempre que se cumplan los requisitos previstos en esta ley.*
- 4. La validez de un permiso no podrá exceder del período necesario para llevar a cabo la investigación para la cual se concede. En todo caso, la validez del permiso no excederá los 4 años. No obstante, el órgano competente podrá prorrogarla por un periodo máximo de 2 años cuando el período inicialmente estipulado sea insuficiente para concluir la investigación de que se trate, y siempre que dicha investigación se haya llevado a cabo de conformidad con el permiso. Excepcionalmente, si al término de dicha prórroga las características de la investigación pudieran estimarse favorables para la caracterización positiva de un lugar de almacenamiento y por causas ajenas al titular del permiso no hubiera podido finalizar la investigación, el órgano competente podrá conceder, a petición razonada del interesado, una nueva prórroga de 2 años llevado a cabo de conformidad con el permiso.*
- 5. El titular de un permiso de investigación será el único facultado para investigar el potencial complejo de almacenamiento de CO₂. Durante el periodo de validez del permiso no se autorizarán en los potenciales lugares de almacenamiento usos incompatibles con*

la actividad amparada por el mismo. A estos efectos, el órgano competente llevará a cabo los trámites oportunos con otros Departamentos y Administraciones públicas, con el objeto de garantizar que no se permiten tales usos incompatibles.

El responsable del permiso de investigación se responsabilizará de los trabajos que hayan sido autorizados suministrando la información que precise la administración competente sobre la estructura geológica de estudio y los trabajos de índole técnica e inversiones que se realicen.

El proceso de concesión de los permisos de investigación se realizará en base a un desarrollo reglamentario que como se ha explicado anteriormente no se ha realizado hasta la fecha. Dichas concesiones se realizarán en base a criterios objetivos, públicos y no discriminatorios, ponderando especialmente en dicho proceso aspectos relativos al nivel de inversiones a realizar, el plazo de ejecución del proyecto y sus características técnicas e idoneidad. Estos aspectos tendrán especial relevancia en el caso de que se trate de ofertas en competencia.

En lo concerniente a las concesiones de almacenamiento la Ley 40/2010 establece lo siguiente:

- 1. El almacenamiento de CO₂ requerirá la obtención de una concesión otorgada con arreglo a este capítulo. Las concesiones de almacenamiento conferirán a su titular el derecho en exclusiva a almacenar CO₂ en el lugar de almacenamiento. Ningún lugar de almacenamiento podrá ser utilizado para el almacenamiento de CO₂ sin que sobre el mismo se haya otorgado la correspondiente concesión con arreglo a esta ley.*
- 2. La idoneidad de una formación geológica para ser utilizada como lugar de almacenamiento se determinará a través de una caracterización y una evaluación del complejo de almacenamiento potencial y de las formaciones geológicas circundantes, de conformidad con los criterios especificados en el anexo I de esta ley. Una formación geológica sólo podrá elegirse como lugar de almacenamiento si, en las condiciones de utilización propuestas, no existe riesgo importante de fuga ni riesgo significativo alguno para el medio ambiente o la salud humana.*
- 3. Podrán ser titulares de concesiones de almacenamiento todas aquellas personas físicas o jurídicas que acrediten suficientemente la solvencia técnica y económica necesaria para abordar el proyecto de almacenamiento objeto de la solicitud.*
- 4. Únicamente podrá haber un titular por lugar de almacenamiento. No podrán autorizarse en dicho lugar usos incompatibles con el almacenamiento de CO₂. Durante el procedimiento de otorgamiento de la concesión se velará por que no se autoricen usos incompatibles del complejo. A estos efectos, recibida una solicitud de concesión, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio informará a otros Departamentos y Administraciones públicas, con el objeto de garantizar que no se permiten tales usos incompatibles.*

5. *Las concesiones de almacenamiento conferirán al titular el derecho a explotar en exclusiva un lugar de almacenamiento adecuadamente caracterizado de acuerdo con lo previsto en el apartado 2. La concesión precisará la base superficial del lugar de almacenamiento, que estará delimitada por paralelos y meridianos referidos a los sistemas de referencia geodésicos en vigor, quedando definida por la agrupación de cuadriláteros de un minuto de lado, en coincidencia con minutos enteros de latitud y longitud, adosados al menos por uno de sus lados.*
6. *La concesión de almacenamiento tendrá una duración máxima de 30 años prorrogable por dos periodos sucesivos de diez años. No obstante, si en el transcurso del penúltimo año de la segunda prórroga pudiera acreditarse que al final del período total de vigencia no va a completarse la capacidad total de almacenamiento, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previa solicitud del titular realizada antes del inicio del último año de la segunda prórroga, podrá conceder, de forma motivada, una prórroga excepcional por un período de tiempo no superior a 10 años que permita optimizar el lugar de almacenamiento antes de proceder a su cierre.*
7. *La aprobación de una concesión de almacenamiento implicará la declaración de utilidad pública de los terrenos suprayacentes que resulten necesarios para el establecimiento de las instalaciones de inyección, así como de sus instalaciones auxiliares, a los efectos de expropiación forzosa y ejercicio de la servidumbre de paso.*

Al igual que ocurre en el caso de los permisos de investigación, el proceso de concesión de las autorizaciones de almacenamiento se realizará en base un desarrollo reglamentario que no se ha llevado a cabo hasta el momento. La concesión se realizará en base a criterios objetivos, públicos y transparentes, dándose prioridad al titular del permiso de investigación del emplazamiento objeto de autorización, siempre que las labores de investigación hayan finalizado de acuerdo a las condiciones establecidas en el referido permiso.

La ley 40/2010 contempla la posible compatibilidad de concesiones correspondientes a explotaciones mineras y/o geológicas, cuyos titulares puedan demostrar fehacientemente, de acuerdo a las prescripciones establecidas en dicha ley, la idoneidad de la estructura como almacén geológico de dióxido de carbono, con la solicitud de la concesión de almacenamiento sin necesidad de cumplir los trámites propios de un permiso de investigación.

El proyecto de explotación que se debe presentar en la solicitud de la concesión de almacenamiento deberá incluir la siguiente información:

- El programa de inversiones y las actividades comerciales previstas
- La cantidad total de CO₂ que podrá ser inyectada y almacenada
- Las fuentes de origen del CO₂ y en particular si proceden de actividades propias o de terceros
- Los métodos de transporte previstos

- La composición de los flujos de CO₂, los índices, las presiones de inyección y la situación de las instalaciones de inyección

Se deberá incluir un estudio del balance de gases de efecto invernadero en el proceso total, la descripción de las medidas destinadas a prevenir irregularidades o desviaciones significativas respecto del plan de explotación previsto, el plan de seguimiento y las correspondientes medidas correctoras y un plan provisional de gestión posterior al cierre.

Por lo que respecta al cumplimiento de las exigencias medioambientales en materia de solicitud de autorizaciones de almacenamiento se establece que se deberá presentar el documento inicial del proyecto o, en su caso, documento ambiental al que se refieren los artículos 6 y 16 del Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos para aquellos proyectos que deban someterse a evaluación de impacto ambiental.

En lo referente a la garantía financiera exigible al titular de la concesión de almacenamiento, se establece lo siguiente en la ley 40/2010:

El solicitante deberá presentar, junto con su solicitud de concesión de almacenamiento, la prueba de la constitución de una garantía financiera que responda del cumplimiento de las obligaciones derivadas de la concesión y de esta ley, incluidos los procedimientos de cierre y de las disposiciones posteriores al cierre, así como de las obligaciones derivadas de la inclusión de los lugares de almacenamiento en el ámbito de aplicación de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. La garantía será devuelta siempre que la solicitud de concesión no sea aprobada.

También se establece que el titular de la concesión de almacenamiento durante la fase de operación estará obligado a realizar un seguimiento del funcionamiento de las instalaciones de superficie y del comportamiento del reservorio de acuerdo a los siguientes objetivos:

- a) Comparar el comportamiento real del CO₂ y del agua de formación, en el lugar de almacenamiento con la modelización de dicho comportamiento*
- b) Detectar las irregularidades significativas*
- c) Detectar la migración del CO₂*
- d) Detectar las fugas de CO₂*
- e) Detectar efectos negativos importantes en el entorno inmediato, en particular en el agua potable, en la población, o en los usuarios de la biosfera circundante*
- f) Evaluar la eficacia de las medidas correctoras adoptadas*
- g) Actualizar la evaluación de la seguridad y la integridad del complejo de almacenamiento, a corto y largo plazo, incluida la evaluación de si el CO₂ almacenado permanecerá completa y permanentemente confinado*

El referido plan incluirá los datos pormenorizados para el seguimiento de emisiones de conformidad con lo previsto en la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero y será actualizado al menos cada cinco años, de acuerdo a los resultados obtenidos de la pertinente evaluación de riesgos e identificación de las distintas líneas de fuga que se pudieran haber detectado y a los avances

científicos y tecnológicos alcanzados. El plan de seguimiento será autorizado por la autoridad autonómica competente e incluido en la concesión de almacenamiento.

En el caso de que se produzcan irregularidades significativas o fugas, el titular de la concesión deberá cumplir con la siguiente prescripción:

El titular está obligado a notificar inmediatamente al órgano competente de la comunidad autónoma las irregularidades significativas o fugas que se produzcan, y a adoptar las medidas correctoras necesarias, incluidas aquellas relacionadas con la protección de la salud humana.

En caso de fugas y de irregularidades significativas con riesgo de fugas, el titular lo notificará también a la autoridad competente con arreglo a la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, si fuera distinta de la contemplada en el párrafo anterior.

En lo referente al periodo transitorio existente entre la autorización del cierre de la concesión y la transferencia de responsabilidad del emplazamiento a la administración competente, el titular de la misma seguirá asumiendo la responsabilidad de todas aquellas actividades relacionadas con el seguimiento de la planta industrial y en particular:

- a) *Del seguimiento y de las obligaciones de información*
- b) *De adoptar todas las medidas correctoras, de conformidad con los requisitos establecidos en la ley*
- c) *Cumplir con las obligaciones relacionadas con la entrega de los derechos de emisión en caso de fugas, con arreglo a la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero*
- d) *Cumplir con las medidas preventivas, de evitación y de reparación previstas en los artículos 17, 19 y 20 de la Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental*
- e) *Sellar el lugar de almacenamiento y de retirar las instalaciones de inyección*

Los procedimientos que contemplen todas estas actividades estarán incluidos en un plan de gestión posterior al cierre que complete y actualice al presentado con carácter provisional en la solicitud de autorización de la concesión presentada al órgano competente del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. Una vez finalizados los trámites oportunos de cierre establecidos en la ley la responsabilidad del emplazamiento recaerá en el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, una vez que hayan transcurrido 20 años o un periodo inferior determinado por el referido ministerio y siempre que se haya constatado de manera fehaciente que el CO₂ almacenado permanecerá completa y permanentemente confinado, y se hayan cumplido con las pertinentes obligaciones financieras.

ANEXO E: EFECTOS TERMODINÁMICOS, QUÍMICOS Y LA PRESENCIA DE IMPUREZAS EN LA CORRIENTE DE CO₂

Pequeñas variaciones de presión y temperatura en las proximidades del punto crítico del diagrama presión-temperatura de dióxido de carbono en estado puro, generan importantes variaciones de la viscosidad y la densidad del referido fluido. Obviamente estas variaciones condicionarán notablemente la difusividad del referido fluido a través del medio rocoso fracturado, e igualmente condicionarán la eficiencia en el grado de llenado del reservorio en cuestión.

En la figura 185 se muestran los gráficos de evolución de la viscosidad y densidad del dióxido de carbono en función de la temperatura y presión (Nordbotten et al 2004).

Fig 185.- Variación de la densidad y viscosidad del CO₂ puro (Nordbotten et al 2004)

Por lo tanto, es preciso analizar el comportamiento del fluido durante la inyección y difusión a través del reservorio mediante unas ecuaciones de estado en las que los parámetros termodinámicos, viscosidad, densidad, compresibilidad y calor específico se correlacionen con las variables de estado (presión y temperatura) propias de las estrategias de inyección que se pretenden diseñar.

Existe software comercial, como el descrito en esta tesis, que se basa en estas ecuaciones de estado que contemplen los efectos hidrodinámicos, térmicos y geoquímicos, como son el caso de ECLIPSE y GEM.

La presencia de otros componentes en la corriente de CO₂, que denominaremos impurezas, condicionan la variabilidad de los parámetros de difusividad en el reservorio y las condiciones de almacenamiento (Talman 2015). Las referidas impurezas que se encuentran en el dióxido de carbono capturado en el foco de generación, se trasladan en la corriente transportada a través del ceoducto, la cabeza del pozo y tubing hasta llegar a la formación almacén. Los efectos de este tipo de impurezas en los distintos materiales de la infraestructura de transporte, completación del pozo y formaciones geológicas afectadas, son el objeto de estudio del proyecto IMPACTS (FP7 ENERGY 2012).

Es preciso realizar una valoración de la evolución de la pluma de CO₂ con impurezas y determinar el efecto de posibles fugas en los acuíferos que se ubican en la parte superior del sello y la superficie (Bachu y Carroll 2004)

Las impurezas existentes en la corriente de dióxido de carbono alteran las líneas de fusión y saturación del diagrama presión-temperatura del dióxido de carbono, siendo necesario el estudio de las variaciones que experimentan las propiedades termodinámicas como consecuencia de la presencia de las mismas. La composición de la corriente de CO₂ dependerá de la tecnología de captura empleada, en la tabla adjunta se reflejan los valores típicos de la corriente de gases de combustión procedentes de la tecnología de oxidación.

% vol	N ₂	CO ₂	H ₂ O	O ₂	VOL REL	IMPURITIES
COMBUSTIBLE + O₂ (30%) + CO₂	6	83,5	7	3,5	65	SO_x NO_x PARTÍCULAS

Tabla 31 Componentes de la línea de gases de combustión correspondientes a la tecnología OXY

Las impurezas más comunes que se encuentran en la corriente de dióxido de carbono capturado consideradas para analizar la variación de la propiedades termodinámicas suelen ser: N₂, O₂, Ar, H₂O, CH₄, SO₂ y H₂S. En el gráfico de la figura 186, se reflejan las variaciones que experimenta el diagrama presión-temperatura del dióxido de carbono mezclado con nitrógeno.

Fig 186.-Efectos de la mezcla de N₂ en la corriente de CO₂ (Yan y Thorin 2008)

Se observa la evolución del punto crítico a consecuencia del aumento de la proporción N₂/CO₂, con aumentos de presión y disminución de la temperatura en función del aumento de la referida proporción y la consiguiente alteración de las áreas correspondientes a cada fase. Tomando el ejemplo descrito, el aumento de la impureza en la corriente de dióxido de carbono conllevará

un cambio de las condiciones de estado que implicarán cambios en la difusividad del fluido en la formación almacén. Esta aseveración apoya la interpretación de los resultados de la inyección de CO₂ con aire artificial en Hontomín analizados en esta tesis.

Por lo general, las impurezas pueden afectar al comportamiento del dióxido de carbono inyectado, por variación del equilibrio líquido-vapor, las propiedades relacionadas con la presión-volumen-temperatura y las propiedades del transporte y almacenamiento tales como la viscosidad, densidad y formación de hidratos.

Para analizar los efectos termodinámicos de las impurezas en el proceso de inyección del dióxido de carbono en la formación almacén se suelen emplear distintos tipos de ecuaciones de estado en las que se basan los modelos matemáticos que permiten interpretar los referidos efectos. Los modelos basados en estas ecuaciones de estado son los más adecuados, ya que pueden ser aplicados para las áreas supercríticas y subcríticas del diagrama presión-temperatura del CO₂.

Códigos como HYSYS y ProMax se suelen utilizar para analizar la variación de parámetros como la densidad y la viscosidad, y por lo tanto la difusividad del dióxido de carbono en las formaciones geológicas.

Fig 187.- Variación de la densidad con la temperatura en mezclas de CO₂ e impurezas con HYSYS

En la figura 187 se refleja la evolución de la densidad de una mezcla de CO₂ con distintos tipos de impurezas, en función de la temperatura y para una presión constante de 100 barg utilizando la ecuación de estado Peng-Robinson y el software HYSYS. Impurezas como el SO₂ incrementan el valor de la densidad respecto a la línea de base (CO₂ puro), y para otros casos como el CH₄, H₂, N₂ o Ar la densidad disminuye.

De nuevo se ratifican los resultados de la inyección de CO₂ con aire artificial en Hontomín, correspondientes a los ensayos realizados en el proyecto IMPACTS.

Por lo que respecta a las variaciones de la viscosidad, se emplean las ecuaciones de estado descritas en el párrafo anterior para evaluar las alteraciones de mezclas de dióxido de carbono e impurezas en el rango de presiones y temperaturas propio de las operaciones de inyección de dióxido de carbono en formaciones almacén. En la figura 188 se puede observar la variación de

la viscosidad en función de la temperatura, empleando el software HYSYS para una presión dada de 100 barg.

Fig 188.- Variación de la viscosidad con la temperatura en mezclas de CO_2 e impurezas con HYSYS

Al igual que ocurriría en el caso de la densidad, el SO_2 produce un incremento de la viscosidad y el resto de impurezas una disminución en relación a la línea de base definida por el dióxido de carbono puro (Pearce et al 2015).

En lo referente al estudio de los efectos termodinámicos generados por la presencia de impurezas en la corriente de dióxido de carbono, especial mención suponen los siguientes compuestos: CH_4 , N_2 , Ar y H_2S que favorecen la formación de hidratos, que suponen un alto riesgo de corrosión para la tubería de transporte y completación del pozo de inyección, en el caso de operación a temperaturas bajas ($\leq 10^\circ\text{C}$).

Por lo que respecta a la interacción química entre la corriente de CO_2 y el macizo rocoso correspondiente a las formaciones sello y almacén, es preciso analizar el efecto que se produce con el aumento de presión sobre la solubilidad del dióxido de carbono en la salmuera existente en las formaciones y el aumento de la acidificación de ésta. En presencia de formaciones rocosas carbonatadas, este fenómeno producirá disoluciones de la matriz que se traducirán en un aumento de permeabilidad a través de las fracturas.

Un segundo fenómeno asociado a la disolución de parte de la matriz rocosa es la precipitación en forma de bicarbonatos. En términos básicos para cada mol de CO_2 disuelto en salmuera se genera un mol de bicarbonato y otro de calcita.

Se suelen utilizar modelos de flujo multifásico reactivo para analizar el referido efecto, como es el caso del desarrollado por Saaltink et al (2013), en el que el flujo multifásico está formado por salmuera y dióxido de carbono en fase supercrítica. Se trata de un modelo radial que simula la evolución de la concentración de precipitados en la salmuera y la evolución de su pH en función de la presión.

En la figura 189 se reflejan los resultados de simulaciones realizadas para un reservorio carbonatado, con una transmisividad a través de fracturas.

Fig 189.- Evolución de las concentraciones de compuestos y pH de la salmuera

Un segundo fenómeno asociado a los efectos geoquímicos descritos es la generación de vías a través de poros denominada “wormholes”. El referido fenómeno nos debe inducir a reflexionar si en medios afectados por el cambio de pH de la mezcla salmuera y dióxido de carbono, como es el caso de los carbonatos, se pudiera alterar la transmisividad de dicho medio de doble permeabilidad como consecuencia de los cambios que se producirán en la red de fracturas y un aumento de la permeabilidad por porosidad al producirse los “wormholes”. En el caso de estudio de la presente tesis doctoral, en el que la permeabilidad por porosidad es muy baja, el incremento de este parámetro debería ser elevado para ser representativo.

ANEXO F: SOLUCIONES CONSTRUCTIVAS DE ABANDONO DE POZOS

El abandono de un almacenamiento geológico de dióxido de carbono puede ser “temporal” o “definitivo”. El primer caso suele ir asociado a contingencias, paradas programadas, anomalías en la operación y/o en la seguridad de la planta industrial, entre otras. En el caso de que el abandono sea definitivo significará que nos encontramos en la fase de cierre o clausura del recurso sin posibilidad de reapertura prevista.

La principal línea de fuga de un almacenamiento geológico de CO₂ son los pozos que han servido para inyectar el fluido y los de observación que se han empleado para realizar el seguimiento de su transmisividad a través del macizo rocoso. Por lo tanto, en las fases de abandono se deberán adoptar soluciones que contemplen la retirada de los Xmas-trees, cabezas de pozo, tubing y accesorios, para proceder a la obturación de la completación inamovible (casings y liners) mediante tapones recuperables o cementados y bridas ciegas en el final de la completación en superficie. La diferencia entre las soluciones para ambos tipos de abandono radicará en el número y durabilidad de las mimas.

Se suele inyectar en la mayoría de los casos un tapón de cemento en el fondo del pozo, con el propósito de obturar la principal línea de fuga tanto del dióxido de carbono como de otros fluidos profundos que podrían acceder a través del pozo hasta la superficie. En la figura 190 podemos observar el proceso de cementación de este tipo de tapones a través del tubing de inyección.

Fig 190.- Inyección de un tapón de cemento en fondo de pozo (US EPA 2013)

Ejemplo de obturador que puede servir tanto como elemento permanente o recuperable, pudiendo utilizarse como retenedor del tapón de cemento durante su ejecución, es el conocido como “bridge plug”, presentado en la figura 191.

Otra posible solución de elementos retenedores de tapones de cemento y obturadores desmontables son los packers inflables, complementarios en ciertas aplicaciones de los tapones puente descritos.

Fig 191.- Bridge Plug. Cortesía de Wyoming Completion Technologies

En la figura 192 se reflejan las distintas fases de un pozo en fase de abandono definitivo, desde su estado inicial con todos sus elementos de completación fijos y desmontables, pasando por el desmontaje de los elementos portables hasta la ejecución de los tapones en la completación fija.

Note: Figure not to scale

Schematic of GS Injection Well Prior to Well Preparation for Plugging, After Preparation, and After Plugging and Abandonment

Fig 192.- Fases de la ejecución de tapones en fase de abandono definitivo (US EPA 2013)

ANEXO G: CARACTERIZACIÓN SOCIAL, TÉCNICAS DE PERCEPCIÓN PÚBLICA

Es necesario realizar actividades de percepción y difusión encaminadas a conseguir una aceptación social del almacenamiento geológico de dióxido de carbono. La falta de éxito en este objetivo supone uno de los mayores riesgos que asume un proyecto de este tipo.

En este sentido es necesario establecer una estrategia a través de un plan de comunicación integral que permita realizar la pertinente caracterización del entorno, establecer un plan de acción específico en la localización de la planta industrial y realizar un plan de seguimiento de la percepción pública del proyecto.

En la figura 193 se puede observar un esquema del procedimiento empleado en el caso del proyecto OXYCFB300.

Fig 193.- Estrategia de percepción pública proyecto OXYCFB300. Cortesía de CIUDEN

Para realizar este tipo de acciones con éxito se precisa de un equipo de trabajo con amplia experiencia en las implicaciones que suponen este tipo de proyectos en la opinión pública, el apoyo de los distintos socios relevantes y trabajar a distintas escalas. La escala local por tratarse de la más próxima al proyecto es sin lugar a dudas un objetivo prioritario, aunque no el único. Las escalas regionales y nacionales juegan un papel fundamental en la aceptación de este tipo de tecnologías. La escala internacional servirá de punto de encuentro para el intercambio de experiencias y lecciones aprendidas al respecto.

El público objetivo de las estrategias a implementar es variado, yendo desde las administraciones locales, provinciales, regionales y centrales, pasando por colectivos profesionales, grupos ecologistas, organizaciones no gubernamentales, grupos de acción social, etc. En el mismo sentido los medios a utilizar son de distinta naturaleza, yendo desde acciones individualizadas como son charlas, visitas a las instalaciones y talleres de trabajo entre otros, a acciones colectivas como son las plataformas web, seminarios y congresos

INDICE DE FIGURAS

Fig 1.- Global CO₂ emissions and GHG emission reductions. Cortesía de IEA

Fig 2.- BLUE Map scenario. GHGIEA 2010

Fig 3.- Boundary Dam CCS Fired Coal Plant. Saskatchewan Canada. Cortesía de SaskPower

Fig 4 .- Distribución de proyectos de captura a nivel mundial

Fig 5 .- Proyectos CAC Demostrativos financiados por EEPR. Cortesía CCSNetwork

Fig 6.- Esquema de Principio de la Tecnología de Captura en Post-Combustión (Herzog 2009)

Fig 7 .- Esquema del principio de captura por membranas. Cortesía de Tecnologías de Captura y Secuestro de CO₂

Fig 8.- Esquema de principio del proceso de carbonatación-calcinación. Cortesía de Tecnologías de C y S de CO₂

Fig 9.- Esquema de proceso de captura en pre-combustión. Cortesía del GCCSI

Fig 10.- Diagrama de proceso de una central térmica en ciclo combinado con captura por pre-combustión

Fig 11.- Esquema proceso de oxi-combustión en caldera de carbón pulverizado. Cortesía del GCCSI

Fig 12.- Vista Sudoeste del modelo 3D Proyecto OXYCFB300 Compostilla

Fig 13.- Centro es.CO₂ para el Desarrollo de Tecnologías de Captura. Cortesía de CIUDEN

Fig 14.- Diagrama de proceso de la Planta Piloto de Captura en es.CO₂. Cortesía de CIUDEN

Fig 15.- Caldera de Lecho Fluido Circulante (CFB) es.CO₂. Cortesía de CIUDEN

Fig 16.- Diagrama de fases del CO₂

Fig 17.- Distancia de recompresión en función del tipo y concentración de las impurezas. European Pipeline R G 2008

Fig 18.- Secciones tipo del ceoducto OXYCFB300

Fig 19.- Trazado del ceoducto proyecto OXYCFB300

Fig 20.- Trazado del Ceoducto “Yorkshire & Humber CCS Cross Country Pipeline”. Cortesía de National Grid Carbon Ltd

Fig 21.- Formaciones Almacén y Sello en un almacenamiento Geológico de CO₂. Cortesía de CIUDEN

Fig 22.- Fases del Ciclo de la Vida de un Almacén Geológico de CO₂

Fig 23.- Proceso de extracción de gas y almacenamiento de CO₂ en Sleipner

Fig 24.- Esquema de proceso de la extracción de GN, Proceso de GNL e inyección de CO₂. Snohvit (Noruega)

Fig 25.- Esquema de principio del proyecto In Salah. Argelia

Fig 26.- Esquema de principio de funcionamiento del Proyecto Boundary Dam. Saskatchewan (Canadá)

Fig 27.- Construcción del gasificador de lignito. Kemper County Mississippi (USA). Cortesía de Mississippi Power

Fig 28.- Columna litológica y pozos de inyección (HI) y de observación (HA) de Hontomín. Cortesía de CIUDEN

Fig 29.- Perfil de los pozos de inyección y monitorización de la Planta Piloto de Ketzin. Cortesía de GFZ

Fig 30.- Planta Piloto de Otway. Cortesía de CO₂CRC Otway Project

Fig 31.- Escenarios de sísmica de reflexión

Fig 32.- Gráfico de Domocronas

Fig 33.- Sísmica de Refracción

Fig 34.- Sísmica de Reflexión

Fig 35.- Conjuntos de puntos reflectores comunes. Sección sísmica

Fig 36.- Sección sísmica de un almacenamiento geológico de CO₂. Interpretación crossline

Fig 37.- Cubo sísmico y mapa de isobatas del techo de una formación almacén

Fig 38.- Principio de funcionamiento del VSP. Cortesía de GGU

Fig 39.- Camión con vibrador incorporado

Fig 40.- Campaña VSP Hontomín TDP. Cortesía de CIUDEN

Fig 41.- Perfil sísmico vertical campaña 2013. Cortesía de CIUDEN

Fig 42.- Principio de funcionamiento del dispositivo iDAS. Cortesía de Silixa Ltd

Fig 43.- Perfil sísmico VSP de iDAS. (Humphries et al 2015)

Fig 44.- Diagrama de evolución de la resistividad del medio con inyección de CO₂. (Bourgeois et al 2012)

Fig 45.- Esquema de principio del método DOBLE LEMAM. Cortesía de BRGM

Fig 46.- Perfil vertical del campo electromagnético generado por el método LEMAM. Cortesía de BRGM

Fig 47.- Plano horizontal del campo electromagnético generado por el método LEMAM. Cortesía de BRGM

Fig 48.- Distribución de electrodos en campaña CSEM. Cortesía de CIUDEN

Fig 49 .-Anomalías Bouguer estudio regional Planta Piloto de Hontomín. Cortesía del IGME

Fig 50 .-Cortes 2 complejo almacén sello Hontomín. Cortesía del IGME

Fig 51.- Modelo 3D base de la formación anhidrítica del almacén. Cortesía del IGME

Fig 52.- Imagen DinSAR

Fig 53 .-SAR Terrestre

Fig 54.- Perforación con técnica petrolera en el emplazamiento de Duero. Cortesía de ENDESA OXYCFB300

Fig 55 .-Esquema pozo inyector. Cortesía de Endesa OXYCFB300

Fig 56 .-Master Log de una perforación de pozo

Fig 57.- Resultados del Acoustic Borehole Televiewer

Fig 58 .-Programa toma testigos. (Kovács 2014)

Fig 59 .-Extracción y orientación de testigos de roca

Fig 60.- Imágenes CT Scanner de un testigo de roca

Fig 61.- Log Gamma Ray

Fig 62.- Resultado de transmisión de velocidad de ondas (s,p) por ultrasonidos

Fig 63.- Determinación de la composición química de una muestra de roca

Fig 64.- Determinación de la composición mineralógica del almacén de Hontomín. (Kovács, 2014)

Fig 65.- Imagen SEM de una muestra de roca almacén. (Valle 2014)

Fig 66.- Porosímetro de mercurio. Cortesía de DirectIndustry

Fig 67.- Volumen de intrusión y presión de inyección de una formación almacén

Fig 68.- Distribución de radio de garganta vs radio de poro de una formación sello

Fig 69.- Relación entre permeabilidad y porosidad para distintas diagénesis (Van der Land et al 2013)

Fig 70 .-Cálculo de la porosidad por el método “Neutron Density”

Fig 71.- Prensa y espécimen para realizar ensayo uniaxial

Fig 72.- Gráfica tensión uniaxial y deformación

Fig 73.- Esquema de principio del ensayo triaxial. Cortesía del CEDEX

Fig 74 .-Criterio de rotura de Mohr Coulomb

Fig 75.- Ensayo brasileño para la medida de la resistencia a tracción

Fig 76.- Curva tensión deformación de ensayo brasileño

Fig 77.- Configuración de equipo ATAP. (Valle 2012)

Fig 78 .- Identificación de las caras de una muestra para ensayo ATAP. (Valle 2014)

Fig 79.- Tomografía CT scanner e imagen SEM previa a realización de ensayo ATAP (Valle 2014)

Fig 80.- Gráfico de Pickett. Cortesía IPf

Fig 81.- Abaco de Schlumberger

Fig 82.- Determinación de la presencia de hidrocarburos, CO y CO₂ con equipo Rock Eval 6. (Lafarge et al 1998)

Fig 83.- Sistema de inyección con doble packer.Cortesía de Solexperts

Fig 84.- Sistema de medida de presión en fondo de pozo. Cortesía de Solexperts

Fig 85.- Ensayo hidráulico de conectividad entre pozos

Fig 86.- Resultado Leak Off Test

Fig 87.- Esquema de equipo de bombeo empleado en Ketzin (Wiese et al 2010)

Fig 88.- Formaciones geológicas del almacén de Hontomín. (Alcalde et al 2014)

Fig 89.- Interpretación timeslice 900 ms

Fig 90.- Interpretación cross line

Fig 91.- Prognosis pozo de inyección HI TDP Hontomín. Cortesía de CIUDEN

Fig 92 .-Modelo dinámico de un reservorio. Eclipse 300 (Schlumberger Software 2016)

Fig 93.- Interpretación con SaphIr-KAPPA de ensayos de caracterización hidráulica

Fig 94 .-Distintas disposiciones de estaciones de control sísmico. Cortesía de Ampere

Fig 95 .-Acelerómetro para control sísmico. Cortesía de Kinematics

Fig 96.-Red de control sísmico de la Planta de Desarrollo Tecnológico en Hontomín. Cortesía de CIUDEN

Fig 97.- Variación presión inyección/tiempo en fondo de pozo

Fig 98.- Umbral sísmico correspondiente a la inyección de CO₂

Fig 99.- Instalación de piezómetro y data logger

Fig 100.- Red de control hidrogeológico de Hontomín. Cortesía de CIUDEN

Fig 101.- Estación meteorológica

Fig 102.- Equipo de Perforación Ligera Segoqui 2000. Cortesía de PERFIBESA

Fig 103.- Equipo de perforación ligero y auxiliares en Pozo de inyección HI de Hontomín. Cortesía de CIUDEN

Fig 104.- Esquema de perforación con circulación inversa de lodos

Fig 105.- Esquema de perforación con circulación directa de lodos

Fig 106.- Montaje de cabeza de pozo y BOP en Pozo HA Hontomín TDP. Cortesía de CIUDEN

Fig 107.- Curva eficiencia profundidad vs tiempo del pozo inyector HI. Cortesía de CIUDEN

Fig 108.- Completaciones de pozos con casings y liners

Fig 109.- Cementación de un casing

Fig 110.- Cementación de un liner

Fig 111.- Packer Hidráulico. Cortesía de Halliburton

Fig 112.- Completación pozo de Inyección HI. Cortesía de CIUDEN

Fig 113.- Completación pozo de observación HA. Cortesía de CIUDEN

Fig 114.- Xmas Tree Pozo de Inyección. Cortesía de CIUDEN

Fig 115.- Xmas Tree Pozo de observación. Cortesía de CIUDEN

Fig 116.- Sensor PT Ranger Gauge. Cortesía de World Sensing

Fig 117.- Distributed Temperature System (DTS). Cortesía de Silixa Ltd

Fig 118.- Precisión medida sistema DTS en función de la longitud y tiempo de muestreo. (Silixa 2016)

Fig 119.- Imagen sísmica obtenida con un dispositivo iDAS. Cortesía de Silixa Ltd

Fig 120.- Esquema de U tube para el muestreo de fluidos en profundidad. (Freifeld 2009)

Fig 121.- Esquema de instalación Tomografía Eléctrica “Cross Hole”

Fig 122.- Imagen del televiwer del reservorio del pozo HI. Cortesía ICTJA-CSIC 2013

Fig 123.- Resultados del 1^{er} ensayo de conectividad entre pozos

Fig 124.- Resultados del 2^o ensayo de conectividad entre pozos

Fig 125.- Esctructura trampa de Hontomín

Fig 126 .-Ensayo de porosimetría de mercurio volumen vs presión formación sello principal. Cortesía IPf

Fig 127.- Distribuciones de garganta de poro en la formación sello principal. Cortesía de IPf

Fig 128 .-Ensayo de porosimetría de mercurio volumen vs presión formación almacén. Cortesía IPf

Fig 129.- Distribuciones de garganta de poro en la formación almacén. Cortesía de IPf

Fig 130.- Fotografía SEM muestra F Sopeña. (Valle 2014)

Fig 131.- Resultados ensayo de inyectabilidad ATAP sobre muestra F.Sopeña. (Valle 2014)

Fig 132.- Tomografía previa y posterior a la realización de ensayo ATAP de inyectabilidad (Valle 2014)

Fig 133 .-Resultados de RXD sobre una muestra de la Formación Sopeña Calcárea (Kovács 2014)

Fig 134.- Esquema de principio de la Planta de Acondicionamiento de Aguas TDP Hontomín.Cortesía de CIUDEN

Fig 135.- Esquema de principio de la Planta de Inyección de CO₂ TDP Hontomín. Cortesía de CIUDEN

Fig 136.- Ensayo de inyección de salmuera por pulsos en modo control presión. Cortesía de GEOSTOCK

Fig 137.- Ensayo de inyección en continuo de salmuera en modo control presión. Cortesía de GEOSTOCK

Fig 138.- Ensayo en modo control caudal

Fig 139.- Ensayos en modo control caudal a presión de fondo constante

Fig 140.- Abaco de Inyectabilidad (de Dios 2015)

Fig 141.- Histórico de los ensayos de inyección con salmuera. Cortesía de GEOSTOCK

Fig 142.- Ensayo de inyección de salmuera en modo cantrol presión WHP 80 barg 36 h

Fig 143.-Instrumentación en el fondo del pozo de inyección HI

Fig 144.- Evolución de la presión en el fondo del pozo HI para el ensayo de contraste inicial y final

Fig 145.- Instrumentación en el fondo del pozo de observación HA

Fig 146.- Evolución del pH del agua de reservorio durante inyecciones de CO₂ (de Dios et al 2017)

Fig 147.- Evolución de iones en el agua de reservorio durante inyecciones de CO₂ (de Dios et al 2017)

Fig 148.- Evolución de BHP respecto al tiempo para un ensayo de producción durante el periodo de fall off

Fig 149.- Seguridad de los mecanismos de atrapamiento de CO₂. (Hurtado 2009)

Fig 150.- Panel de mandos del muestreador en profundidad U Tube. Cortesía de CIUDEN

Fig 151.- Equipo experimental Ley Darcy

Fig 152 .-Modelo de flujo radial en el entorno de pozo (Dake 1998)

Fig 153 .-Esquema de ensayo de inyección en pozo

Fig 154.- Evolución de presión respecto al tiempo y su derivada correspondientes a reservorios de doble porosidad

Fig 155.- Modelización de ensayo nº 5 de permeabilidad para un reservorio de doble porosidad con Saphir

Fig 156.- Modelización del ensayo de conectividad entre pozos con Saphir

Fig 157.- Interpretación del histórico de inyección con salmuera empleando Saphir (de Dios et al 2017)

Fig 158.- Interpretación del histórico de inyección con CO₂ y mezclas con salmuera GEM (de Dios et al 2017)

Fig 159.- Mapa de Regiones del patrón de flujo bifásico horizontal

Fig 160.- Patrones de flujo vertical bifásico

Fig 161.- Esquema de flujo en grieta

Fig 162.-Evolución de la presión de apertura de grietas

Fig 163.-Evolución pérdida de carga en la grieta

Fig 164.-Evolución velocidad del fluido en la grieta

Fig 165.- Evolución temperatura del fluido en la grieta

Fig 166.-Velocidad ascensional en medio viscoso

Fig 167.- Fracción molar de CO₂ disuelta en la salmuera

Fig 168.-Evolución de la concentración del CO₂ e impurezas en profundidad por efectos de difusión y convección

Fig 169.- Ajuste de medidas y resultados del modelo para presión en cabeza

Fig 170.-Límites del reservorio. Cortesía de Ciuden

Fig 171.- Evolución de la pluma de CO₂. Cortesía de Ciuden

Fig 172.-Evolución de la presión y caudal de la salmuera en la 1ª Etapa

Fig 173.-Etapas en la inyección de CO₂ (de Dios 2016)

Fig 174.-Perfil de Temperaturas en el tubing de inyección (de Dios et al 2017)

Fig 175.- Evolución temperatura fondo de pozo (de Dios et al 2017)

Fig 176.-Diagrama Presión-Temperatura del CO₂

Fig 177.-Diagrama de Mollier del dióxido de carbono

Fig 178.-Efectos producidos por el 5% de aire artificial en la corriente de CO₂. (de Dios et al 2016)

Fig 179.- Localización del almacén de Hontomín

Fig 180.- Momento sísmico vs distancia en Jonah Field (USA) hydraulic fracturing operations.(Davies et al 2013)

Fig 181.-Resultados de las pruebas de fractura hidráulica en el proyecto Preese Hall well (de Pater y Baisch 2011)

Fig 182.- Esquema de principio de una estación de control de emisión de gases. (Schloemer et al 2012)

Fig 183.- Influencia del factor de riesgo en un proyecto industrial

Fig 184.- Red Bayesiana de un modelo de análisis de riesgos para almacenamiento de CO₂. (Hurtado et al 2016)

Fig 185.- Variación de la densidad y viscosidad del CO₂ puro (Nordbotten et al 2004)

Fig 186.-Efectos de la mezcla de N₂ en la corriente de CO₂ (Yan y Thorin 2008)

Fig 187.- Variación de la densidad con la temperatura en mezclas de CO₂ e impurezas con HYSYS

Fig 188.- Variación de la viscosidad con la temperatura en mezclas de CO₂ e impurezas con HYSYS

Fig 189.- Evolución de las concentraciones de compuestos y pH de la salmuera

Fig 190.- Inyección de un tapón de cemento en fondo de pozo (US EPA 2013)

Fig 191.- Bridge Plug. Cortesía de Wyoming Completion Technologies

Fig 192.- Fases de la ejecución de tapones en fase de abandono definitivo (US EPA 2013)

Fig 193.- Estrategia de percepción pública proyecto OXYCFB300. Cortesía de CIUDEN

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Líneas de investigación en post-combustión

Tabla 2.- CAPEX central térmica con captura post-combustión (MEA)

Tabla 3.- Parámetros de Funcionamiento Proyecto OXYCFB300 Compostilla (EEPR 2013)

Tabla 4.- Composición gases combustión LFC modo oxicombustión

Tabla 5.- Composición gases combustión CP modo oxicombustión

Tabla 6.- Parámetros CPU

Tabla 7.- Fases del diseño de un ceoducto

Tabla 8.- Datos de diseño del ceoducto Proyecto OXYCFB300

Tabla 9.-Características de los geófonos

Tabla 10.- Volumen de intrusión y distribución de tamaño de garganta de poro

Tabla 11.- Resultados de ensayo triaxial

Tabla 12.- Análisis de tiempos de la perforación del sondeo HA. Cortesía de CIUDEN

Tabla 13.- Características de acuerdo a normas API de un tubing de fibra de vidrio. Cortesía de Energy API

Tabla 14.- Control de temperatura en el tubing de inyección

Tabla 15.- Parámetros i DAS

Tabla 16.- Reacciones mezclas CO₂ y salmuera con cementación y carbonatos. EPA 2013

Tabla 17.- Ensayos de permeabilidad en pozo HA (de Dios et al 2017)

Tabla 18.- Resultados de ensayos de permeabilidad

Tabla 19.- Parámetros petrofísicos de las formaciones sello y almacén

Tabla 20.- Condiciones del ensayo ATAP sobre muestras de la Formación Sopeña Calcárea

Tabla 21.- Parámetros de porosidad y permeabilidad de las muestras de la F Sopeña. (Valle 2014)

Tabla 22.- Cromatografía de salmuera inyectada y efluente del ensayo ATAP Fm Sopeña

Tabla 23.- Permeabilidades absolutas

Tabla 24.- Características del ensayo de permeabilidad en pozo abierto nº 5

Tabla 25.- Correlaciones y rango de error

Tabla 26.- Reacciones de atrapamiento mineralógico

Tabla 27.- Modos de fallo en almacenamiento geológico de CO₂

Tabla 28.- Matriz de Probabilidad de fallos en almacenamiento de dióxido de carbono

Tabla 29.- Matriz de gravedad de fallos (IGME 2011)

Tabla 30.- Matriz de evaluación de riesgos (IGME 2011)

Tabla 31.- Componentes de la línea de gases de combustión correspondientes a la tecnología OXY

8.-REFERENCIAS

- AAPG WIKI (2016). http://wiki.aapg.org/Density-neutron_log_porosity
- Agencia Europea de Medio Ambiente(2006). Las subvenciones a la energía en la Unión Europea: una visión general. Ministerio de Medio Ambiente Gobierno de España 2006
- Alcalde J., Marzán I., Saura E., Martí D., Ayarza P. Juhlin Ch., Pérez-Estaún A., Carbonell R., (2014) 3D geological characterization of the Hontomín CO₂ Storage site, Spain. Multidisciplinary approach from seismic, well logging and regional data. *Technophysics*, 627 , 6–25
- AMPERE (2016) <http://www.ampere.mx/estacioacuten-siacutesmica.html>
- Armstrong K., Styring P.(2015), Assessing the potential of utilization and storage strategies for post-combustion CO₂ emission reduction. *Frontiers in Energy Research* 2015
- Aude M.(2008). Métodos geoelectricos para la prospección de agua subterránea. Universidad de Buenos Aires 2008
- Bachu, S and Carroll, J.J.(2004) In situ phase and thermodynamic properties of resident brine and acid gases (CO₂ and H₂S) injected into geological formations in western Canada, In: *Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologie*. Vol. 1: Peerreviewed Papers and Plenary Presentations, Vancouver, BC, September 5-9, 2004
- Bachu S.,(2015) "Review of CO₂ storage efficiency in deep saline aquifers," *International Journal of Greenhouse gas control*, vol. 40, pp. 188-202, 2015
- Baker Jardine associates.-PIPESIM (2012). <http://www.oilandgasonline.com/doc/pipesim-multiphase-flow-simulator-0001>
- Beer (2007). High efficiency electric power generation: The environmental role. 2007
- Bendiksen KH., Malnes D., Moe R. and Nuland S.(1991) -The Dynamic Two-Flow model OLGA. Theory and application (IET, SINTEF 1991)
- Berkeley Lab (2016). <http://ipo.lbl.gov/lbnl1613/>
- Birkholzer J.T., Zhou Q., Tsang C.F.,(2009) "Large-scale impact of CO₂ storage in deep saline aquifers: A sensitivity study on pressure response in stratified systems". *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol.3, pp181-194, 2009
- Birkholzer J.T., Oldenburg C.M. and Zhou Q. (2015), "CO₂ migration and pressure evolution in deep saline aquifer," *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 40, pp. 203-220, 2015
- Bourgeois B., Girard JF., Koppo N., Jacob T., Bonjour A.(2012) CSEM a source LEMAM. BRGM 2012
- Bowden and Rigg(2004) . Assessing risk in CO₂ storage projects
- CCS Demo Projects Network(2014). 7th International Scientific Conference on Energy and Climate Change. Oct 6th 2014
- Chadwick A., Ars R., Bernstone C., May F., Thiebeau S., Zweigel P. (2008). Best practice for CO₂ Geological Storage in saline aquifers. British Geological Service Occasional publication, 14, 267
- Chemicalogig (1999). http://www.chemicalogic.com/Documents/co2_phase_diagram.pdf

- Christian B., "EuroActiv," 01 (2015). [Online]. Available: <http://www.euractiv.com/sections/energy/capture-carbon-311149>
- CIMNE(2009). Testificación Geofísica de Sondeos en Hidrogeología. 2009
- CSIC-INCAR (2012) <http://www.incar.csic.es/captura-de-co21>
- CIUDEN (2016) <http://www.ciuden.es/index.php/en/tecnologias/instalaciones/pdt-hontomin>
- Collier, H., & Ridder, M. (1992). Utilization of the Borehole Televiwer in Fracture Analysis. Ground Water Management, 13, 765-779
- Cook, P J, (2006). Site Characterization. In: International Symposium on Site Characterization for CO₂ Geological Storage (CO2SC) Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) Berkeley, California , 20-22 March 2006
- Dake L.P.(1998) Fundamentals of Reservoir Engineering
- Davies R., Foulger G., Bindley A. and Styles P.(2013) Induced seismicity and hydraulic fracturing for the recovery of hydrocarbons . Durham and Keele Universities
- Davies S.D. and Frohlich C.(1993) Did (or will) fluid injection cause earthquakes? criteria for a rational assessment. 1993
- de Dios J.C. (2015). Engineering design, construction, commissioning and start of the operation of the Hontomín Pilot . 10th CO₂GeoNet Open Forum. Venice (Italy) 11-13 May 2015
- de Dios J.C., Delgado M.A., Marín J.A., Martínez C., Ramos A., Salvador I., Valle L.(2016) Short-term effects of impurities in the CO₂ stream injected into fractured carbonates. International Journal of Greenhouse Gas Control, volume 54P2, 2016, Pages 727-736
- de Dios J.C. (2016) "Hontomín Pilot Site (Spain). CO₂ Injection in a carbonated deep saline aquifer". Storage Workshop "Pathways from pilot to Demonstration". British Geological Survey, Nottingham 1-3 March 2016
- de Dios J.C, Martínez C., Ramos A., Delgado M.A., Marín J.A., Salvador I.(2016) "Hontomín, Spain. Ready for the injection" 11th CO₂GeoNet Open Forum, May 09-10 2016– Venice, San Servolo Island
- de Dios J.C., Delgado M.A., Marín J.A., Salvador I., Álvarez I., Martínez C., Ramos A. (2017). Hydraulic characterization of fractured carbonates for CO₂ geological storage: experiences and lessons learned in Hontomín Technology Development Plant. International Journal of Greenhouse Gas Control, volume 58C, 2017, Pages 185-200
- de Elio J.; Nisi B.; Ortega M.F; Mazadiego L.F.; Vaselli O.; Grandia F. (2013). CO₂ soil flux baseline at the technological development plant for CO₂ injection at Hontomin (Burgos, Spain). International Journal of Greenhouse Gas Control. 18 , 224 – 236
- Department of Energy (2015)
- de Pater C.J. and Baisch S.(2011) Geomechanical Study of Bowland Shale Sismicity. 2011. StrataGEn Delft BV
- Dillon D.J., Panesar R.S., Wall R.A., Allam R.J., White V., Gibbins J., Haines M.R.(2014) Oxy- Combustion processes for CO₂ capture from advanced supercritical PF and NGCC Power Plant. IEA GHG R&D Programme 2014
- Dixon T. and Gale J.,(2016) "COP-21 and the Paris Agreement," 2016

- Doughty Ch., (2006).-Site Characterization for CO₂ geological storage and vice versa. The Frio Brine Pilot as a case study. Proceedings, CO2SC Symposium. California, March 20-22, 2006
- EEPR Program (2013) http://ec.europa.eu/energy/eepr/projects/files/carbon-capture-and-storage/compostilla_en.pdf
- Eliassen T., Richter D., Crow H., Ingraham P. , Carter T.(2008) Optical and Acoustic Televiewer Borehole Logging. Improved Oriented Core Logging Techniques. 2008
- Enagas(2010). Transporte de CO₂ por tubería
- Energy API (2016). <http://www.api.org/>
- Ennis-King, J. and Paterson, L.(2003) Abstract de Role of convective mixing in the long-term storage of carbon dioxide in deep saline formations, Proceedings – SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Pages 2521-2532. 2003
- Enrique A., Contreras M, Pablo L.(2007). Importancia de las actividades de planificación, corte, manejo y análisis de los núcleos de perforación de pozos petroleros. Boletín IIE Julio-Septiembre 2007
- Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía(2009). AVANZA CO₂
- European Pipeline Research Group(2008). Transporting the next generation of CO₂ for Carbon, Capture and Storage: The impact of impurities on supercritical CO₂ pipelines
- European Commission Press Realease (2011). http://europa.eu/rapid/press-release_IP-11-1543_es.htm
- European Parliament Resolution of 14 January 2014 on implementation report 2013: developing and applying carbon capture and storage technology in Europe (2013/2079(INI)). Bullet 17
- Flett, M.A. Gurton R.M. and Taggart, I.J.(2004) Heterogeneous Saline Formations: Long-term Benefits For Geo-sequestration Of Greenhouse Gases 2004
- Freifeld B.(2009), "The U-tube: a new paradigm for borehole fluid sampling," *Scientific Drilling*, vol. 8, September 2009
- Furche, M., Schlomer, S., Faber, E., Dumke (2010), I. One year continuous soil gas monitoring above an EGR test site. EGU General Assembly 2010, held 2-7 May, 2010 in Vienna, Austria, p.3095
- Gayá M.A.(2004) Procesado de sísmica de reflexión superficial. UPC 2004
- GFZ (2016) <http://www.co2ketzin.de/nc/en/home.html>
- GFZ (2012). CO₂ injection at the Ketzin pilot site successfully finalized after five years
- Global CCS Institute(2012). CO₂ Capture Technologies. Pre-Combustion Capture
- Global CCS Institute(2012), CO₂ Capture Technologies. Post combustion capture (PCC)
- Gutierrez P. (2014) Evaluación Integral de Riesgos: Desarrollo de una metodología mejorada con modelos estocásticos y aplicación a un proyecto de captura y almacenamiento de CO₂ con tecnología de oxidación
- Hamilton M.J. (2008). A history of well logging. North American Geology, U. S. Geological Survey, Reston, VA, United States
- Halliburton (2013). <http://www.halliburton.com/en-US/default.page>
- Hanks T.C., Kanamori H.(1979) A moment magnitude scale. Journal of Geophysical Research
- Herzog H.(2009) Advanced Post-Combustion CO₂ Capture. MIT 2009

- <https://energy.gov/fe/southern-company-kemper-county-mississippi>
- HDDP/PREFAC Solexpert. <http://www.solexperts.com/>
- Hovorka, S. D., (2006), Frio Brine Storage Experiment: lessons learned. 8th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Trondheim, Norway, June 19–22, CD-ROM [6 p.]. GCCC
- Humphries M., Marín J.A., de Dios J.C.(2015) VSP Monitoring for CO₂ Migration Tracking in Fractured Rock Massifs. 77th EAGE Conference and Exhibition 2015 in Madrid, Spain
- Hurtado A. (2009)-Metodología para la estimación regional de la capacidad de almacenamiento de CO₂ en formaciones permeables profundas y sus incertidumbres
- Hurtado A., Eguilor S., Recreo F. (2016) Security assessment on geological storage of CO₂: Application to Hontomin site. Department of Earth Science. Indian Institute of Technology Bombay
- IGME, BRGM (2011). Geología del Subsuelo y almacenamiento geológico de CO₂. Investigación, caracterización y análisis de riesgos geológicos. 2011
- IGME, CIUDEN (2014). Caracterización mediante gravimetría de la estructura geológica de Hontomín
- International Energy Agency (2010). Executive summary energy technologies perspective. Scenarios and strategies to 2050
- International Energy Agency (2013), Technology Roadmap: carbon capture and storage
- Jenkins Ch.(2011) CO₂CRC Otway Project. CO₂GeoNet 2011
- Jenkins Ch.(2013) Statistical aspects of monitoring and verification. International Journal of Greenhouse Gas Control, 215-229
- Kovács T. (2014) Characterization of Hontomín reservoir and seal formations. IV Spanish-French Symposium on CO₂ Geological Storage, 13-14 May 2014
- Kappa Brochure. SPE Intelligent Energy International. Kappa Engineering (2012)
- Lafarge E., Espatilié J., Marquis F. and Pillot D.(1998) Rock Eval applications in hydrocarbon exploration, production and in soil contamination studies IFPEN
- Llamas B.(2009) Criterios y metodología para evaluar la idoneidad de una estructura geológica como almacén de CO₂
- Llamas B.(2009) Tecnologías de captura de CO₂
- Le Gallo Y. y Acosta T., (2016). Quantitative Assessments of CO₂ Injection Risks for Onshore Large Scale CO₂ Storage Conference: SPE Europec featured at 78th EAGE Conference and Exhibition
- Le Gallo Y., de Dios J.C., Salvador I., Acosta T., (2017). Dynamic characterization of fractured carbonates at the Hontomín CO₂ storage site. EGU General Assembly 2017
- Lemmon E., Huber M. and McLinden M (2013). NIST Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties—REFPROP (USDC 2013)
- Liebscher A., Möllera F., Bannachb A, Köhlerc S., Wiebachd J.,(2013) .- Injection operation and operational pressure–temperature monitoring at the CO₂ storage pilot site Ketzin, Germany. Design, results, recommendations. International Journal of Greenhouse Gas Control, 15, 163-173
- Lin W., Yamamoto K., Ito H, Masago H, Kawamura Y. (2008). Estimation of Minimum Principal Stress from an Extended Leak-off Test Onboard the Chikyu Drilling Vessel and Suggestions for Future Test Procedures. Scientific drilling nº 6

- Lucía F.J. (2004) The geometry and petrogenesis of dolomite hydrocarbons reservoirs. London Geological Society 2004
- McKenna, J., Gurevich B., Urosevic M., Evans B.(2003). Rock physics- Application to geological storage of CO₂, Australian Resources Research Centre. 2003
- Mediavilla R., Murillo J.M., Santisteban J.I.,(2007). La estratigrafía en la modelación matemática de los acuíferos. El caso del embalse subterráneo deTorrevieja (Alicante). *Boletín Geológico y Minero*, 118 (Núm. Especial): 709-724
- Michael, K., Golab, A., Shulakova, V., Ennis-King, J., Allinson, G., Sharma, S., Aiken,T., (2010). Geological storage of CO₂ in saline aquifers – a review of the experience from existing storage operations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4, 659–667
- Milne C.(2014) Silixa's Distributed Seismic Service expands the applications of seismic acquisition
- Mishra S., Kelley M., Zeller E., Slee N., Gupta N., Battacharya I., Hammond M., (2013). Maximizing the Value of Pressure Monitoring Data from CO₂ Sequestration Projects. *Energy Procedia* 00 (2013) 000–000
- MIT (2016) https://sequestration.mit.edu/tools/projects/statoil_mongstad.html
- MIT (2016) https://sequestration.mit.edu/tools/projects/enel_1.html
- MIT(2016) <https://www.technologyreview.es/energia/51936/una-nueva-planta-en-eeuu-ofrece-un-rayo-de/>
- Moleiro L.F. y Torres J.C.(2001) Métodos geomatemáticos de red de monitoreo de aguas subterráneas
- Mondano M. (2011) IDAS & High Performance DTS. Introduction to Next Generation Optical Fibre Distributed Systems Monico Workshop, NTUA 2011
- Monea M.(2014) Sask Power CCS Project . UKCCS Research Center London 2014
- Müller Ch, Martin M., Stevens R.J., Laughlin R.J., Kammann C., Ottow J.C.G., Jäger H., (2002) Processes leading to N₂O emissions in grassland soil during freezing and thawing. *Elsevier soil biology and geochemistry* Volume 34, issue 9, 1 september 2002, pages 1325-1331
- National Grid. <https://infrastructure.planninginspectorate.gov.uk/projects/yorkshire-and-the-humber/yorkshire-and-humber-ccs-cross-country-pipeline/>
- Neele F.; Quinquis H.; Read A. (2014); CO₂ storage development: status of the large European CCS projects with EEPR funding. *Energy Procedia*, 63, 6053-6066
- Nisi B.; Vaselli O.; Tassi F.; de Elio J; Delgado A.; Mazadiego L.F; Ortega M.F. (2013) Hydrogeochemistry of surface and spring waters in the surroundings of the CO₂ injection site at Hontomín-Huermeces (Burgos, Spain). *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 14 151 – 168
- NTEL. National Energy Technology Laboratory (2009). Computed Tomography (CT) Scanning for Petrophysical Applications
- Nordbotten, J.M., Celia, M. and Bachu, S.(2004). Injection and Storage of CO₂ in Deep Saline Aquifers: Analytical Solution for CO₂ Plume Evolution During Injection. *Transp Porous Med* 58:339-360.
- Ogaya X., Queralt P., Ledo J., Marcuello A., Jones A.G., (2014) Geoelectrical baseline model of the subsurface of the Hontomín site (Spain) for CO₂ geological storage in a

- deep saline aquifer: A 3D magnetotelluric characterization. *International Journal of Greenhouse Gas Control*
- Olivella S. (1996) The structure of Code-Bright: Flowchart and future developments. UPC 1996
 - Ordóñez J. (2012) Aplicación de Redes Bayesianas y simulación Monte Carlo para el análisis de riesgo en proyectos de ingeniería
 - Ortiz G.; Kovacs T.; Fernández Poloussen D.; de Dios J.C.; Martínez Landa L.; Carrera J.; Slooten L.J.; de Simone S.; Soler J.; Gómez B.; Fernández S. (2015) Hontomín Reservoir Characterisation Tests: Final technical report. Global CCS Institute
 - OXYCFB300 Compostilla Project. EEPR 2013
 - Pearce J., Law A., Dawson G., Golding S. (2015). "SO₂-CO₂ and pure CO₂ reactivity of ferroan carbonates at carbon storage conditions," *Chemical Geology*, vol. 411, pp. 112-124, September 2015
 - Picard G., Bérard T., Chabora E., Marsteller S., Greenberg S., Finley R.J., Davard J. (2011). Real time monitoring of CO₂ storage sites: Application to Illinois Basin-Decatur Project. *Energy Procedia* 4, 5594-5598
 - Plataforma Tecnológica Española del CO₂ 2013. http://www.pteco2.es/proyecto.asp?id_cat=5&proy=1
 - QUANTACHROME (2016), "POREMASTER Series Automated Mercury Porosimeters," [Online]. Available: http://www.quantachrome.com/pdf_brochures/07128.pdf
 - Ramírez Oyanguren P. (2004). Mecánica de Rocas. Universidad Politécnica de Madrid
 - Ramos A. y Martínez C. (2015) Modelo numérico multifásico, hidrodinámico y reactivo para el transporte y almacenamiento de dióxido de carbono en reservorios carbonatados y fracturados. UPM 2015
 - Ranganathan P. (2011) Numerical Modeling of CO₂ Mineralisation during Storage in Deep Saline Aquifers. TNO 2011
 - Renard, P., Glenz, D., Mejias, M. (2009) Understanding diagnostic plots for well-test interpretation. *Hydrogeology Journal* 17, 2009
 - Ringrose P.S., Mathieson A.S., Wright I.W., Selama F., Hansen O., Bissell R., Saoula N., Midgley J. (2013) The In Salah CO₂ Storage Project: Lessons Learned and Knowledge Transfer. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2013
 - Rocca F., Rucci A., Ferretti A., Bohane A., (2013). Advanced InSAR interferometry for reservoir monitoring. *First Break Vol 35* nº 5
 - Rocco C., Guinea G.V., Planas J. y Elices M. (1995) Variación de la resistencia a la tracción en el ensayo brasileño. UPM, 1995
 - Rodríguez A. (2007) Análisis de riesgos en proyectos de almacenamiento geológico de CO₂. 2007
 - Rubio F.M., García J., Ayala C., Rey C., García Lobón J.L. IGME, (2014). Gravimetric characterization of the geological structure of Hontomín. 8ª Asamblea Hispano-Lusa de Geodesia y Geofísica. Évora (Portugal), 29-31 January 2014
 - Ruiz C. (2008) Almacenamiento geológico de CO₂: Criterios de selección de emplazamientos. 9 CONAMA 2008

- Saaltink, M. W., Vilarrasa, V., De Gaspari, F., Silva, O., Carrera, J., Roetting, T. S.(2013) A method for incorporating equilibrium chemical reactions into multiphase flow models for CO₂ storage. *Adv. Water Resour.* 62, 431-441 2013
- Sanz D. (2012). Captura de CO₂ por Oxidación en la Ciudad de la Energía. Cambio Climático
- Schloemer S., Furche M., Dumke I., Poggenburg J., Bahr A., Seeger C., Vidal A., Faber E.(2012) A review of continuous soil gas monitoring related to CCS. Technical advances and lessons learned. GBR
- Schlumberger gamma ray (2016)
- http://www.slb.com/services/characterization/petrophysics/wireline/legacy_services/gamma_ray/spectral_gamma_ray_tools.aspx
- Schlumberger Software (2016). <https://www.software.slb.com/products/eclipse>
- Sikkema F., Huibers M., Raats P. (2011), NanoGLOWA post-combustion CO₂ capture membranes. EuroNano Forum 2011
- Silixa (2016). <http://silixa.com/technology/ultima-dts/>
- SINTEF(2015) <http://www.sintef.no/projectweb/impacts/>
- Skalmernaas O.(2014) The Sleipner CCS experience. UNFCCC Bonn 21 October 2014
- STATOIL(2014) <https://www.statoil.com>
- Suñe F.J. (2013). <http://www.ingenieriaquimica.net/articulos/336-captura-y-almacenamiento-de-co2-i>
- Talman S.(2015), "Subsurface geochemical fate and effects of impurities contained in a CO₂ stream injected into a deep saline aquifer: what is known," *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 40, pp. 267-291, 2015
- United Kingdom CCS Research Center. <http://ukccsrc.ac.uk>
- United States Environmental Protection Agency (2012). Geologic sequestration of carbon dioxide. Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Well Construction Guidance. 2012
- United States Environmental Protection Agency (2013). Geologic Sequestration of Carbon Dioxide. Underground Injection Control (UIC) Program. Class VI Well Testing and Monitoring Guidance. 2013
- United States Environmental Protection Agency Geologic Sequestration of Carbon Dioxide (2013). Draft Underground Injection Control (UIC) Program Guidance on Class VI Well Plugging, Post-Injection Site Care and Site Closure. 2013
- United States Geological Survey (1989). Basic Ground-Water Hydrology
- United States Geological Survey (2016). <https://water.usgs.gov/ogw/modflow/>
- Valle L. (2012) ATAP Design of a device for dynamic and static petrophysical studies of interaction between rock-brine-supercritical CO₂ in deep saline aquifers. GERG Academic Network event, Brussels (Belgium), 14-15 June
- Valle L. (2014). Hontomin reservoir condition tests. IV Spanish-French Symposium on CO₂ Geological Storage, 13-14 May 2014
- Van der Land C., Wood R., Wu K., Marinus IJ, Jiang Z., Corbett P., Couples G.(2013) Modelling the permeability evolution of carbonate rock
- Van Everdingen A.F. (1953) The Skin Effect and its influence on the productive capacity of Wells. AIME 1953

- Vilarasa V., Silva O., Carrera J., Olivella S. (2013). Liquid CO₂ injection for geological storage in deep saline aquifers. *International Journal of Greenhouse Gas Control*
- Vilarrasa, V., Carrera, J. and Olivella, S. (2013): Hydromechanical characterization of CO₂ injection sites. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 19, 665-677
- Voigt, H.-J., Wippermann., Müller, R T. (1998), *Handbuch zur Erkundung des Untergrundes von Deponien und Altlasten. - Untersuchung von Gaswegsamkeiten mit der Helium-Radon Methodik.* In., 1998
- Wiese, B., Böhner, J., Enachescu, C., Würdemann, H., Zimmermann, G., (2010). Hydraulic characterisation of the Stuttgart formation at the pilot test site for CO₂ storage, Ketzin, Germany. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4, 960-971
- World Sensing 2016. <http://www.worldsensing.com/>
- Yan and Thorin.(2008) Process and Resource Optimization (PRO), Mälardalen University. Properties of CO₂/H₂O Mixtures with Impurities in Oxyfuel CCS Systems. Siemens Finspong Conference, Fingspång, April 9-10, 2008
- Zhao, X., Toksoz, M. N., & Cheng, C. H. (1994). Stoneley wave propagation across borehole permeability heterogeneities. Massachusetts Institute of Technology. Earth Resources Laboratory. Cambridge MA 02139
- Zoback, M. D. (2010). *Reservoir geomechanics.* Cambridge University Press. ISBN 9780511586477

9.-BIBLIOGRAFÍA

Documentación científica y tecnológica

- A next generation parallel reservoir simulator for giant reservoirs. SPE Reservoir Simulation Symposium. Woodland Texas US 2009
- A risk-based framework for measurements, monitoring and verification of the Quest CCS Project, Alberta , Canada. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2014
- Basic well log interpretation. Oilfield Review 2016
- Brine flow up a well caused by pressure perturbation from geologic carbon sequestration: Static and dynamic evaluations. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2014
- Carbon Capture and storage (CCS): In a nordic perpesctive. Nordic council of ministers, 2007
- Carbon Dioxide Capture and Storage. Intergovernmental Panel on Climate Change. WMO, UNEP
- CoalImp, Association of UK Coal Importers, 2014. Coal from security to sustainability
- Completion of five years of safe CO₂ injection and transition to the post-closure phase at the Ketzin Pilot site. Energy Procedia, 2014
- The In Salah CO₂ storage project: Lessons learned and knowledge transfer. Energy Procedia, 2013
- Documento de Despliegue Estratégico y Agenda de I+D+i . Plataforma Tecnológica Española del CO₂, 2011
- EURACOAL 5th Edition 2013
- Evaluation of Potential Changes in Groundwater Quality in Response to CO₂ Leakage from Deep Geologic Storage. Transport Porous Media 2010
- Hoek-Brown failure criterion. University of Toronto 2002
- <http://www.co2geonet.com/home/>
- <http://www.ogi.com/oil-drilling-and-production.html>
- <http://www.vinci-technologies.com>
- Induced Seismicity and its implication for CO₂ Storage Risk. IEAGHG 2013
- 6th International Conference Greenhosue Gas Control Technologies. International Journal of Greenhouse Gas Control 2002
- Introduction on CO₂ Geological Storage. Classification of storage options. IFPEN 2005
- Modeling basin and plume scale processes of CO₂ storage for full scale deployment. Ground Water 2010
- Modeling the performance of large-scale CO₂ storage systems: A comparison of different sensitivity analysis methods. International Journal of Greenhouse Gas Control 2013
- New Rock-Eval Method for Characterization of Unconventional Shale Resource Systems. IFPEN 2016
- Observation and guidance from IEAGHG Weyburn-Midale CO₂ monitoring and storage project. IEAGHG 2012

- Optimising CO₂ storage in geological formations; a case study offshore Scotland. CO₂ MultiStore Project September 2015. SCCS, The Crown State, Shell, Scottish Enterprise, Vattenfall
- Quantifying Drilling Efficiency. Office of Integrated Analysis and Forecasting U.S. Energy Information Administration, 2010
- Real-time monitoring of CO₂ storage sites: Application to Illinois Basin-Decatur Project. Energy Procedia, 2011
- Recommendations for research to support the deployment of CCS in Europe beyond 2020. ZEP 2008
- Research Project on CO₂ Geological Storage and Groundwater Resources: Water Quality Effects Caused by CO₂ Intrusion into Shallow Groundwater. Lawrence Berkeley National Laboratory 2008
- Reservoir simulation: keeping pace with oilfield complexity. Oilfield Review 2012
- The Global status of CCS 2012. Global CCS Institute
- The Impact of Fracture–Matrix Interaction on Thermal–Hydrological Conditions in Heated Fractured Rock. Vadose Zone Journal 2006
- Well completion design. Petroleum Science. Elsevier 2009

Legislación y normativa

- DIRECTIVA 2009/31/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 23 de abril de 2009 relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono y por la que se modifican la Directiva 85/337/CEE del Consejo, las Directivas 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE y el Reglamento (CE) no 1013/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo
- Ley 22/1973, de 21 de julio, de Minas (BOE núm. 176, de 24 de julio de 1973)
- Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (BOE núm. 59, de 10 de marzo de 2005)
- Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental (BOE núm. 255, de 24 de octubre de 2007)
- Ley 40/2010, de 29 de diciembre, de almacenamiento geológico de dióxido de carbono (BOE 30 de Diciembre de 2010)
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental (BOE núm. 296, de 11 de diciembre de 2013)
- UNE-ISO 3100 2010. Gestión del Riesgo. Principios y directrices

10.-GLOSARIO

AA.- Solución de Amoniac en Agua

AEM.- Agencia Europea de Medio Ambiente

ANSI/ISA.- International Standard from the International Society of Automation

API.- American Petroleum Institute

ASU.- Air Separation Unit

ATAP.- Ensayo a Alta Temperatura y Alta Presión

BBN.- Bayesian Belief Network

BHP.- Bottom Hole Pressure

BOP.- Blowout Preventer

BRGM.- Bureau de Recherches Géologiques et Minières

CAC.- Captura y Almacenamiento de CO₂

CAPEX.-Capital Expenditures

CBL-VDL.- Cement Bond Logs

CCS.- Carbon Capture and Storage

CDEX.- Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas

CEM N/SR.- Cemento de fraguado normal y sulfuresistente

CFBB.- Circulating Fluidized Bed Boiler

CIEMAT.-Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas

CIMNE.- Centro Internacional de Métodos Numéricos en Ingeniería

CIUDEN.- Fundación Ciudad de la Energía

CP.- Carbón Pulverizado

CPU.- Compression and Purification Unit

CSEM.- Controlled Source Electro-Magnetic

CSIC-INCAR.- Consejo Superior de Investigaciones Científicas. Instituto Nacional del Carbón

CT.-Computer Tomography

DIA.- Declaración de Impacto Ambiental

Din SAR.-Differential SAR Interferometry

DP.- Drilling Piping

DTS.- Distributed Temperature Sensing System

EC.- European Commisision

EDTA.- Ácido Etilendiaminotetraacético

EEPR.- European Energy Programme for Recovery

EG/OR.- Enhanced Gas/Oil Recovery

EHR.- Enhanced Hydrocarbons Recovery

EIA.- Evaluación de Impacto Ambiental

EM.- Electro-Magnetic

ENOS.- ENabling Onshore geological Storage in Europe

E&P.- Exploration and Production

EP.- European Parliament

ERT.- Electrical Resistivity Tomography

ETS.-Emission Trading System

ETSIME.-Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía

EU.- European Union

FEED.-Front End Engineering Design

FID.-Final Investment Decision

GB SAR.- Ground-Based SAR Interferometry

GCCSI.-Global Carbon Capture and Storage Institute

GEM.- Generalized Equation of State Model Reservoir Simulator

GFZ.-German Research Center for Geosciences

GHG.- Greenhouse Gases

GM.- Gamma Ray

GNL.- Gas Natural Licuado

HAZIP.- Hazard Identification

HAZOP.- Hazard and Operativity

HI.- Hydrogen Index

ID.- Inner Diameter

IDAEA.-Instituto de Diagnóstico Ambiental y Estudios del Agua

iDAS.-Intelligent Distributed Acoustic Sensing

IEA.- International Energy Agency

IGCC.-Integrated Gasification Combined Cycle

IGME.- Instituto Geológico y Minero

LCM.- Leakage Control Material

LEMAM.- Long Electrode Mis A la Mass

LFC.- Lecho Fluido Circulante

LOT.- Leak Off Test

MATLAB.- MATrix LABoratory

MDEA.- Mono Dietanol Amina

MEA.- Mono Etanol Amina

MICP.- Mercury Injection Capillary Pressure

MIT.- Massachusetts Institute of Technology

NIST.- National Institute of Standards and Technology

OHSAS.- Occupational Health and Safety Assessment Series

OD.- Outer Diameter

O&G.- Oil and Gas

OI.- Oxygen Index

OPEX.- Operating Expenditures

OXYCFB300.- Oxycombustion Circulating Fluidized Bed 300

PCB.- Pulvirized Coal Boiler

PCS.- Poder Calorífico Superior

PERT.- Project Evaluation and Review Techniques

PI&D.- Piping and Instrumentation Diagram

PPM.- Partes Por Millón

PSDF.- Power System Development Facility

PSI.- Pound Square Inch

PTECO2.- Plataforma Tecnológica Española del CO₂

PT.- Platinum Thermometer

P/T.-Presión y Temperatura

QRA.- Quantified Risk Assessment

SAR.- Synthetic Aperture Radar

SEM.- Scanning Electron Microscopy

SET Plan.- European Strategic Energy Technology Plan

SCR.- Selective Catalytic Reduction

SGR.- Spectral Gamma Ray

SL.- Sociedad Limitada

SMR.- Steam Methane Reformer

SP.- Spontaneous Potential

Syngas.- Gas de síntesis

TDP.- Technology Development Plant

TNO.- Nederlandse Organisatie voor Toegepast Natuurwetenschappelijk Onderzoek

TOC.- Total Organic Carbon

UK.- United Kingdom

UKCCSRC.- United Kingdom Carbon Capture and Storage Research Center

UN.- United Nations

US EPA.- United States Environmental Protection Agency

USGS.- United States Geological Service

VIA.- Válvula de Insuflado de Aire

VSP.- Vertical Seismic Profile

WHP.- Well Head Pressure

Wy USA.- Wyoming United States of America

XMAS-TREE.- Christmas Tree

XRD.- X Ray Diffractometry

XRF.- X Ray Fluorescence