



Imagen: vista de planta de captura de CO₂ de Mongstad en Noruega
Fuente: <https://norwegianscitechnews.com/2019/10/this-is-what-you-need-to-know-about-ccs-carbon-capture-and-storage/>

**CONSULTORÍA:
IDENTIFICACIÓN DE LOS BIENES Y SERVICIOS QUE
SON REQUERIDOS PARA LA CAPTURA, SECUESTRO Y
UTILIZACIÓN DE CARBONO DE ACUERDO CON LO
ESTABLECIDO EN LA LEY 2099 DE 2021.
INFORME NO 2: USOS**

Bogotá, septiembre de 2022



Contenido

1.	Objeto de la consultoría – Aspectos metodológicos.....	9
1.1	Metodología de la presente consultoría.....	10
1.2	Fundamentos del Dióxido de carbono	10
1.3	En que consiste el CCS y el CCUS – terminología	12
2.	Situación comercial y técnica de la Captura y Almacenamiento de carbono bajo tierra	16
2.1	Cadena de valor del CCS – visión general de los procesos.....	19
2.1.1	Generación de CO ₂ por post combustión.....	20
2.1.2	Generación de CO ₂ por Oxy-fuel (asistido por oxígeno)	21
2.1.3	Generación de CO ₂ por pre-combustión	23
2.1.4	Generación de CO ₂ de baja escala en ciudad (captura directa x aire)	25
2.2	Tecnologías de captura de CO ₂ – nivel de maduración y escalas.....	26
2.2.1	Absorción de CO ₂ de alta escala de procesos industriales o de generación	28
2.2.2	Adsorción de CO ₂ de baja escala	33
2.3	Tecnologías de transporte de CO ₂ – nivel de maduración y escalas.....	38
2.3.1	Reservorios acuíferos profundos y almacenamiento en el océano	44
2.3.2	Mecánica del CO ₂ en el reservorio	46
2.3.3	Diseño de la inyección en el Reservorio.....	48
3.	Caso de referencia: Separación de hidrógeno a partir de gas natural y almacenamiento de carbono bajo tierra.....	51
3.1	Descripción del proyecto.....	52
3.2	Capacidad de Absorción de CO ₂ -balance energético y perdidas de equipos según último reporte 2020	54
3.3	Etapas del proyecto CCS.....	57
3.4	Operaciones de monitoreo	59
4.	Listas de servicios y equipos necesarios para el desarrollo de un proyecto CCS.....	62
4.1	Requisitos normativos primarios	63
	Descuento en la renta.	64
	Exclusión de IVA.	65
	Depreciación Acelerada.	66

4.2	Listado de bienes.....	67
4.3	Hojas técnicas de equipos/materiales críticos para CO ₂ y sujetos de soporte fiscal	77
5.	Sugerencias de temas adicionales de investigación.....	89
6.	Bibliografía	94

Figuras

Figura 1 Diagrama presión-temperatura del CO ₂ puro	11
Figura 2 Diagrama solubilidad-presión del agua en CO ₂ puro	12
Figura 3 Descripción del proceso CCS-CCUS	13
Figura 4 Profundidades típicas de reservorios geológicos	14
Figura 5 Visión de las opciones de almacenamiento	15
Figura 6 Evolución de la capacidad instalada global de proyectos CCS	17
Figura 7 Visión de las opciones de almacenamiento	18
Figura 8 Distribución de operaciones CCS por tipo de captura	19
Figura 9 Esquema simplificado de la cadena de valor del CCS.....	20
Figura 10 Esquema de generación de vapor con caldera acuotubular en base a carbón	21
Figura 11 Esquema de combustión en un caldero asistido por oxígeno	22
Figura 12 resumen de consumos específicos de energía para producción de oxígeno líquido.....	23
Figura 13 Esquema de generación de syngas a partir de carbón mineral	24
Figura 13 Vista de un módulo de adsorción directa de aire	25
Figura 15 Diagrama simplificado de una unidad convencional de remoción de gas ácido	30
Figura 16 Configuraciones típicas de adsorbentes: a) lecho fluidizado de gran escala en reactor b) lecho móvil concentrado c) contactores de lecho múltiple d) cámara rotatoria VeloxoTherm™ e) corte de fibra porosa.....	37
Figura 17 Diagrama de presión-temperatura del dióxido de carbono en varias fases	39
Figura 18 Cambios de presión en una tubería de CO ₂ para transporte en fases densa y supercríticas	40
Figura 19 imagen de colocación de tuberías de CO ₂	41
Figura 20 vista de tubos de acero con revestimiento	41
Figura 21 Fases del CO ₂ almacenado en cilindros para transporte marítimo versus GLP	42
Figura 22 vista de la disposición de cilindros con la tecnología PCO ₂ ^R	43
Figura 23 ciclo de vida de la mitigación del CO ₂ en el tiempo en un acuífero según opciones de atrapamiento.....	46
Figura 24 Movimiento esquemático del CO ₂ después de la inyección. El CO ₂ en.....	47
Figura 25 Vista 2D de una deposición en arenisca en escala de 10micras mostrando el CO ₂ por contraste	48
Figura 26 simulaciones de distribución de la saturación en pozos de inyección.....	49
Figura 27 Vistas de la planta de Quest (complejo, unidad CCS, tuberías, inyector al reservorio)....	52
Figura 28 Lay-out de la planta de Quest señalando punto de captura y pozos.....	53
Figura 29 Lay-out de la planta de Quest señalando punto de captura y pozos.....	56
Figura 30 Flujograma de procesos CCS simplificado.....	57
Figura 31 Carta Gantt general de la construcción del proyecto 2010-2015	58
Figura 32 Reporte de flujo inyectado de CO ₂ en un pozo en Kg/h.....	59
Figura 33 Desempeño de inyección de pozos versus modelos.....	60
Figura 34 Micro sísmica para prevención de fugas.....	60

Figura 35 Mapas de calor de los pozos	61
Figura 36 Esquema general de servicios y bienes relacionados a un proyecto CCS	62
Figura 37 Hoja técnica de una piparazina hexahidratada sobre 98% en volumen	78
Figura 38 Hoja técnica de una amina tipo di-etanolamina	79
Figura 39 Hoja técnica del acero para tuberías de transporte de CO ₂ a alta presión	80
Figura 40 Hoja técnica de bomba de refuerzo para stripper de aminas.....	81
Figura 41 Hoja técnica de bomba para carga continua de aminas	82
Figura 42 Hoja técnica de compresor AC de 8 etapas @205 bar de presión, 5.1 Mw y 18000Nm/h de CO ₂	83
Figura 43 Esquema de sistema de enfriamiento en compresión multietapas.....	84
Figura 44 Vista de unidad GDU	84
Figura 45 corte de una bomba de inyecta de CO ₂ a línea de transporte	85
Figura 46 Perfil de medidor masico por efecto coriolis VersaFlow 200.....	86
Figura 47 Perfil de sensor encapsulado para pozos.....	87
Figura 48 vista de sensor Drager para control ambiental de CO ₂	88
Figura 49 Monitoreo en el ciclo de vida de un reservorio de CO ₂	89
Figura 50 Reconstrucción simulada por métodos numéricos de un reservorio	91
Figura 51 Balance energético BECCS.....	93

Tablas

Tabla 1 resumen de tecnologías de captura de CO ₂ a inicios de 2022.....	28
Tabla 2 Concentraciones típicas de CO ₂ en plantas industriales y de generación eléctrica	29
Tabla 3 Aminas más comunes en procesos CCS y su valor de carga (CO ₂ loading).....	31
Tabla 4 capacidades de carga (loading capacity) de mezclas AMP con aminas DEA, MMEA, MDEA y DIPA a 20oC.....	32
Tabla 5 Propiedades físicas de los adsorbatos de un proceso CCS.....	34
Tabla 6 zeolitas compuestas tipo MOF por capacidad de adsorción en mol de CO ₂ /kilo adsorbente.	35
Tabla 7 Propiedades físicas de los MOPs	36
Tabla 8 Potenciales fuentes de almacenamiento de CO ₂	44
Tabla 9 Opciones de almacenamiento geológico de CO ₂	45
Tabla 10 Consumo de energía/Penalidades de energía por la captura	54
Tabla 11 Balance de emisiones y emisiones evitadas por almacenamiento en el año 2020.....	55
Tabla 12 Lista de servicios necesarios para desarrollar proyectos CCS	71
Tabla 13 Lista de bienes necesarios para desarrollar proyectos CCS, susceptibles a aplicar a incentivos tributarios.	76
Tabla 14 Resumen de técnicas de monitoreo de un reservorio CCS	90

Lista de acrónimos

ASU	Air Separation Unit (unidad de separación de aire)
ASME	American Society of Mechanical Engineers
BECCS	Bioenergy with carbon capture and storage
CCUS	Carbon Capture Utilisation and Storage (Captura, almacenamiento y utilización de carbono)
BAU	Business As Usual
CCS	Carbon Capture & Storage (Captura & almacenamiento de carbono)
CCSU	Carbon Capture & Storage plus Utilization
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CAPEX	Capital Expenditures o Gastos de Capital/Inversión
DAC	Direct air capture
DEA	Diisopropanolamine
ETS	Emission Trading Scheme
EIA	Environmental Impact Assessment
EOR	Enhanced Oil Recovery (mejora de la recuperación de petróleo)
EJ	Exa Joule
FOAK	First of its kind
GEI	Gases de Efecto Invernadero
HAZID	hazard identification
IEA	International Energy Agency (agencia internacional de energía)
IGCC	Integrated gasification combined cycle
IPCC	intergovernmental panel on climate change
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle

LCA	Life-Cycle Assessment
LCOE	Levelized Costo of Energy (Costo nivelado de la energía eléctrica)
MDEA	MethylDiEthanolAmine
MEA	MonoEthanolAmine/ Mono-etanolamina
MJ	Mega Joule
Mw	Mega Watt
MRV	Monitoreo Reporte & Verificación
MMSCF	Millón de pies cúbicos estándar
NDC	Contribuciones Nacionales Determinadas
OECD	Organización para la Cooperación y el desarrollo económicos
PSA	Pressure Swing Adsorption
P&ID	process piping and instrumentation diagram
UNFCCC	United Nations Framework on Climate Change Convention (Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático)

Informe No 1

Consultoría: identificación de los bienes y servicios que son requeridos para la Captura, secuestro y utilización de carbono de acuerdo con lo establecido en la ley 2099 de 2021.

1. Objeto de la consultoría – Aspectos metodológicos

El Decreto 1258 del 17 de junio de 2013 señala que la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) es una unidad administrativa especial de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con personería jurídica, patrimonio propio y régimen especial en materia de contratación. Colombia ha emprendido un camino hacia la descarbonización y la carbono neutralidad. En este sentido, el país ha suscrito el Acuerdo de París y se ha comprometido con una reducción del 51% de sus emisiones a 2030.

Para materializar las metas de reducción de emisiones, el Gobierno Nacional ha expedido la Ley 1715 de 2014 en la que se establece un marco normativo para apoyar el despliegue e integración de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética. Dentro de este marco se establecen incentivos tributarios para quienes inviertan en estas tecnologías.

Con la recién sancionada Ley de Transición Energética (Ley 2099 de 2021), el espectro de los proyectos que debe certificar la UPME se amplió. En esta nueva ley se establece que “las inversiones, los bienes, equipos y maquinaria destinados a la captura, utilización y almacenamiento de carbono gozarán de los beneficios de descuento del impuesto sobre la renta al que se refiere el artículo 255 del Estatuto Tributario; exclusión de IVA de que trata el numeral 16 del artículo 424 del Estatuto Tributario y depreciación acelerada establecido en el artículo 14 de la Ley 1715 de 2014; para lo cual, se deberán registrar los proyectos que se desarrollen en este sentido en el Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases Efecto Invernadero definido en el artículo 175 de la Ley 1753 de 2015 y solicitar certificación de la UPME como requisito previo a la obtención de dichos beneficios”.

Para dar cumplimiento a este nuevo rol, la Subdirección de Demanda ha identificado la necesidad de contar con una asesoría experta en las principales tecnologías de captura, almacenamiento y utilización de carbono. Lo anterior con el fin de definir una serie de bienes, equipos y maquinaria que sean necesarios exclusivamente para el desarrollo de este tipo de proyectos y que, por ende, puedan acceder a los beneficios tributarios que trata la Ley.

En este contexto, el cumplimiento de lo establecido por la Ley 2099 de 2021 es una oportunidad para que la UPME comience a construir conocimiento sobre las tecnologías actuales y consolide su ejercicio de vigilancia tecnológica en materia de captura, almacenamiento y utilización de carbono. Los resultados de este proyecto serán divulgados en la sección la página web dedicada al observatorio de energía.

1.1 Metodología de la presente consultoría

La presente consultoría empieza con una descripción de la situación actual de todas las alternativas tecnológicas que se encuentran en situación de despliegue comercial o pilotos a nivel mundial, las cuales serán disgregadas por la escala de su nivel de captura. Se están tomando en cuenta las tecnologías que capturan CO₂ directamente desde humos de combustión y aquellos procesos de pre-combustión que separan la energía del carbono para fuentes de energía tales como el carbón mineral o el gas natural, en donde usualmente se separa la fracción valiosa de hidrógeno y el carbono pasa a almacenamiento.

Posteriormente se separan aquellas tecnologías que son de alto volumen, de interés de la república de Colombia y se presenta un análisis detallado de los procesos que requiere la separación del carbono, su licuación, transporte por tubería o barcos y almacenamiento en un reservorio geológico.

Se tomará un ejemplo internacional comercial completo con información pública y bajo normas de país OECD para efectos de las referencias de equipos y gestión del proyecto CCS. A partir de estos procesos se fijan los análisis de las tecnologías en base a las fichas de la UPME para las aplicaciones fiscales futuras. Adicionalmente se desarrollan fichas para los bloques de servicios para el desarrollo de proyectos (por ejemplo, prospección, modelamiento de riesgos) y equipos, así como los servicios transversales de gestión de planta, confiabilidad y monitoreo de CO₂.

Se incluye en el reporte un acápite para futuras investigaciones o desarrollos en línea con este estudio.

1.2 Fundamentos del Dióxido de carbono

El dióxido de carbono o CO₂ es un gas¹ sin color y de sabor ácido. Es uno de los más importantes de gases de efecto invernadero asociado al calentamiento global. Su presencia en la atmósfera es del orden de 410 partes por millón y proviene de la combustión de materiales que contienen carbón, de la respiración de animales y el procesamiento de las plantas en la fotosíntesis de carbohidratos.

La presencia de este gas en la atmósfera mantiene parte de la energía radiante que recibe la tierra desde el sol y la retorna al espacio, produciendo un balance denominado efecto invernadero. A nivel industrial es recuperado de procesos químicos o metalúrgicos en la preparación de hidrógeno por síntesis de amoníaco o de hornos rotatorios de cal.

¹ Ver definición en <https://www.britannica.com/science/carbon-dioxide>

Para efectos prácticos en los procesos que se describirán más adelante de captura por absorción o adsorción en caliente en corrientes industriales a presión atmosférica, licuación y bombeo a presiones altas para finalmente inyectarlo en un reservorio geológico por muchos años, se debe tomar en cuenta que el CO₂ tiene un peso molecular de aproximadamente 50% más que el aire lo que tiene implicaciones en el modelo de la dispersión del CO₂ cuando se libera al ambiente.

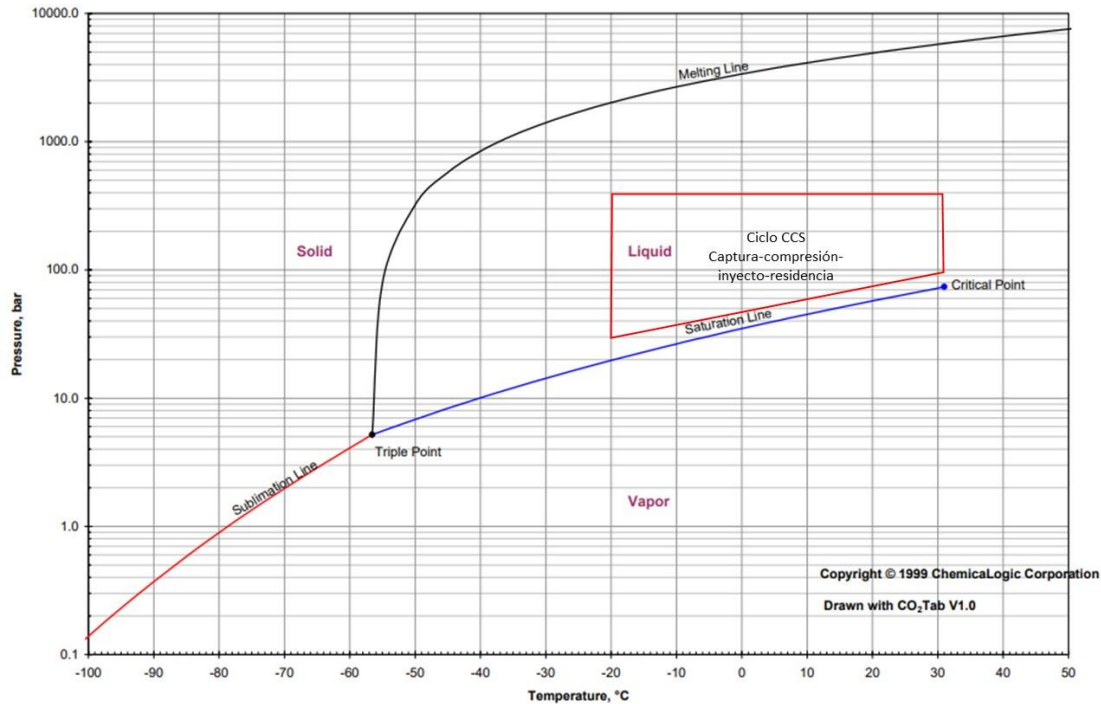


Figura 1 Diagrama presión-temperatura del CO₂ puro

Fuente: adaptación de Chemical Logic Corporation

La tabla de la figura 1 presenta la fase de gases densa del CO₂ cuando se transforma en líquido, que es el objetivo de los procesos que se verán más adelante. Al hacerlo líquido se reduce su volumen y permite una logística adecuada por tuberías o en barco hasta el punto de inyección, esto ocurre entre -20 y 10 grados centígrados y presiones que van desde 10 a 50 Bar. Ya inyectado en un reservorio de agua salina o en seco, este hallará sus condiciones de equilibrio en función a las condiciones del reservorio que se use. El diagrama presenta en color rojo la zona en donde se darán estas transformaciones de fase como líquido o mezcla. Cuando la temperatura² está debajo de la temperatura crítica es común decir que el CO₂ está en la fase densa de líquido y encima de la fase supercrítica.

El CO₂ para los procesos CCS no se encontrará solo, habrá normalmente presencia de agua y otros químicos en menor cantidad que podrían arrastrarse de los procesos previos de pre-combustión o combustión. En todos los casos las condiciones a tomar en cuenta para este CO₂ serán su toxicidad,

² Ver detalles de la termodinámica del CO₂ para efectos de su transformación en los procesos CCS en K. Johnsen et al. / Energy Proceedings (2011) 3032–3039

presión y temperaturas críticas, la cercanía al punto triple, los cambios de fase y posibles enfriamientos, la densidad, la viscosidad y la solubilidad en el agua.

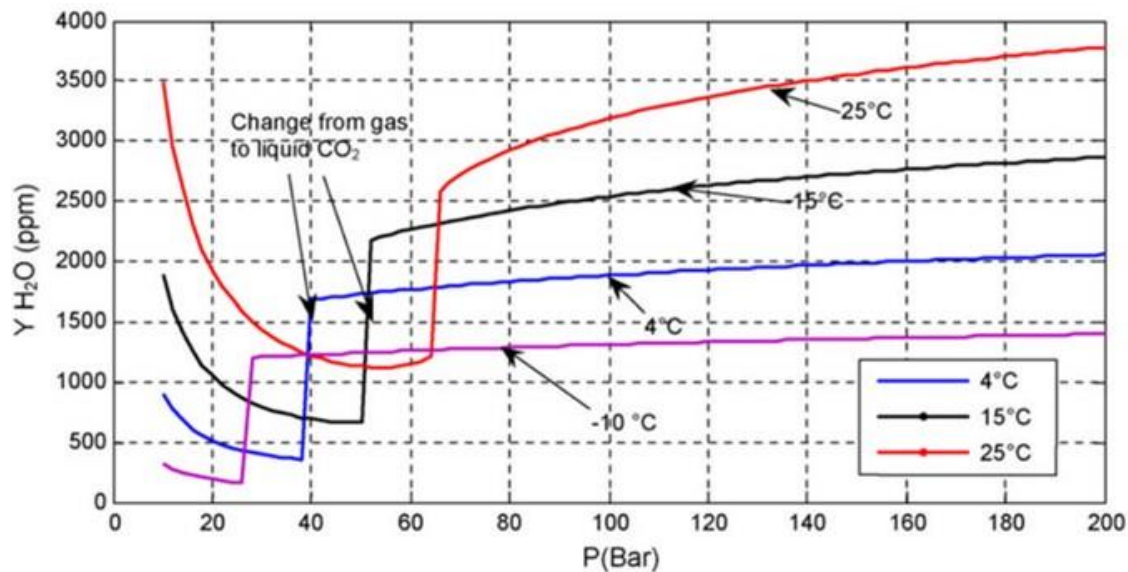


Figura 2 Diagrama solubilidad-presión del agua en CO₂ puro
 Fuente: Visser et al. as part of the DYNAMIS report

La figura 2 muestra la solubilidad del agua en el CO₂, que se incrementa a mayores temperaturas, el gráfico presenta un rango entre -10 y 25°C que ocurre en la práctica con los procesos CCS. El paso de gas a líquido para el CO₂, que depende del cambio de presión, incrementa como salto la solubilidad del agua. Por lo tanto, el máximo contenido de agua en las tuberías y recipientes de proceso debe controlarse para que no ocurran daños por corrosión. Para una operación normal, es necesario un factor de seguridad de dos, entre el contenido máximo permisible de agua y el contenido calculado de agua que puede generar fase líquida. Posteriormente se verá que hay plantas de CCS que incluyen instalaciones de secado por glicol para reducir el máximo de agua a no más de 500 ppm.

1.3 En que consiste el CCS y el CCUS – terminología

El proceso **CCS (captura y almacenamiento de carbono o Carbon Capture & Storage en inglés)** se inicia con la captura del CO₂ de los gases a la salida de un proceso que genera gases ricos en CO₂ (por ejemplo, la post combustión de caldera en base a carbón de una Planta de generación eléctrica), estos gases son concentrados, capturados químicamente y procesados para extraer el azufre y dejar el CO₂ separado. Este CO₂ se usará de hasta 3 maneras. La primera es su bombeo por medio de tuberías hasta un reservorio geológico con condiciones que aseguren una retención impermeable por varios años (siglos). La segunda es usar el gas para mejorar la recuperación de petróleo en pozos antiguos y luego mantenerlo bajo tierra y finalmente la última es usar el CO₂ purificado para procesos químicos o hacer insumos para las industrias de bebidas, alimentos y

construcción. Últimamente han aparecido opciones para usar este gas en invernaderos y generación de biocombustibles. Cuando se da la utilización del CO₂ además del almacenamiento se usa el termino **CCUS (Captura, almacenamiento y Uso de carbono o Carbon Capture, Storage and Utilization** en inglés).

La siguiente figura resume estas opciones y los flujos generales de la técnica.

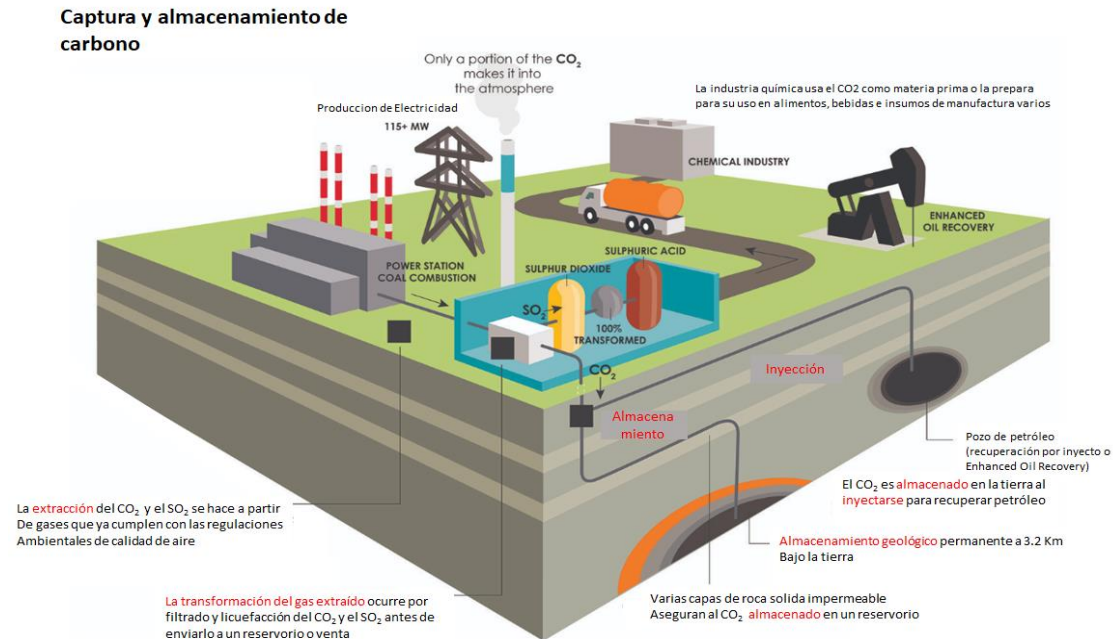


Figura 3 Descripción del proceso CCS-CCUS

Fuente: adaptación de planta de carbón de SASKPower en Canadá

Respecto del almacenamiento, este sigue normalmente las técnicas de la industria de gas y petróleo con el uso de tuberías sobre los 2000 m y encementadas a la tierra, con válvulas de control para alta presión y capaces de soportar tareas de reparación y reemplazo de tubos en el largo plazo. La siguiente figura resume la situación de las plantas térmicas con CCS y los envíos a EOR de petróleo o gas, siendo el primer caso las de menores profundidades y usando deposiciones salinas o arenosas sin uso.

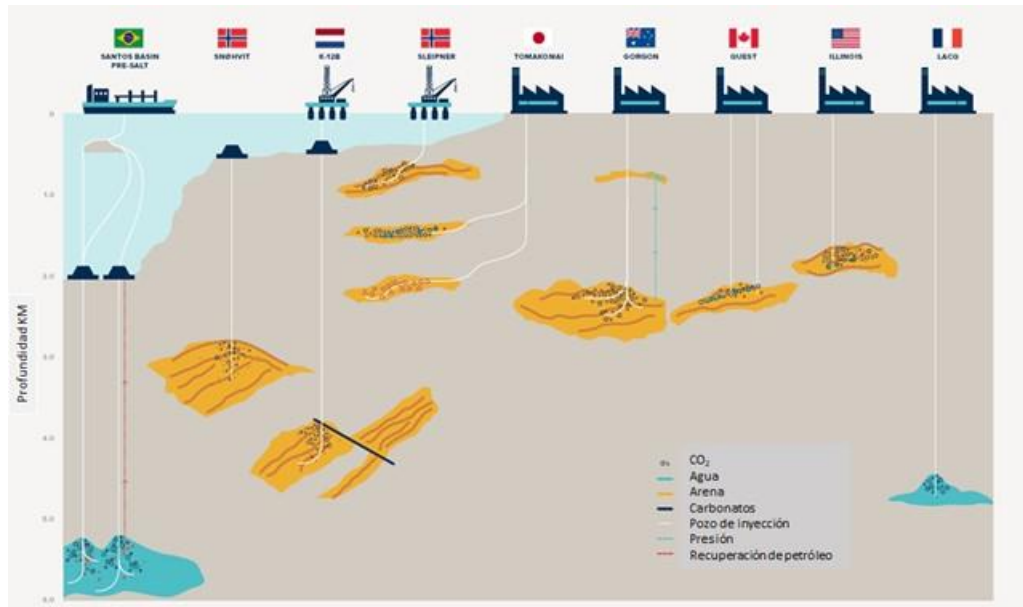


Figura 4 Profundidades típicas de reservorios geológicos

Fuente: adaptado de CCS Global Status Report 2018³

Llevando estos conceptos a la totalidad de opciones que tiene actualmente la humanidad para controlar las emisiones de CO₂ vía el uso de suelos y mares, el gráfico siguiente resume las opciones naturales de reforestación de suelos dañados o aforestación⁴ de suelos que nunca tuvieron vida al menos cinco décadas, así como las opciones mejoradas de meteorización⁵ del ciclo de CO₂ en el suelo y la fertilización⁶ forzada de océanos con óxido de hierro para incrementar su nivel de reacción con el CO₂. Las primeras se usan, pero tienen pocos resultados debido al factor social que las rodea y la posibilidad siempre presente de disturbios⁷ por incendios. En el caso de la meteorización y fertilización, aunque comprobados y claros a nivel de modelos, implican decisiones políticas globales que difícilmente van a darse por las incertidumbres que tienen en las cadenas de alimentos y la vida en general. En consecuencia, el riesgo de modificar los océanos y meteorizar los suelos es muy alto y con consecuencias no claras, pues podría reducir la vida o generar cambios genéticos, y son procesos de gran escala que tendrían que aprobar muchos países para que suceda, por lo que su posibilidad de ejecución es realísticamente baja en este momento.

³ Ver documentación en <https://www.globalccsinstitute.com/>

⁴ Ver definición en <https://www.greenfacts.org/es/glosario/abc/aforestacion.htm>

⁵ Ver definición en <https://www.geovirtual2.cl/geologiageneral/ggcap05-2.htm>

⁶ La fertilización de los océanos es una técnica que consiste en inyectar óxidos de hierro en el mar para incrementar la reactividad del fitoplancton y consecuente captura del CO₂ en volúmenes grandes del orden de MtCO₂/año. Se detectó a partir de los análisis de agua alrededor de erupciones de volcanes. Ver detalles en <https://www.ambientum.com/ambientum/cambio-climatico/fertilizar-océano-hierro-combatir-cambio-climatico.asp>

⁷ Los disturbios de zonas “reforestadas” o “aforestadas” pueden ser cambios por incendios de los bosques, perdiendo el CO₂ capturado o disturbios por destrucción generada por plagas de insectos o vientos que dañen a los árboles.

Todo esto termina reduciendo las opciones a soluciones controladas de almacenamiento bajo tierra en reservorios con tecnologías muy maduras y en las cuales hay dos escalas de captura, una de baja escala por captura directa del aire a alturas bajas, por ejemplo, en una carretera, y la otra con captura directa de un proceso industrial con altos flujos (>1 MtCO₂/año capturado).

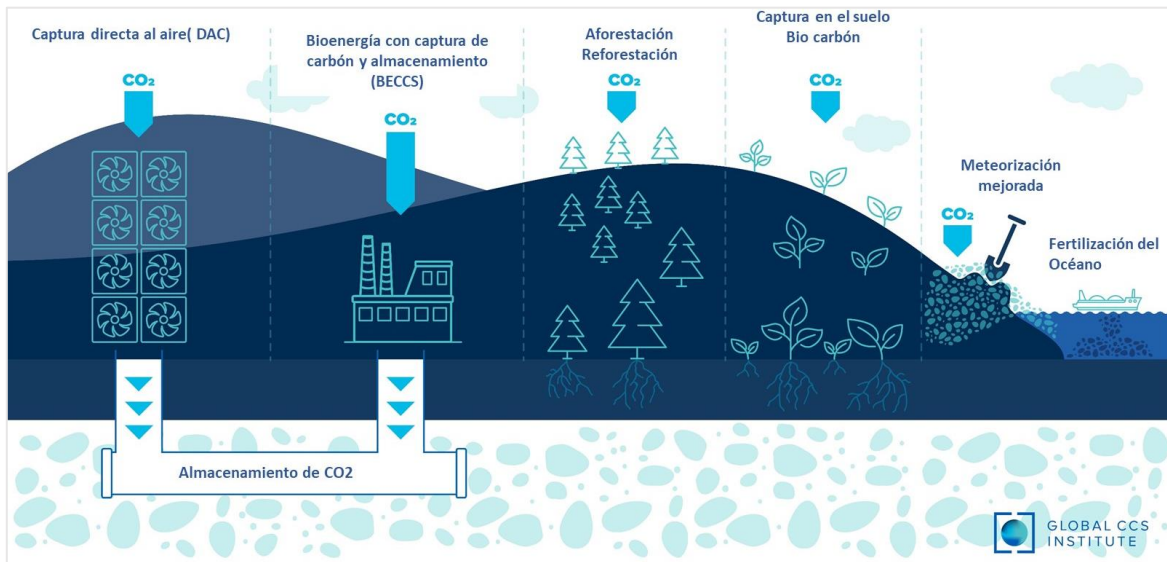


Figura 5 Visión de las opciones de almacenamiento

Fuente: adaptación de Global CCS Institute

2. Situación comercial y técnica de la Captura y Almacenamiento de carbono bajo tierra

Las tecnologías de captura, almacenamiento y utilización del carbono (CCS o CCSU) no son nuevas y han cumplido 25 años con la operación del proyecto Sleipner en Noruega que ha almacenado más de 17 millones de toneladas de CO₂ de una facilidad de producción (infraestructura de tratamiento y despacho) de gas natural y lo ha almacenado permanentemente en una formación de arenisca en el mar. Las aplicaciones individuales de almacenamiento geológico de carbón se han usado por décadas y decenas de proyectos de recuperación de petróleo (EOR por sus siglas en inglés) se han usado sin incidentes de seguridad o pérdidas de contención en los Estados Unidos desde comienzos de los 70's junto con el desarrollo de la industria de petróleo y gas.

Hoy la situación tiene otro contexto más grande, pues se espera que CCS tenga un rol importante en la respuesta global al cambio climático. Luego de ser visto como una posición rápida y solo del sector de petróleo y gas, hoy no se duda que CCS tiene un soporte político fuerte que se ha traducido en cientos de millones de dólares en pruebas de diversas formas de utilizar el concepto y de generar soluciones de energía limpia, inclusive combinándolo con emisiones de biomasa para obtener emisiones “negativas⁸” que muy posiblemente serán necesarias para contener el calentamiento global actual.

Luego de la ratificación del acuerdo de Paris en 2016, el CCS se perfila para su uso en centrales de generación de energía con combustibles fósiles y procesos industriales tales como la producción de cemento, siderúrgicas y la generación de hidrógeno, especialmente para la contención debajo de los “2°C”. El 60% de la electricidad generada hoy en el mundo se basa en carbón⁹ o gas natural y hay 200,000 Mw en plantas de generación basadas en carbón en construcción en este momento, en un contexto geopolítico complicado donde los países cuidan su seguridad energética y su derecho al desarrollo, pero muy presionado por los compromisos climáticos.

Una de las alternativas de aplicación del CCS, que posiblemente se perfila mejor para el caso colombiano, es el uso de tecnologías de pre-combustión¹⁰ para extraer hidrógeno del carbón mineral o del natural, lo que deja para uso comercial el hidrógeno de combustión limpia y el carbón se iría a almacenamiento bajo tierra como CO₂ para darle neutralidad a este hidrógeno.

⁸ Por ejemplo, el uso de biomasa implica neutralidad por ser un producto biológico, un árbol, que absorbió CO₂ por medio de fotosíntesis. Si uno quema biomasa en un caldero, el proceso es climáticamente neutro o está en cero impactos a la atmosfera. Si adicionalmente capturamos sus humos de post combustión con aminos, genero una condición negativa pues los humos se envían a un reservorio CCS para su almacenamiento. Ver ejemplo británico en <https://www.drax.com/about-us/our-projects/bioenergy-carbon-capture-use-and-storage-beccs/>

⁹ Ver análisis 2018 de <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/>

¹⁰ La pre-combustión en CCS consiste en extraer el Carbono antes que se realice la combustión completa, por eso el “pre” y es un conjunto de procesos que genera primero un gas sintético de pre-combustión y otros procesos para usar el hidrógeno de este proceso y retirar el CO₂ para su almacenamiento bajo tierra. Ver ejemplo en <https://www.energy.gov/fecm/science-innovation/carbon-capture-and-storage-research/carbon-capture-rd/pre-combustion-carbon>

El reporte del Global CCS Institute (2022) presenta los siguientes avances del CCS a nivel mundial. En la figura 6 se puede apreciar que nuevamente ha recuperado momento luego de críticas a sus altos costos. La demanda mundial creciente y la necesidad de entrar en una economía de hidrógeno le han dado un segundo aire a la mayoría de las tecnologías existentes.

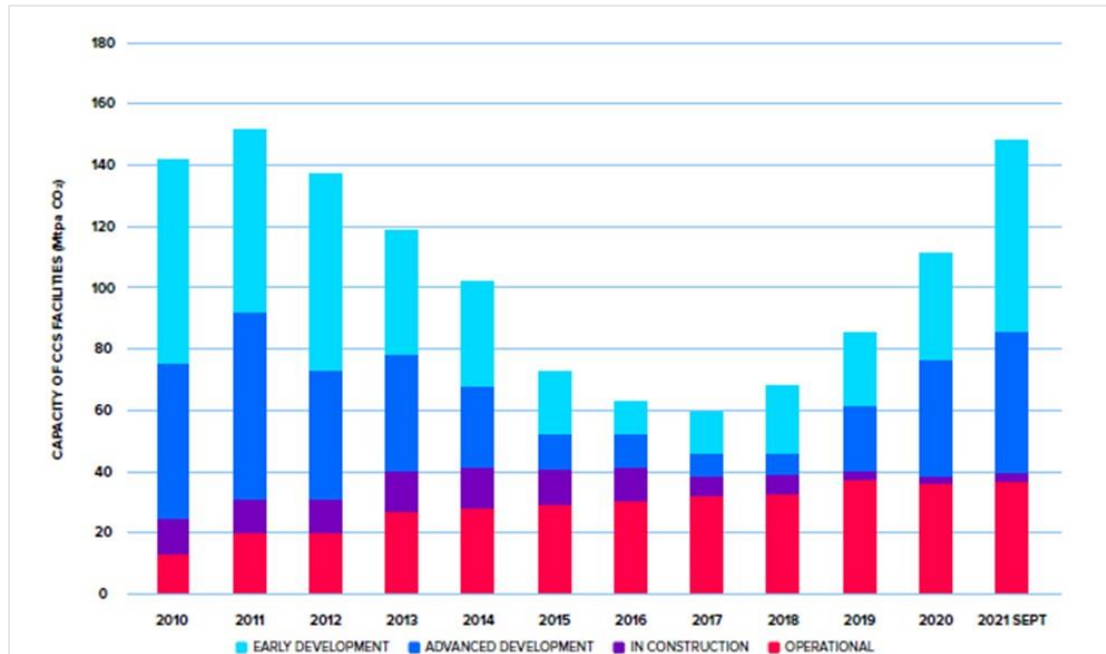


Figura 6 Evolución de la capacidad instalada global de proyectos CCS

Fuente: Reporte Global CCS Institute 2022

Por otro la siguiente figura nos confirma una concentración de proyectos en países OECD¹¹. Principalmente Norteamérica y Reino Unido, en donde se está buscando recuperar hidrógeno limpio a partir de carbón o gas natural.

¹¹ Ver <https://www.oecd.org/acerca/>



Figura 7 Visión de las opciones de almacenamiento

Fuente: Reporte Global CCS Institute 2022

Una tendencia importante a destacar viene de los pilotos que se están desarrollando en Holanda y China, en donde se visualiza el CCS como un “servicio de limpieza” o “hub recolector” de CO₂ industrial para que un parque industrial tenga un recolector común, diluya costos y mantenga los residuos bajo tierra neutralizando las operaciones que producen humos. A esto se agrega los impactos en la calidad del aire. Destaco un único caso en América latina del sector de gas y petróleo en Brasil.

Finalmente, la figura 8 muestra un balance a setiembre 2021 de las plantas operativas y en construcción por tipo de aplicación. De este gráfico se ve que la principal tendencia en el desarrollo CCS es el de acoplarlo a generación eléctrica en base a carbón mineral, el procesamiento de gas natural para obtener hidrógeno (que tiene 50% menos de carbón comparado a un carbón mineral) y la producción de metanol para uso marítimo (donde adicionalmente se elimina azufre que es un tema criticado al sector por su alta generación en el mar).

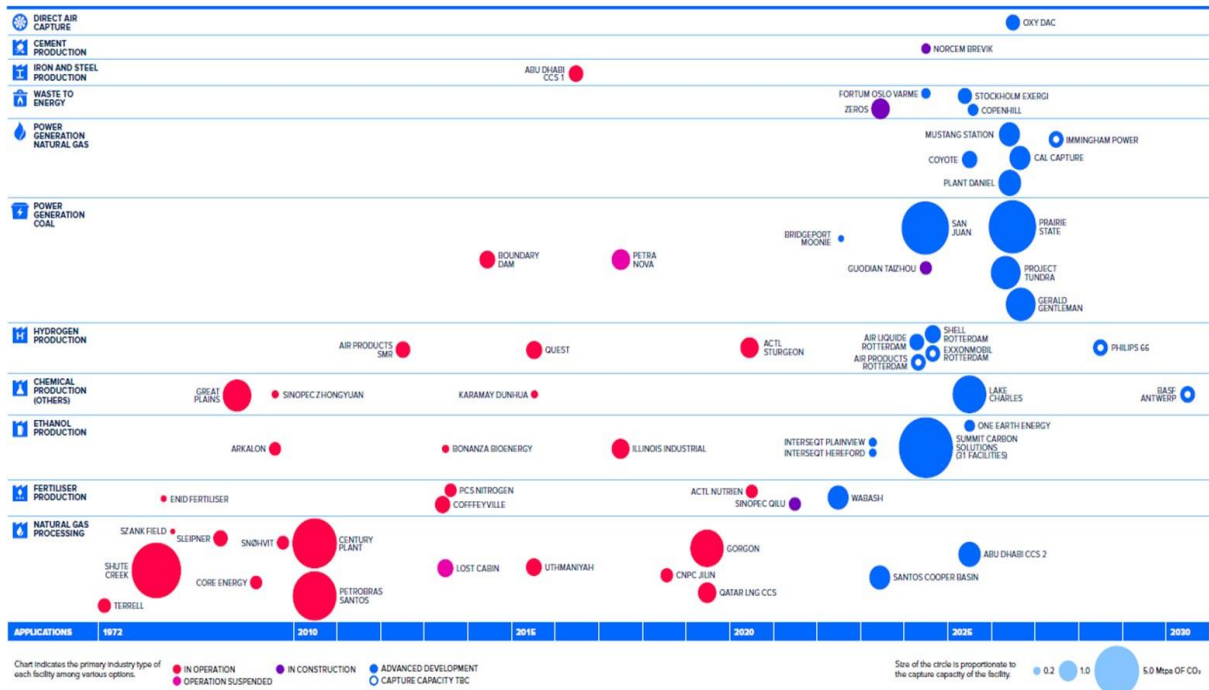


Figura 8 Distribución de operaciones CCS por tipo de captura

Fuente: Reporte Global CCS Institute 2022

2.1 Cadena de valor del CCS – visión general de los procesos

Para efectos de esta consultoría vamos a dividir el análisis de la cadena de valor de un gran proceso CCS en 5 subprocesos que consisten en generar CO₂, luego capturarlo, para posteriormente transportarlo y terminar con su inyección en un pozo o su utilización. La utilización es todavía un tema en desarrollo, tiene poco uso y será tratado en otro documento.

Sobre los primeros subprocesos. Estos se presentan en el siguiente gráfico, allí se puede apreciar la generación de una o varias fuentes y el nivel de CO₂ en concentración, así como los contaminantes que lo acompañen definirán que se usara posteriormente para licuarlo.

Una variante técnica de estos procesos es el uso de oxígeno para mejorar la combustión y lograr eliminar la presencia del nitrógeno que no aporta nada al proceso, aunque obviamente es una alternativa cara por la producción de oxígeno y que se justifica únicamente por un incremento de productividad, esta técnica se explica más adelante. En general, se pueden categorizar estos humos con CO₂ en dos grupos, uno denominado gases de pre-combustión en el que se procesan combustibles fósiles tales como el gas natural o carbón por medio de un proceso de síntesis para extraer el hidrógeno. Estos procesos son complejos, caros, de alta presión y generan calor de diversas formas que obliga a combinarlos con turbinas de recupero de energía como electricidad y finalmente tienen una salida lateral de CO₂. Su objetivo primero es extraer el hidrógeno y generar un flujo de CO₂ que ira posteriormente a captura. En los procesos de combustión, la toma de CO₂

es directa a partir de la salida de una chimenea luego de un proceso de enfriamiento de los gases para elevar la concentración del CO₂.

Una vez que se tiene el CO₂ un flujo dentro de un reactor o expuesta a la atmosfera, se procede a su captura con diversas técnicas, en las que predomina el uso de aminas. Una opción novedosa a este esquema es la captura directa del aire de ciudad, por ejemplo, en carreteras, para reducir el smog y mejorar la calidad de aire del tráfico.

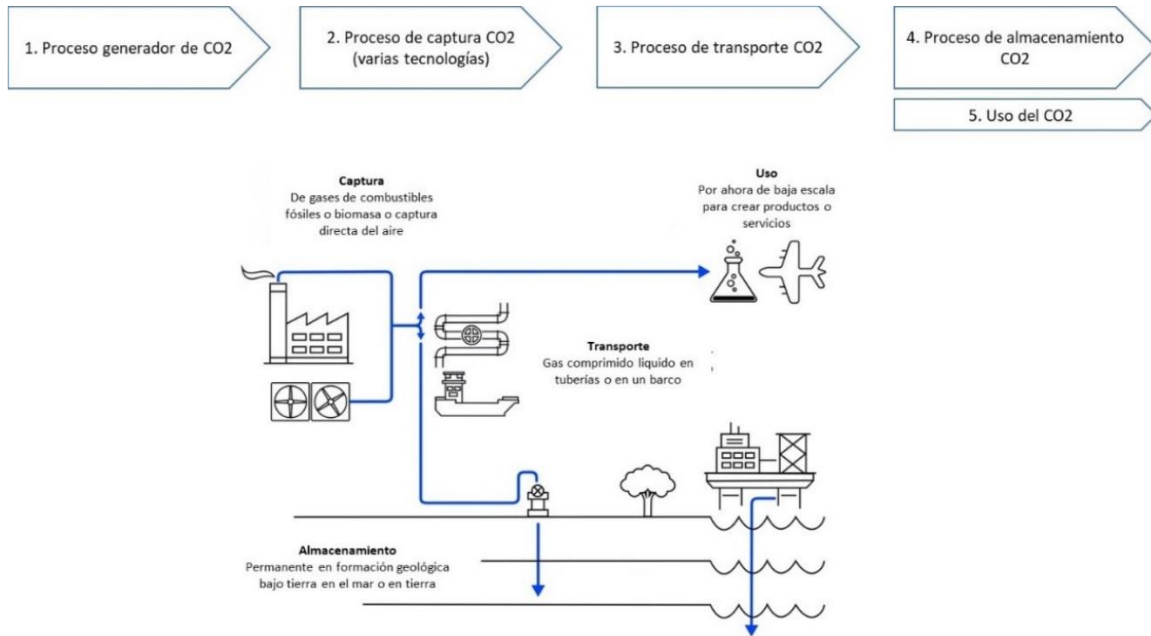


Figura 9 Esquema simplificado de la cadena de valor del CCS

Fuente: International Energy Agency 2022

Una vez capturado los gases y transformados a fase densa líquida, con alta presión, se procede a su transporte por tuberías o por barco que las lleva al punto de descarga para su inyección en un reservorio geológico. La utilización posterior, que por ahora es pequeña, puede ocurrir antes o después del inyección.

2.1.1 Generación de CO₂ por post combustión

Se entiende por este concepto la captura directa por aminas del CO₂ producido gran escala, del orden del millón de tCO₂/año, que suele ocurrir con unidades de generación sobre los 200 Mw de potencia en base a carbón o gas natural (las emisiones en el caso del gas natural se reducen a la mitad cuando se comparan con el carbón mineral).

El gas de la combustión de los calderos de la planta de potencia pasa normalmente por un proceso de combustión por lecho fluidizado y de inyección de caliza para reducir el azufre y salen a presión del

tiro de la chimenea a un filtro de mangas o electrostático para eliminar las partículas pesadas y adecuar el gas a la normativa nacional. Este gas liberado de material particulado es el que va normalmente al sistema de captura que nuevamente le da presión negativa y lo arrastra a una cámara para la absorción con aminas. El esquema abajo presenta las etapas de combustión en el caldero principal y sus etapas de limpieza. La temperatura de envío a la cámara de aminas es crítica por lo que normalmente se puede acoplar un sistema de enfriamiento por agua o aire para asegurar que no pase de 90oC.

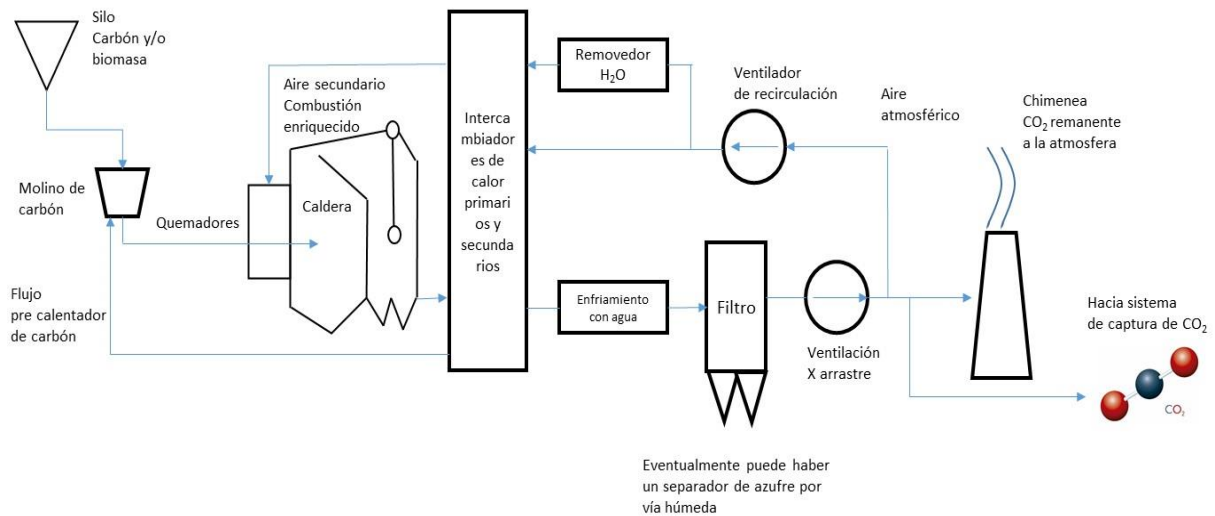


Figura 10 Esquema de generación de vapor con caldera acuotubular en base a carbón

Fuente: elaboración propia

2.1.2 Generación de CO₂ por Oxy-fuel (asistido por oxígeno)

El proceso asistido por oxígeno es similar al anterior, de gran escala, siendo la diferencia el uso de oxígeno casi puro (>99%) para el proceso primario de combustión y/o inyectado en ciertos puntos de la cámara de combustión para generar mayor reactividad con la severidad (temperatura).

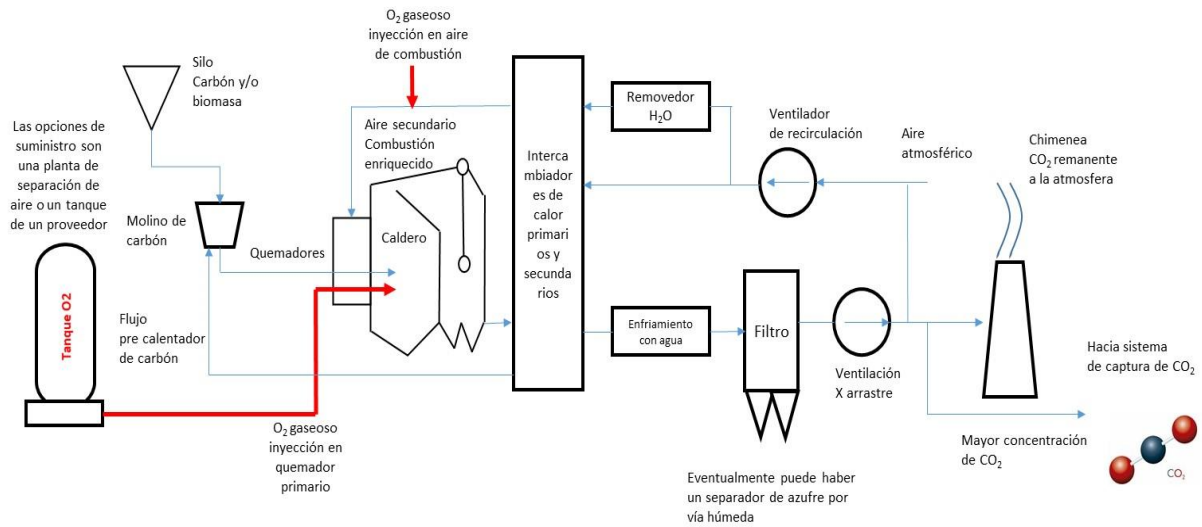


Figura 11 Esquema de combustión en un caldero asistido por oxígeno

Fuente: elaboración propia

La ventaja de este esquema es la eliminación significativa del nitrógeno que proviene de la combustión con aire (normalmente a nivel del mar con 21% de oxígeno y 79% de nitrógeno). El nitrógeno es un gas inerte que no aporta nada al proceso, solo retira calor al salir por la chimenea, por lo que al eliminarlo se incrementa sensiblemente la concentración de CO₂ y permite el uso de técnicas diferentes para su tratamiento tales como una planta de glicol para deshidratar la corriente de gases, quitándole el agua y proceder con el bombeo por tuberías. Ahora, esta técnica en la práctica no ha funcionado por la necesidad de contar con una planta criogénica de separación de aire previa a todo el proceso, ya sea de propiedad o contratada, pero que representa un costo muy alto para el proceso.

La figura abajo presenta información del fabricante más importante de este tipo de planta, Linde Ag, quien tiene estándares de 245 KWh de electricidad para producir una tonelada de oxígeno líquido que después tiene que trasladarse por camión criogénico a la planta donde se encuentran los calderos.

Adicionalmente al costo, también agrega el dilema de contar con electricidad renovable para la planta de oxígeno y no generar pasivos ambientales, lo que puede significar un incremento de 30% sobre el costo del CO₂ y no permitir que se dé un caso de negocios adecuado.

**Air Separation Units
Cryogenic Oxygen / Specific Energy
Consumption**



Conventional Process Schemes / - Applications


kWh/Nm ³ ¹⁾	kWh/Nm ³ ²⁾	kWh/t (metric ton) ³⁾	kWh/t (short ton) (= 907,2 kg) ³⁾
Conversion Figures:			
1	0,95	699	635
0,35 kWh/Nm ³	0,33 kWh/Nm ³	245 kWh/t	222 kWh/t
 Conventional ASU, Oxygen Purity >99.5%			

Figura 12 resumen de consumos específicos de energía para producción de oxígeno líquido

Fuente: Linde AG (Beysel¹² et al)

2.1.3 Generación de CO₂ por pre-combustión

La pre-combustión se ha convertido en el objetivo de economías abundantes en carbón mineral y/o gas natural que buscan sostener su seguridad energética a través de un recurso abundante en su país, pero contribuyendo a la lucha por el cambio climático al eliminar el carbono de estos recursos por medio del CCS y retirar únicamente la fracción de hidrógeno.

¹² Ver paper en:

https://ieaghg.org/docs/oxyfuel/OCC1/Plenary%201/Beysel_ASU_1stOxyfuel%20Cottbus.pdf

CAIA Ingeniería S.A.S. Calle 67 No. 7-94 Of. 404 Bogotá, Colombia

E-mail: info@caiaingenieria.com Tel: 7033701

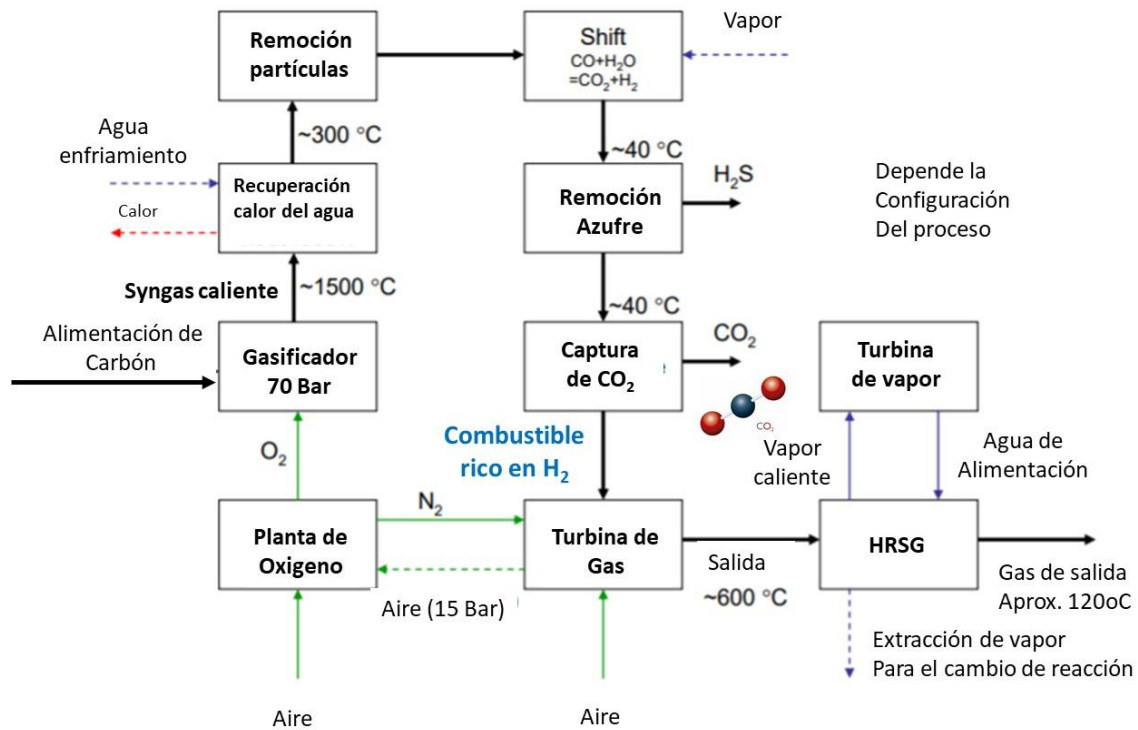


Figura 13 Esquema de generación de syngas a partir de carbón mineral

Fuente: elaboración propia

La figura 13 presenta un esquema típico de este tipo. La parte central del proceso es un reactor a alta presión en donde se realiza la gasificación del carbón o el metano a presiones sobre 70 bar, con presencia de vapor de agua y oxígeno puro (implica la necesidad de una planta de separación criogénica cercana o dedicada). El reactor genera lo que se denomina “syngas” un gas rico en CO y H₂O al cual se le inyectara vapor para generar una corriente de H₂ pura y de CO₂, que se separaran en un stripper por sus densidades generando un flujo de H₂ combustible.

Debido a que el hidrógeno requiere altas presiones para almacenarlo (sobre 900 Bar) y por ser un producto altamente inflamable, dado que ya se usó mucha energía generarlo no hace sentido económico licuarlo por lo que inmediatamente se le da forma de un producto útil tal como la electricidad. La totalidad del flujo de hidrógeno va a una turbina de gas de alta eficiencia. El ciclo de estas turbinas normalmente tiene un remanente de energía alto que se recupera con un segundo ciclo acoplado de turbina de vapor para generar más electricidad o vapor para calefacción o uso industrial.

El flujo de CO₂ previo a la turbina de gas se envía a un proceso de licuación del CO₂ convencional por aminas, de eliminación de agua sobrante y se bombea a un barco o reservorio geológico.

2.1.4 Generación de CO₂ de baja escala en ciudad (captura directa x aire)

Una variante con menos de una década en el mercado es la captura de aire directa. Es una variante de escala pequeña (< 1000 tCO₂/año por módulo) que se inició en suiza con firmas como climeworks¹³ y posteriormente con carbonengineering en Norteamérica.



Figura 14 Vista de un módulo de adsorción directa de aire

Fuente: <https://climeworks.com/>

La tecnología consiste en la captura directa del CO₂ en ciudad, por ejemplo, en carreteras, con el fin de reducir emisiones de CO₂ y químicos de la combustión de motores y que afecten la calidad del aire. Los módulos son selectivos y capturan el CO₂ en dos etapas, por un proceso de adsorción en donde hay una superficie activa que captura las moléculas. El proceso se inicia con el arrastre de aire a través de ventiladores y luego pasa por el material filtrante. Una vez que se satura, el colector se cierra y se eleva su temperatura entre 80 a 100 °C para que se libere el CO₂ que pasa a una cámara de licuación química de escala pequeña y se recolecta en una cisterna. Todo el proceso requiere de energía eléctrica renovable y de subsidios del tipo precio al carbono (carbon pricing) para poder hacerlo operativo.

¹³ Ver <https://climeworks.com/co2-removal> y <https://carbonengineering.com/>

2.2 Tecnologías de captura de CO₂ – nivel de maduración y escalas

Las tecnologías de captura de escala alta y pequeña continúan aun en evolución en la presente década y podemos concluir que en general habrá dos tipos de enfoques por *absorción* a gran escala usando un solvente químico y que es posiblemente el que lidere todos los grandes proyectos hasta finales del 2030; y los proyectos que usen *adsorbentes* encapsulados para escala pequeña en aquellos países que cuentan con subsidios altos para sostener estos procesos en las ciudades.

La siguiente tabla resume las tecnologías que están siendo monitoreadas por la mayoría de los especialistas en el tema con corte a finales del año 2021.

Tecnología	Descripción	Estado	Escala
Absorción química	Proceso de captura por reacción del CO ₂ con un solvente químico (aminas)	Es la técnica más avanzada y se usa hace décadas en refinamiento, transformación y generación	Normalmente grandes instalaciones sobre 100KtCO ₂ /año
Separación física	Basado en absorción, adsorción, separación criogénica, deshidratación y compresión.	Usa una superficie física (carbón activado, alúmina, zeolitas o óxidos metálicos) donde la separación física usa un solvente líquido (Rectisol o Selexol). El CO ₂ se libera después por cambios de temperatura o presión	Su principal uso es el procesamiento de gas natural, etanol, metanol e hidrógeno. Hay nueve plantas en operación. Su escala es mediana.
Separación por Oxy combustión	Implica producir CO ₂ por combustión basada en oxígeno puro	El gas capturado es prácticamente CO ₂ puro y vapor de agua, siendo removible por deshidratación (glicol)	Hay prototipos de demostración en industrias de cemento y generación con carbón, pero limitadas por el costo del oxígeno

Membranas de separación ¹⁴	Basadas en membranas poliméricas con alta selectividad por el CO ₂ que actúan como barreras para su retención en un flujo	Solo existe en un prototipo para plantas de procesamiento de gas natural en Brasil	Para la remoción a partir de syngas hay comercialmente paquetes de membranas disponibles
Lazo de calcio	Implica la captura a alta temperatura usando dos reactores	Se usa un primer reactor con caliza (CaO) como sorbente del CO ₂ gaseoso para formar carbonatos de calcio (CaCO ₃). Este se envía a un segundo reactor donde se regenera y libera CO ₂ puro, y el CaO vuelve al primer reactor en lazo	Actualmente solo disponible en un piloto de combustión en una caldera con lecho fluidizado para carbón
Lazo químico	Tecnología de dos reactores con partículas pequeñas de metal (Fe o Mg)	El primer reactor captura oxígeno con óxidos a partir del aire y en el segundo reactor reacciona con el combustible para producir energía y CO ₂ concentrado y regenera el metal que regresa al primer reactor en lazo.	Hay 35 pilotos con carbón, gas y biomasa, pero no llegan a niveles de costos que permitan su operación comercial
Separación directa	Captura de CO ₂ de la producción de cemento	Se usa un calcinador especial para la caliza sin mezclarlo con otros gases y	Proyecto Low Emissions Intensity Lime and Cement (LEILAC) pilot plant

¹⁴ Las membranas de este tipo, cerámicas o híbridas con polímeros reactivos son para separación selectivo del CO₂ a baja escala y suele ser para las industrias de alimentos o procesos de purificación de aguas industriales. Ver detalles en https://www.tftfluid.com/solution/?gclid=EA1aIQobChMIktir3-br-QIVuOBIAB1sMwVhEAAYAAEgKJl_D_BwE

		reduciendo el costo de separación gaseosa	desarrollado por Calix en la Heidelberg Cement plant en Lixhe, Belgica
Ciclos supercríticos de potencia con CO ₂	Uso de turbinas encima de la temperatura y presión críticas de CO ₂	Son turbinas que operan con oxígeno puro para obtener CO ₂ puro y agua	Dos prototipos en progreso en NET Power's Allam cycle y el Trigen Clean Energy Systems (CES) cycle.

Tabla 1 resumen de tecnologías de captura de CO₂ a inicios de 2022

Fuente: extraído de <https://www.iea.org/reports/about-ccus>

A continuación, se detallan los principios técnicos de la selección y uso de la absorción y adsorción para la captura de CO₂, aunque son términos homófonos sin embargo su significado y aplicación son diferentes.

En física, la absorción ocurre cuando una sustancia en estado gaseoso, a la que se denomina “adsorbato”, se incorpora al volumen que ocupa otra sustancia en estado líquido y a la que se denomina “absorbente”; que es el del CO₂ gaseoso de la salida de un proceso que pasa a una cámara de separación con aminas.

Por su parte la adsorción se define como el fenómeno que se presenta cuando una sustancia, en estado líquido o gaseoso, a la que se llama “adsorbato”, se adhiere a la pared de un sólido, llamado “adsorbente”; que es el caso de aire con CO₂ que es capturado por una cámara con cartuchos sólidos de adsorción.

2.2.1 Absorción de CO₂ de alta escala de procesos industriales o de generación

Según Duncan et al (2020) el sector industrial es uno de los mayores consumidores y emisores de GEI con un total de 155 EJ, que represento el 38% de las emisiones mundiales en el 2016 según la IEA. Si a esto se le agregan el uso industrial de la electricidad, sus emisiones son del orden de 11.8 Gt de CO₂ y hace mucho sentido en pensar en soluciones de tipo CCS para este sector y la generación eléctrica.

Una diferencia clave cuando se comparan las emisiones de industria y generación es la concentración de los gases y consecuentemente su economía. La tabla 2 nos presenta las diferencias significativas para el sector de generación que tiene valores menores a 15% cuando quema carbón mineral, mientras que procesos minero-metalúrgicos tales como la producción de coque y caliza

están encima de 25%. La industria y la generación son procesos que pueden concentrarse en un polígono industrial, lo que reduce los costos logísticos del transporte (Knoope et al, 2019).

		T (°C)	y_{CO_2}	
2 Mt integrated steel mill	Lime kiln	300	30%	
	Coke plant	100	25%	
	Sinter plant	100	5–10%	
	Strip mill	300	10%	
	Blast furnace	300	25%	
1 Mt clinker plant	Combined flue ^a	— ^d	14–33%	
	Boilers and Furnaces ^b	260	9%	
Refineries	Catalytic cracker	— ^d	12%	
	Flares	— ^d	8–10%	
	Steam methane reforming	— ^d	20–99% ^c	
	Incineration	— ^d	3–12%	
	Utilities	— ^d	3–12%	
	Ammonia			>90%*
	Natural gas processing			>80%*
Ethanol			>90%*	
Ethylene oxide			>90%*	
Soda ash			9–10%*	
500 MW coal plant	Stack	55	12–14%	
500 MW gas plant	Stack	100	3–8%	

^aCombined flue for kiln and calciner.

^bBoilers and furnaces value includes numerous items of plant equipment, and is not a single source.

^cPurity of CO₂ dependent on process used.

^dTemperatures of flue gases in refinery depend on the process and feedstock used.

Tabla 2 Concentraciones típicas de CO₂ en plantas industriales y de generación eléctrica

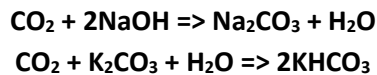
Fuente: Extraído de Leeson et al y la base de datos del Global CCS Institute (*)

En ambos casos la solución costo-económica es la reacción del CO₂ con un solvente a nivel químico. Este es un proceso relativamente difícil debido a que el CO₂ es considerado termodinámica y cinéticamente inerte en bajas concentraciones en mezcla con otros gases y se le considera un gas “ácido” debido a su tendencia de reaccionar con el agua para formar ácido carbónico (H₂CO₃).

El agua ha sido históricamente el primer cosolvente por razones numerosas empezando por su bajo costo y abundancia, así como su muy baja toxicidad e inflamabilidad. Por lo que los primeros solventes de captura de CO₂ fueron soluciones acuosas de bases inorgánicas.

Las soluciones acuosas de bases inorgánicas fueron solventes capaces, pero con propiedades físicas y termodinámicas poco deseables por su desempeño operacional. La primera limitación es que son altamente corrosivas para las tuberías de acero y otras infraestructuras de procesamiento en altas concentraciones. Las bases más débiles tales como los bicarbonatos alcalinos (NaHCO₃, baking soda) o carbonatos alcalinos (K₂CO₃) fueron investigados por su basicidad baja (mayor pK_a). Su segunda limitación es que no todas reaccionan directamente con el CO₂, dependiendo de la disociación del

agua en iones de hidróxido (OH⁻), los cuales reaccionan con el CO₂ para formar sales de bicarbonato (HCO₃⁻). Los hidróxidos son buenos agentes de captura debido a que se disocian totalmente en agua, dando altas concentraciones de hidróxido para reaccionar. Los ratios medidos en modo constante de la reacción entre el CO₂ y el NaOH está en el rango 6.28 a 13.7 x 10³ Lmol⁻¹ s⁻¹, convirtiéndolo uno de los solventes más rápidos. El beneficio del ratio es eliminado por el fuerte calor de la reacción entre los hidróxidos y el CO₂ que está en el rango -85.6 a -103.5 kJ mol⁻¹ de CO₂, que es entálpicamente intensivo para un proceso económico. Por lo tanto, el desafío ha sido encontrar otro tipo de base que sea reactiva con el CO₂ con un ratio aceptable de absorción que no depende de los iones OH⁻ para fijar CO₂ en la solución.



Es aquí donde aparecen las aminas y mezclas y se generan marcas comerciales importantes para la industria, en especial para el CCS, con solventes licenciados tales como Rectisol™, Selexol™, Sulfinol™ y Purisol™. Las generaciones de solventes que podrían venir a futuro serán las configuraciones de líquidos iónicos y noveles bifásicos.

Sobre las aminas convencionales, se han usado desde 1950 en plantas de tratamiento para la remoción de CO₂ y H₂S en procesos con gas natural y otros. Es el proceso más desarrollado y estandarizado para la captura en procesos CCS a nivel comercial. El absorbedor opera típicamente debajo de 60oC como se aprecia en la siguiente figura:

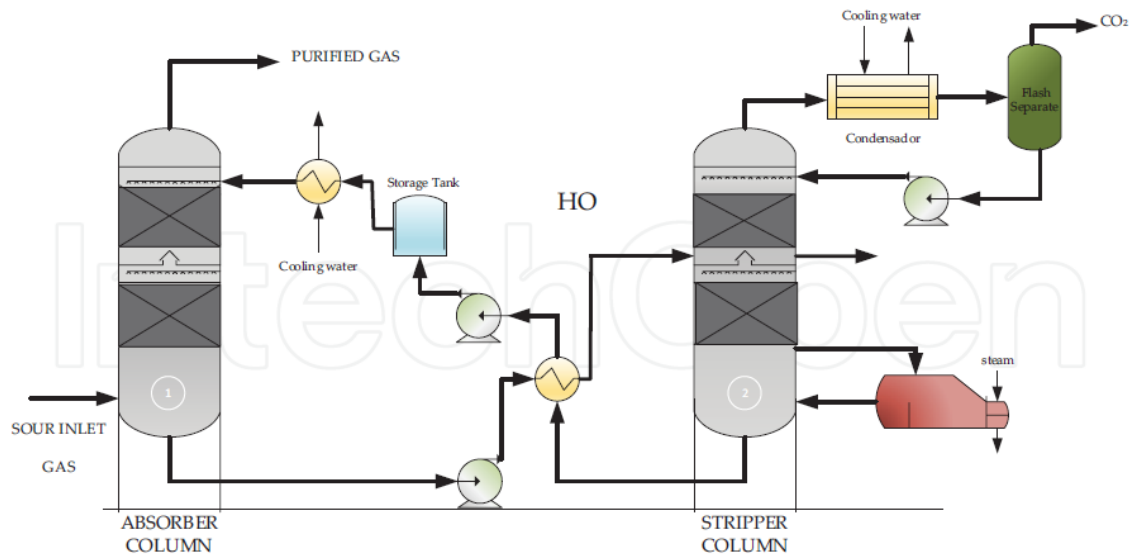

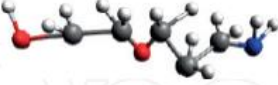





Figura 15 Diagrama simplificado de una unidad convencional de remoción de gas ácido

Fuente: <http://dx.doi.org/10.5772/intechopen.71443>

La reacción es reversible y el CO₂ puede ser liberado al calentar la solución con la sal carbonatada en una columna aparte de destilación. La separación del CO₂ ocurre a 120°C y las presiones están en el rango de 1.8 a 3 bar.

Las aminas alcalinas son volátiles, baratas y seguras de manejar con una clasificación que depende del grado de sustitución del nitrógeno central; una sola sustitución denota una amina primaria; una doble sustitución una amina secundaria y una triple sustitución una amina terciaria. Cada una de estas tiene al menos un grupo hidroxilo y un grupo amino. En general, los hidroxilos sirven para reducir la presión de vapor e incrementar la solubilidad en el agua, mientras que la del grupo de amina provee la alcalinidad necesaria en soluciones acuosas para promover la reacción con gases ácidos. La siguiente tabla resume las más usadas:

Abbr.	Name	Industrial process	Structural formulae	Chemical structure	CO ₂ loading
MEA	Mono ethanol amine	Natural and syngas purification	NH ₂ -CH ₂ -CH ₂ OH		0.5
DGA	Diglycol amine	Syngas treatment	(HO-C ₂ H ₄)-O-(C ₂ H ₄ -NH ₂)		0.25–0.35
DEA	Diethanol amine	Natural gas containing high concentrations of COS and CS ₂	(CH ₂ CH ₂ OH) ₂ NH		0.7–1
DIPA	Diiso propanol amine	ADIP, Sulfinol: refinery gas treatment	(CH ₃ CHOHCH ₂) ₂ NH		0.43–0.22
MDEA	Methyl diethanol amine	Solvents URCASOL ₂ gas washing in Claus plants	CH ₃ N(C ₂ H ₄ OH) ₂		0.1–0.3

Gray, C atom; white, H atom; red, O atom; dark blue, N atom.

Tabla 3 Aminas más comunes en procesos CCS y su valor de carga (CO₂ loading)
 Fuente: extraído de Vega et al, intechopen

El desempeño de los solventes para la absorción del CO₂ se pueden evaluar desde varias de sus propiedades. En particular, la capacidad de absorción o carga de CO₂ se define como la cantidad de CO₂ que puede ser absorbida por mol de solvente (mol de CO₂/mol de solvente). La máxima capacidad de absorción tiene que deducir la solubilidad del CO₂ representada por las curvas de equilibrio de vapor-líquido de cada solvente y que dependen de la presión parcial del solvente y la temperatura de operación en la absorción. La capacidad cíclica, definida como la diferencia de la carga de CO₂ entre el solvente rico y el solvente usado, es empleado para comparaciones rápidas. En términos de reactividad química del CO₂, la cinética de la absorción es expresada como el ratio del CO₂ absorbido del gas a granel hacia el líquido a granel que significa moles por segundo.

Finalmente, la resistencia del solvente a degradarse en presencia de O₂, NO_x y SO₂ y a temperaturas elevadas es comparada contra las pérdidas de solvente bajo condiciones específicas de operación.

Sobre categorías específicas, las aminas alcalinas primarias tales como las monoethanolamine o MEA y las diglycolamine o DGA, son las que proveen mayor reactividad química, favorecen la cinética, son estables, de costo bajo y absorción de media a baja. Estas propiedades, sobre todo la reactividad, ayuda a reducir el tamaño (altura) y las inversiones en los reactores, así como una operación estable. Aunque la tecnología de depuradores basados en MEA es adecuada para remover gas ácido, en particular en post combustión con gases de carbón mineral o metano, esta sufre de altos requerimientos de energía para la depuración, alta entalpia de reacción y degradación oxidante y térmica, así como corrosión de tuberías. Otras opciones más atractivas como la DGA, muy similar a la MEA excepto que su baja presión de vapor permite su uso a mayores concentraciones, típicamente en solución acuosa al 40-60% en peso.

Las aminas alcalinas secundarias tales como la diethanolamine o DEA y la diisopropanolamine o DIPA que tienen un átomo de hidrógeno directamente enlazado con el nitrógeno, muestran propiedades intermedias al comparárseles con una amina primaria y son consideradas alternativas a las MEA. La DEA es más resistente a degradarse y muestra menor fuerza corrosiva que la MEA. La DIPA tiene menores requerimientos de energía para su regeneración que la MEA.

En general, las principales condiciones para tener en cuenta en el uso industrial se las aminas son:

- El alto uso de energía consumida para la regeneración del solvente.
- Lo requerimientos de corrosión tales como inhibidores y materiales resistentes más caros.
- El escalamiento cuando se quiere pasar de 800 a 8000 tCO₂/día en capacidad.
- La degradación en presencia de O₂, SO_x y otras impurezas tales como HCl, HF y Hg.

Una alternativa importante en futuras instalaciones son las mezclas de aminas primarias y secundarias con terciarias o el uso de aminas estéricamente bloqueadas como el 2-amino-2-methyl-1-propanol o AMP. Un objetivo futuro de las aminas es hacerlas libres de agua, para reducir principalmente necesidades de energía en la regeneración y presencia de agua en las tuberías. La siguiente tabla presenta los desempeños de mezclas eficientes y sin uso de agua.

Entry	Amine	Solvent	Amine conc. (wt%)	Loading capacity (wt%)	Average absorpt. efficiency and desorpt. temp (°C)	
					65	80
1	AMP/DEA	DEGMME	18.3	31.7	73.1	91.6
2	AMP/MDEA	EG/methanol	20.7	28.7	—	93.5
3	AMP/MMEA	EG/methanol	16.9	43.4	76.7	95.9
4	AMP/MMEA	EG/ethanol	16.8	40.7	—	92.6
5	AMP/DIPA	EG/ethanol	22.6	27.3	—	93.1

Tabla 4 capacidades de carga (loading capacity) de mezclas AMP con aminas DEA, MMEA, MDEA y DIPA a 20oC

Fuente: extraído de Vega et al, intechopen

2.2.2 Adsorción de CO₂ de baja escala

Los procesos convencionales de absorción incurrir en usos enormes de energía debido a su escala y a las enormes cantidades de agua que usan en el proceso de separación y que posteriormente tiene que ser calentada, enfriada y/o evaporada y condensada para su retiro; penalizando toda su economía el costo de la energía para retirar el agua. Al usar adsorbentes “secos” se evita la penalidad del agua y se genera la oportunidad de otras técnicas para gestionar el CO₂. Los adsorbentes secos se adaptan a altas temperaturas (tales como los lazos de CaO a más de 800oC) y rangos menores (200-400oC) e inclusive temperatura ambiente (captura directa en ciudad). Su adaptación a nivel de concentración de CO₂ es también una ventaja para considerar (Webley & Danaci, 2020).

El proceso de separación por adsorción se logra al pasar la mezcla de gas o adsorbato sobre la superficie de un sólido (adsorbente) en una configuración de cama o paquete. La mezcla es comúnmente separada en dos flujos, uno refinado y extracto, análogo a los separadores de solvente y membranas. Los adsorbentes que son de valor comercial son sólidos porosos recubiertos de químicos y con propiedades que dependen del proceso de captura mecánico.

En los procesos de post combustión con carbón o metano, el CO₂ viene en concentraciones de 4-15%vol, con una cantidad enorme de N₂ caliente, H₂O del orden de 7-10%vol y O₂ en 2-5%vol. Adicionalmente, están presentes el SO_x y NO_x y en las plantas carboneras habrá trazas de Hg y HCl, que tendrá que tolerar el adsorbente. En cuanto al agua, el adsorbente tendrá que ser hidrofóbico para manejar los excesos de H₂O.

La premisa de la pre-combustión es la producción de hidrógeno y el secuestro del CO₂ a partir de syngas. Si el syngas es producido con la reformación ligera de C1-C2 la concentración de CO₂ será del orden de 15-60%vol en base seca y con presiones de 20-70 bar. Si el syngas proviene de materiales tales como biomasa, carbón mineral, residuos de refinería o residuos municipales como el RDF, la composición será muy variable entre 1-10%vol de CO₂ seco con presiones de 1-30 bar, previas a reacciones de conversión de CO a CO₂ e H₂. Las impurezas por tomar en cuenta para los separadores son usualmente NH₃, bencenos, H₂S, COS, HCN y metales pesados.

El mecanismo de adsorción es un fenómeno exotérmico sobre una superficie que puede ser de dos clases, fisiadsorción o quimiadsorción. El primero es gobernado por las fuerzas intermoleculares entre el adsorbato y el adsorbente al formarse lazos químicos con energía de enlace superiores a 0.5 eV por molécula (aproximadamente 48.2 kJmol⁻¹). La quimiadsorción es descrita como la reacción específica de grupos funcionales -NH₂ por ejemplo. La siguiente figura resume los adsorbatos típicos de un proceso CCS, destacando por su peso el CO₂, H₂O y CO.

Adsorbate	Molar mass [g mol ⁻¹]	Kinetic diameter [Å]	Dipole moment ×10 ¹⁸ [esu cm]	Quadrupole moment ×10 ²⁶ [esu cm ²]	Polarisability ×10 ²⁵ [cm ³]
H ₂	2.016	2.827	0	0.662	8.042
Ar	39.95	3.542	0	0	16.411
O ₂	32.00	3.467	0	0.39	15.812
N ₂	28.01	3.80	0	1.52	17.403
CH ₄	16.04	3.758	0	0	25.93
CO ₂	44.01	3.3	0	4.30	29.11
CO	28.01	3.69	0.1098	2.50	19.5
H ₂ O	18.02	2.641	1.8546	—	14.5

Tabla 5 Propiedades físicas de los adsorbatos de un proceso CCS

Fuente: Webley & Danaci, 2020

En general, la escala de captura por adsorción está por debajo de las 100,000 tCO₂/día por modulo, pero es cuestión de tiempo para que esto cambie. Las estructuras orgánicas con metales (MOF en inglés) han generado un campo de investigación y prometedores desarrollos comerciales desde 1990.

Se entenderá por MOF cualquier material cristalino compuesto de centros de metal coordinados con ligamentos orgánicos y de configuración geométrica porosa (para permitir el pase de gases y mayor área de interacción con el adsorbente), la siguiente lista presenta las capacidades de adsorción de diversas zeolitas de tipo MOF disponibles en el mercado internacional.

Post-combustion capture		
Zeolite	CO ₂ mol kg ⁻¹ (bar, K)	N ₂ mol kg ⁻¹ (bar, K)
Na-X	4.04 (0.15, 305)	0.327 (0.85, 306)
Na-ZSM-5	1.06 (0.14, 297)	0.319 (0.88, 295)
H-ZSM-5	0.633 (0.11, 296)	0.219 (0.92, 294)
β	1.76 (1, 303)	0.14 (1, 303)
Ca-A	4.07 (1.07, 303)	0.568 (1.07, 303)
HSZ-980HOA	1.62 (1.02, 298)	0.327 (0.85, 306)
HSZ-890HOA	2.07 (1.02, 298)	0.142 (1.02, 298)
HSZ-380HUA	0.640 (1.02, 298)	0.207 (1.02, 298)
SAPO-43	1.07 (1.01, 298)	0.07 (1.01, 298)
Na-ETS-4	3.03 (1.01, 303)	0.165 (1.01, 303)
Na-A	3.14 (1.01, 303)	0.147 (1.01, 303)
H-MOR	1.76 (1.01, 303)	0.144 (1.01, 303)
SAPO-17	3.30 (1.01, 273)	0.38 (1.01, 273)
SAPO-35	3.60 (1.01, 273)	0.44 (1.01, 273)
SAPO-56	5.46 (1.01, 273)	0.52 (1.01, 273)
SAPO-RHO	3.61 (1.01, 273)	0.14 (1.01, 273)
NaTEA-ZSM-25	3.55 (1.07, 298)	0.382 (1.08, 298)
Pre-combustion capture		
Zeolite	CO ₂ mol kg ⁻¹ (bar, K)	CO mol kg ⁻¹ (bar, K)
13×	5.61 (10.2, 293)	2.64 (10.0, 293)
CuCl-NaY	65.9 (0.66, 303)	2.36 (0.74, 303)
Na-A	5.14 (1.00, 273)	2.22 (1.00, 273)
Oxy-fuel combustion		
Zeolite	O ₂ mol kg ⁻¹ (bar, K)	N ₂ mol kg ⁻¹ (bar, K)
Na-X	0.0221 (0.22, 306)	0.327 (0.85, 306)
HSZ-980HOA	0.144 (1.01, 298)	0.142 (1.02, 298)
HSZ-890HOA	0.215 (1.01, 298)	0.207 (1.02, 298)
HSZ-380HUA	0.0912 (1.01, 298)	0.0899 (1.01, 298)
Na-ETS-4	0.103 (1.01, 303)	0.165 (1.01, 303)
Li-X	0.205 (1.00, 298)	1.30 (1.01, 298)
Ca-A	1.02 (0.96, 303)	0.230 (0.89, 303)

Tabla 6 zeolitas compuestas tipo MOF por capacidad de adsorción en mol de CO₂/kilo adsorbente.

Fuente: Webley & Danaci, 2020

Una variante adicional de adsorbentes son los polímeros orgánicos micro porosos o MOPs in inglés. En el que los materiales porosos se construyen con materiales no metálicos ligeros tales como H, B, C, N, O, F, P, S y Cl. Se pueden dividir en dos familias, amorfos y cristalinos. En la mayoría de los casos se basan en la polimerización de moléculas aromáticas funcionalizadas. La familia de amorfos tiene los polímeros hipercruzados (HCPs) o lo polímeros de microporosidad intrínseca o polímeros de microporosidad conjugada (CMP).

La lista de alternativas es enorme y hay muchas patentes y desarrollos, que inclusive se combinan con aminas para otras etapas del tratamiento de los gases ya capturados.

HCPs	CO ₂ mol kg ⁻¹ (bar, K)	N ₂ mol kg ⁻¹ (bar, K)
POF1B	2.08 (1.01, 298)	
POF2B	1.65 (1.01, 298)	
POF3B	1.49 (1.01, 298)	
Th-1	3.06 (1.14, 298)	
Py-1	2.83 (1.14, 298)	
Fu-1	2.34 (1.14, 298)	
HCP 1	1.7 (1.00, 298)	
HCP 2	1.7 (1.00, 298)	
HCP 3	1.6 (1.00, 298)	
HCP 4	1.6 (1.00, 298)	
COFs	CO ₂ mol kg ⁻¹ (bar, K)	N ₂ mol kg ⁻¹ (bar, K)
ACOF-1	2.07 (1.00, 298)	0.213 (1.00, 298)
COF-JLU2	3.95 (1.00, 298)	0.400 (0.973, 298)
APTES-COF-1	1.04 (1.06, 303)	
COF-1	2.33 (1.00, 273)	
COF-5	1.43 (1.00, 273)	
COF-6	3.80 (1.00, 273)	
COF-8	1.50 (1.00, 273)	
COF-10	1.27 (1.00, 273)	
COF-102	1.56 (1.00, 273)	
COF-103	1.71 (1.00, 273)	
CMPs	CO ₂ mol kg ⁻¹ (bar, K)	N ₂ mol kg ⁻¹ (bar, K)
HAzo-POP-1	1.68 (1.06, 298)	0.0856 (1.06, 298)
HAzo-POP-2	1.27 (1.06, 298)	0.0536 (1.06, 298)
HAzo-POP-3	1.12 (1.06, 298)	0.0358 (1.06, 298)
TCMP-0	1.34 (1.00, 298)	0.14 (1.00, 298)
TNCMP-2	1.45 (1.00, 298)	0.19 (1.00, 298)
TCMP-3	1.26 (1.00, 298)	0.05 (1.00, 298)
TCMP-5	0.68 (1.00, 298)	0.04 (1.00, 298)
TB-MOP	2.59 (1.01, 298)	0.0250 (0.996, 298)

Tabla 7 Propiedades físicas de los MOPs

Fuente: Webley & Danaci, 2020

En resumen, los requerimientos que requiere un adsorbente en la práctica son los siguientes:

- La habilidad de acomodar impurezas. Virtualmente todo gas de combustión o procesos es una mezcla del que se removerá el CO₂ y se eliminarán trazas o volúmenes significativos de otros elementos que pueden incluir SO_x, NO_x, mercaptanos y metales pesados. El nivel de impurezas puede ser fatal para el adsorbente y hacer inviable su uso.
- La habilidad de tolerar agua, que estará presente en la mayoría de los casos. El adsorbente ideal adsorbe poca o ninguna agua.
- Físicamente, el adsorbente debe poder procesarse en formas útiles tales como gránulos o pellets y sobrevivir a la manipulación y degradación bajo calor y presión sin romperse y perder volumen. La densidad debe ser lo suficientemente alta para reducir el tamaño del equipo de procesamiento o reactor.
- El adsorbente debe ser de bajo costo y debería ser menos del 50% de los costos operativos a gran escala.

- El ciclo de vida del adsorbente, desde su fabricación, uso en CCS y posterior disposición debe tener mínimos impactos toxicológicos y ambientales.

Estas posibilidades se presentan en la siguiente figura que muestra las configuraciones físicas y formatos típicos que se emplean en la industria de separación de CO₂.

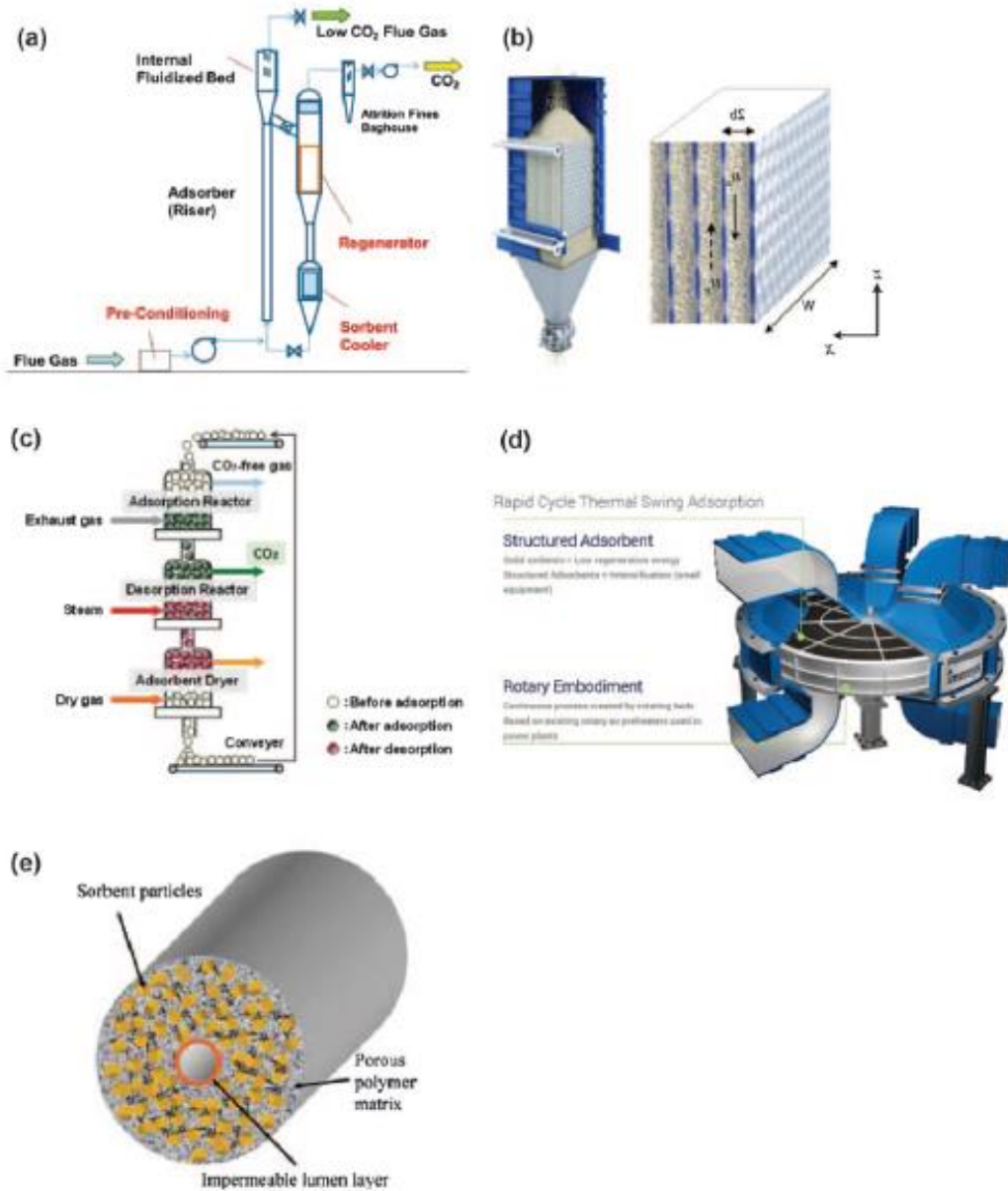


Figura 16 Configuraciones típicas de adsorbentes: a) lecho fluidizado de gran escala b) lecho móvil concentrado c) contactores de lecho múltiple d) cámara rotatoria VeloxoTherm™ e) corte de fibra porosa

Fuente: Elsevier 2014

2.3 Tecnologías de transporte de CO₂ – nivel de maduración y escalas

Cuando un producto puro o casi puro como es el caso del CO₂ que viene de un proceso CCS (con trazas de agua) es calentado y comprimido por encima de su punto crítico de temperatura y presión, se vuelve denso, altamente compresible y con propiedades de líquido y de gas y se denomina “fluido denso” o “fluido super crítico” para distinguirlo del vapor normal y líquidos. La fase densa tiene una viscosidad similar a la de un gas, pero más cercana a un líquido y esto marcará la diferencia cuando se seleccionen equipos de bombeo y tuberías. Por otro lado, en el caso del CO₂ sus propiedades son únicas y le permiten un alto desempeño para el transporte y su uso en la recuperación de gas natural o su uso en procesos de producción de alimentos y bebidas.

La baja viscosidad hace atractivo el dióxido de carbono super crítico para enhanced oil recovery (EOR) dado que puede penetrar por medios porosos en la formación del reservorio petrolero. A medida que el CO₂ se disuelve en el petróleo, este reduce su viscosidad y la tensión interfacial del petróleo-agua, hincha el crudo y genera un desplazamiento de la mezcla. A esto se agrega las ventajas del bajo costo, no toxicidad, no existencia de olores y la no formación de compuestos obstructivos en la tubería.

En el caso de los procesos CCS, los almacenamientos están localizados normalmente a una distancia menor de 1000 Km, por lo que el transporte primariamente es en tuberías. Aunque existen tecnologías de transporte en barco, muy maduras y que posiblemente avancen en escala en la medida que los países empiecen a desplegar más procesos de captura y servicios de almacenamiento geológico en base internacional. Hay experiencias muy estandarizadas de transporte de CO₂ en los Estados Unidos, Canadá, Rusia y países árabes para uso en gas y petróleo. Típicamente, el CO₂ es transportado a una presión crítica de 7.38MPa (1 Mpa = 10 bar) y una temperatura crítica de 31.4oC, con el punto de tres fases ocurriendo a 0.52Mpa y -56oC respectivamente. Este se aprecia en la figura inferior. En cada estado de fase el CO₂ tiene condiciones especiales y con una pequeña variación de temperatura y presión puede cambiar de fase. Las fases se pueden dividir en cinco y son (1) fluido supercrítico, con una presión mayor a 7.38Mpa y una temperatura => 31.4oC, (2) la región de gas denso sobre los 7.38Mpa (notar que la escala es logarítmica) y temperaturas entre -56oC y 31.4oC (zona de color naranja), (3) la región general de líquidos entre 0.52 y 7.38Mpa y una temperatura entre -56 y 31.4oC, (4) la región sólida por debajo de los -56oC y (5) la región gaseosa a temperaturas encima de -56oC.

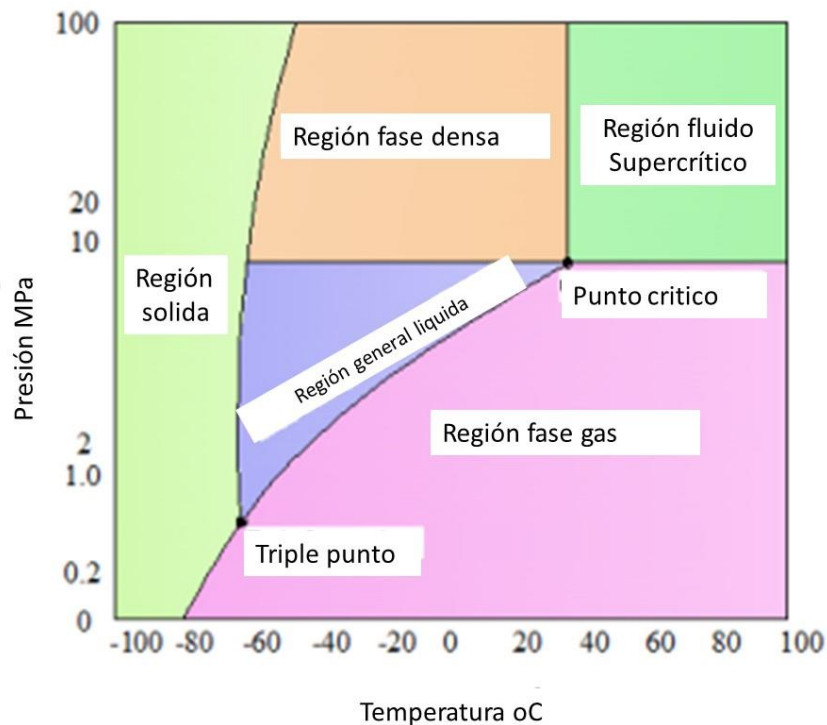


Figura 17 Diagrama de presión-temperatura del dióxido de carbono en varias fases

Fuente: International Journal of Heat and technology, September 2016

Cuando se transporta el CO₂ en fase líquida en las tuberías, la temperatura de transmisión es ligeramente menor que la temperatura crítica con un rango de presión lo más constante posible a lo largo de la tubería. Para asegurar que el fluido se mantenga en estado denso, los rangos típicos que se usan son de 15-30°C y de 10-15 MPa respectivamente. Sin embargo, debido a las propiedades del CO₂ y las caídas de presión que se dan normalmente por la longitud y accesorios, es difícil mantener el producto en ese rango. La principal consideración es la temperatura con la que el CO₂ sale del proceso de licuefacción CCS. El CO₂ en fase supercrítica o densa es lo más eficiente. En el siguiente gráfico se presenta una simulación de la caída de presión versus la longitud del ducto. Se asume dos temperaturas de 0 y 40°C para fases densas y supercríticas y un medio ambiente con un valor promedio de 15°C.

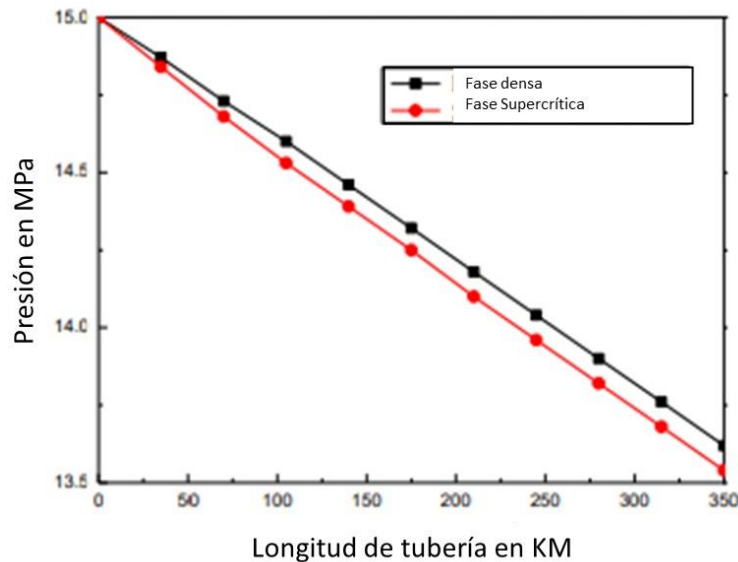


Figura 18 Cambios de presión en una tubería de CO₂ para transporte en fases densa y supercríticas

Fuente: International Journal of Heat and technology, September 2016

La simulación hecha con el software HYSIS¹⁵ muestra una relación lineal con la distancia transportada (asumiendo equilibrio con el medio ambiente) con la tubería supercrítica con una caída de presión mayor que la transportación en fase densa. En el caso de las temperaturas, están caen a los niveles de la temperatura ambiente pero aun dentro del rango de fase densa, sin cambio de fase significativo. Para asegurar que las tuberías este siempre en condiciones supercríticas se podrían requerir estaciones de calentamiento a lo largo de la tubería. Este análisis establece que la caída de presión es menor en fase densa que en supercrítica o densa, lo que se relaciona con las inversiones que serían también menores. En la mayoría de los proyectos CCS las tuberías son cortas (<100 KM) por lo que la tecnología de fase densa será la opción preferida. En tuberías cortas el medio ambiente tiene efectos moderados.

La seguridad y la primera respuesta es una condición que ha sido particularmente de interés en las aprobaciones de los proyectos debido a que existe poca información sobre estos proyectos. Dado que el CO₂ pesa más que el aire, este debería desparramarse sobre el piso en caso de una fuga; si el ambiente es cerrado se puede generar un espacio confinado peligroso para las personas, pero si está expuesto al medio ambiente o enterrado, la condición se minimiza al diluirse con aire fresco. La respuesta adecuada a esto es tener un sistema de control de caídas de presión que avise en caso de fugas para generar un corte del proceso y proceder con la reparación. Las fugas normalmente avisan con presencia de nubes o hielo formado por la expansión del CO₂ en la fuga o presencia de vegetación muerta o descolorida en caso sean ductos enterrados. La experiencia internacional en el manejo del transporte de CO₂ en tuberías es grande, hay más de 50 tuberías dedicadas al CO₂ tan

¹⁵ Ver el simulador en <https://www.aspentech.com/en/products/engineering/aspem-hysys>
 CAIA Ingeniería S.A.S. Calle 67 No. 7-94 Of. 404 Bogotá, Colombia
 E-mail: info@caiaingenieria.com Tel: 7033701

solo en los Estados Unidos con un movimiento de 68 millones de toneladas por año. Su nivel de riesgo no es mayor que el de una tubería de gas natural, que tampoco tiene olor.



Figura 19 imagen de colocación de tuberías de CO2

Fuente: Global CCS Institute fact sheet 2022

Tal como se aprecia en la figura 19, el transporte de CO₂ va a generar redes conectadas para funciones de captura en colectivos industriales o de generación, así como proyectos de recupero por EOR. El material típico usado en los tendidos es un acero al carbono ($\approx 0.25\%$) y con manganeso ($\leq 0.8\%$) para soportar la corrosión que puede generarse por las trazas de agua. Una alternativa desarrollada la última década es el uso de tuberías de acero reforzadas interiormente con capas de vidrio epóxico compuesto, su uso normalmente se está limitando a tuberías de inyección o aquellos tramos donde haya concentración de agua y H₂S que puedan generar corrosión



Figura 20 vista de tubos de acero con revestimiento

Fuente: Duoline 20 fiberglass lined tubing Inc.

La opción de transporte marítima aún no ha sido desplegada comercialmente, aunque en la medida que haya más operaciones CCS, habrá necesidad de desarrollar una logística marítima entre fuentes

de CO₂ y reservorios. Knutsen NYK es un ejemplo de estos desarrollos de gran escala con la tecnología PCO₂TM que se basa en la tecnología desarrollada para transporte de GLP y LNG, hasta 250 bar de presión. PCO₂TM comprime el CO₂ a temperatura ambiente en cilindros verticales. Los cilindros tienen temperaturas entre 0 y 10 oC y presiones entre 34 a 44 bar. Esto permite el uso para inyectar directo en el punto de recepción.

Las ventajas del uso de cilindros es la facilidad de la disposición de estos con estabilidad termodinámica y que permite su conexión a un manifold para el despacho final al punto de inyectar. Hay opciones de mayor escala teóricamente factibles de construir que podrán aparecer en el mercado cuando haya contratos en firme para comercializar el inyectar de CO₂ entre países.

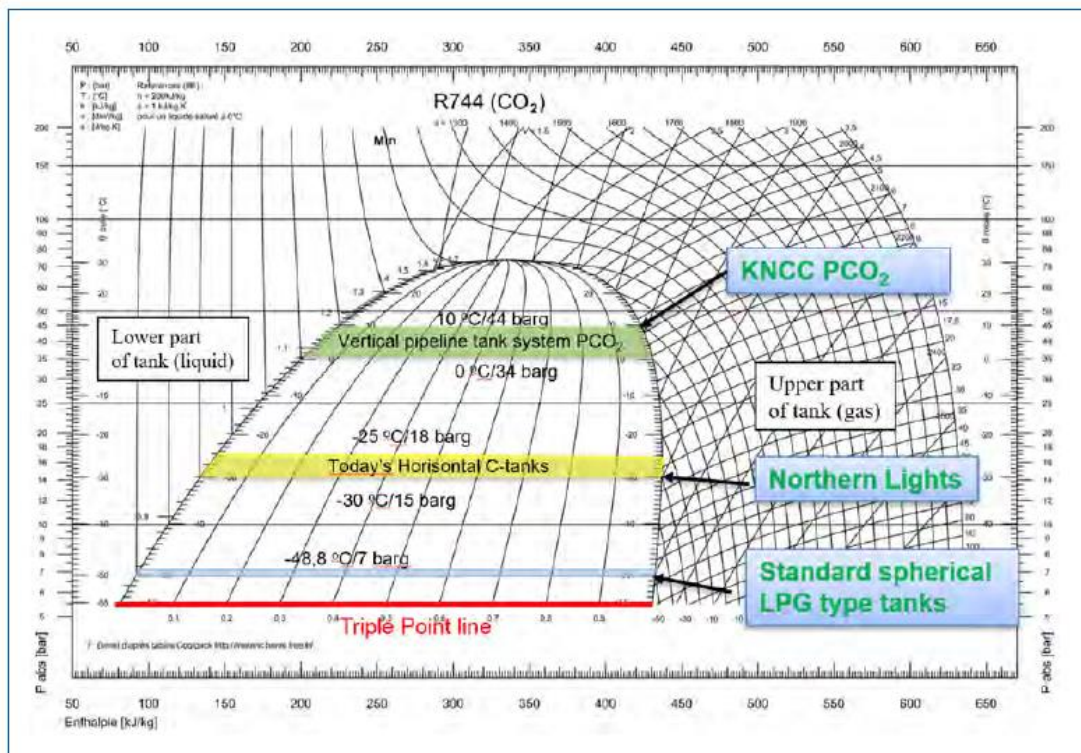


Figura 21 Fases del CO₂ almacenado en cilindros para transporte marítimo versus GLP

Fuente: Knutsen NYK

En el cuadro inferior se presenta una vista de las jaulas con los cilindros de CO₂ en la cubierta inferior de los barcos transportadores de CO₂.

KNUTSEN NYK CARBON CARRIERS



Image of a PCO₂[®] vessel with bow-loading system.



Below – side view of the PCO₂[®]

Figura 22 vista de la disposición de cilindros con la tecnología PCO₂^R

Fuente: Knutsen NYK

Tecnologías de almacenamiento de CO₂ – nivel de maduración y escalas

El destino final del CO₂ capturado es normalmente un depósito geológico sobre los 1000 metros de profundidad. Hay opciones de utilización y almacenamiento como el EOR que se emplea en pozos usados de petróleo en donde el CO₂ ayuda a liberar el crudo remanente del reservorio, aunque implica algún porcentaje de liberación de CO₂ cuando sale el crudo.

Desde un punto de vista climático, el objetivo en general es almacenar el CO₂ y no generar más emisiones y en la medida de lo posible darle un uso neutral al producto y asegurar su permanencia de largo plazo bajo tierra y se verá esto en otro informe.

A nivel de escalas la siguiente tabla resume las opciones a nivel mundial, los océanos y las formaciones cercanas al mar tales como configuraciones salinas son los que tienen mayor capacidad de almacenamiento de CO₂.

Ocean and land-based sites unitedly hold enormous capacity for storage of CO₂^a. The world's oceans have by far the largest ocean storage capacities

Sequestration option	Worldwide capacity ^b
Ocean	1000–10,000+GtC
Deep Saline formations	100–10,000 GtC
Depleted oil and gas reservoirs	100–1000 GtC
Coal seams	10–1000 GtC
Terrestrial	10–100 GtC
Utilization	Currently <0.1 GtC/year

^aWorldwide total anthropogenic carbon emissions are ~ 7GtC per year (1 GtC = 1 billion tons of carbon equivalent)

^bOrders of magnitude estimates

Tabla 8 Potenciales fuentes de almacenamiento de CO₂

Fuente: N. Jain et al (2016)

2.3.1 Reservorios acuíferos profundos y almacenamiento en el océano

Esta es la alternativa que tiene mayores posibilidades de almacenamiento hasta los 10000 Gt mundiales. Los mecanismos que aseguran el atrapamiento de las moléculas de CO₂ son las siguientes: atrapamiento hidrodinámico, atrapamiento residual, atrapamiento por escala de poros, atrapamiento soluble y atrapamiento mineral.

Las formaciones salinas son una excelente alternativa para los proyectos CCS debido a que se encuentran con abundancia en todo el mundo y normalmente cerca de un punto de captura. El concepto es inyectar el CO₂ captura y comprimido en un reservorio de rocas que este cubierto por sellos de baja permeabilidad tales como capas de lutita o esquisto. La presencia de trampas fluidas o fallas como sello pueden elevar la eficiencia del reservorio al capturar el CO₂ estructural o

estratigráfica o simplemente en los espacios porosos de las rocas del reservorio (usualmente piedra caliza o arenisca). Una gran cantidad se almacenará en estado libre, algo puede mantenerse disuelto en la formación de agua y una parte remanente puede reaccionar con las rocas minerales del reservorio. Finalmente, se espera que el CO₂ se quede atrapado y mitigado respecto de otras formas estables de carbón en escalas de tiempo geológicas.

Los reservorios de rocas requieren de alta permeabilidad y fuerza para permitir una disipación segura de las tensiones inducidas y las presiones de los fluidos de la inyección de CO₂. La arenisca entra en este criterio perfectamente por poseer una alta porosidad y permeabilidad, con altas profundidades y conteniendo salmuera salina que es geoquímicamente favorable para el secuestro de CO₂.

De los muchos proyectos CCS que están funcionando hoy día, la mayoría ha escogido la vía de inyectar en reservorios salinos con millones de toneladas en diferentes localizaciones. El más conocido es el proyecto Sleipner en la formación de Utsira en el mar del norte que opera desde 1996 y guarda 8 Mt de CO₂. Tal como se ilustra en la siguiente table, los depósitos salinos acuíferos tienen capacidad de manejar 20 a 500% del total de CO₂ que se emitirá en los próximos 50 años.

Reservoir type	Lower estimate of storage capacity (Gt CO ₂)	Upper estimate of storage capacity (Gt CO ₂)	Upper estimate as a proportion of total emissions in next 50 years (%)
Depleted oil and gas fields	675	900	45
Deep saline reservoirs	1000	400–10,000	20–500
Unmineable coal seams	3–15	200	>1

Tabla 9 Opciones de almacenamiento geológico de CO₂

Fuente: Koide et al (2016)

Koide et al (2016) usa un método aéreo para estimar la capacidad de almacenamiento asumiendo 1% de las cuencas sedimentarias en costa son útiles para esto con un estimado de 367 Gt de CO₂.

La diferencia entre la capacidad total para el CO₂ en saturación y el total de carbón inorgánico corrientemente en solución ese acuífero es conocido como la capacidad última de secuestro de CO₂ en solución y depende de la presión, temperatura y salinidad del agua de formación.

Hay muchos mecanismos de atrapamiento del CO₂ y su disposición final en un reservorio. Los mecanismos se dan en diferentes longitudes de tiempo del proceso de mitigación del CO₂. Estos se presentan la siguiente figura.

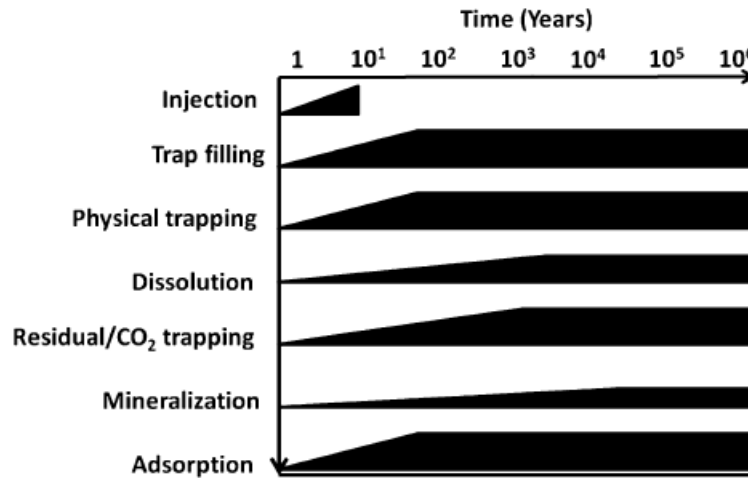


Figura 23 ciclo de vida de la mitigación del CO₂ en el tiempo en un acuífero según opciones de atrapamiento

Fuente: Trapping Mechanisms of CO₂ storage in Deep Saline Aquifers: A review

Por ejemplo, el atrapamiento estructural es responsable por la contención inicial y manejo seguro del CO₂. El atrapamiento residual y la solubilidad juegan un rol importante para la distribución y la migración de la pluma de CO₂ y asisten en hacer el atrapamiento geoquímico más rápido a medida que el CO₂ tiene más contacto con rocas minerales en las capas del reservorio. Cuando el atrapamiento geoquímico o la mineralización empieza, el CO₂ no podrá escapar del reservorio en ninguna forma y el almacenamiento geológico tendrá sus riesgos minimizados.

2.3.2 Mecánica del CO₂ en el reservorio

El CO₂ en fase supercrítica pesa como un líquido y fluye como un gas, por lo que al decrecer en presión se va a expandir como un gas sin cambio de gas de transición (no va a hervir). La densidad del CO₂ se mantendrá aun debajo de la del agua. la viscosidad o la medida inversa de como fluye será menos de un décimo de la salmuera residente en la roca. El CO₂ no puede quemarse o explotar, la única reacción que puede darse debajo de la superficie es la precipitación de sólidos.

A través de los años (miles) el CO₂ va a disolverse en la formación de salmuera formando una fase más densa que tendera a hundirse. El CO₂ a alta presión tendrá una solubilidad razonablemente alta en el agua, aunque esta solubilidad va a decrecer a medida que la salmuera se vuelve más salina. Como un ejemplo, una solución de cloruro de sodio al 6%, casi dos veces más salada que el agua de mar, puede disolver 30-40 kg/m³ de CO₂ a temperaturas de 80oC y presiones de 10 MPa, representativo de un reservorio a una profundidad de 1000 metros donde el calor del centro de la tierra lo hace más caliente que la superficie como se ve en la figura abajo.

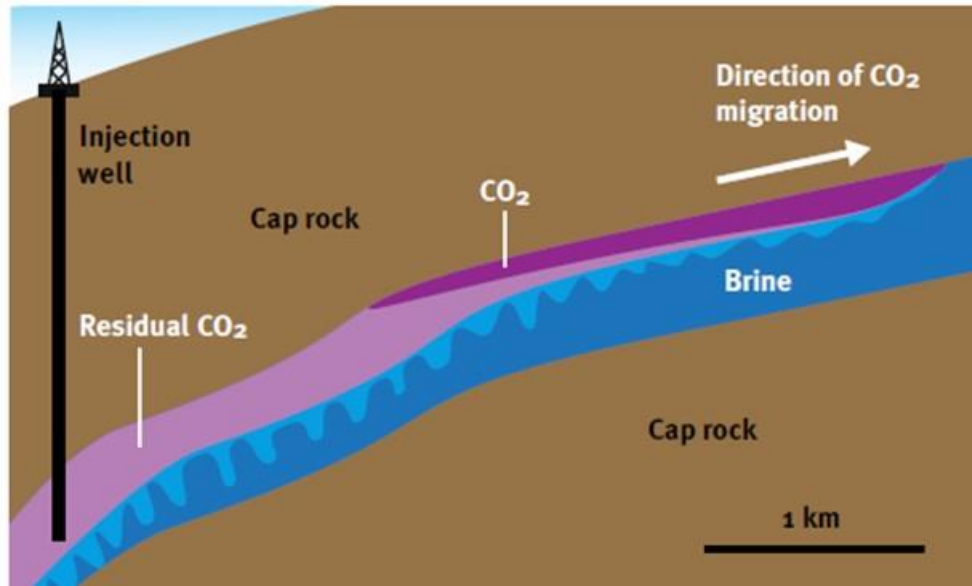


Figura 24 Movimiento esquemático del CO₂ después de la inyección. El CO₂ en color azul y rosa pálido está fijado en poros o disuelto

Fuente: Trapping Mechanisms of CO₂ storage in Deep Saline Aquifers: A review

Aunque esto es prometedor para fijar el CO₂, la disolución es un proceso muy lento, mediado por la difusión molecular y el flujo de una salmuera cargada más densa. Los estudios de simulación realizados al respecto indican que tomara cientos a miles de años para que una fracción pequeña del CO₂ se disuelva en un reservorio típico acuífero.

Este CO₂ disuelto en la salmuera formara una solución acida débil que podría reaccionar sobre miles o millones de años con la roca madre, formando carbonatos sólidos. Este es un complejo proceso de geoquímica, pero en esencia, los óxidos en la roca se disuelven y se precipitan como carbonatos. Lo opuesto también puede ocurrir, cuando la salmuera acida disuelve parte de la roca, incrementando el volumen del espacio en los poros y la permeabilidad. La velocidad, extensión y naturaleza de estas reacciones depende principalmente de la mineralogía de la roca.

El proceso final, que es mucho más rápido, es el atrapamiento capilar que ocurre cuando el agua desplaza CO₂ en los espacios porosos. El agua moja la superficie, dejando al CO₂ rodeado de agua en burbujas en los espacios porosos que no pueden escapar como se aprecia en la figura abajo. Este proceso es bien entendido y utilizado en la industria petrolera para la recuperación de crudo usando el inyectado de CO₂.

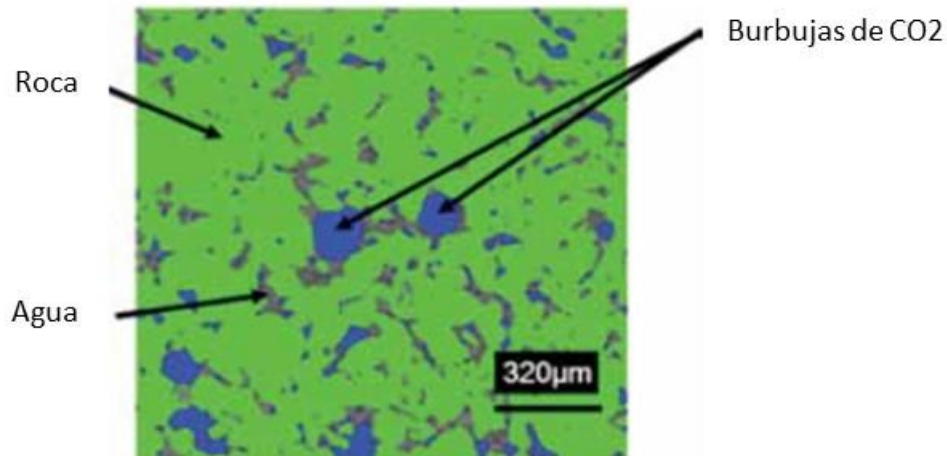


Figura 25 Vista 2D de una deposición en arenisca en escala de 10micras mostrando el CO₂ por contraste

Fuente: Trapping Mechanisms of CO₂ storage in Deep Saline Aquifers: A review

2.3.3 Diseño de la inyección en el Reservorio

Lo indicado anteriormente confirma que el final del proceso CCS no consiste únicamente en perforar un pozo e inyectarlo. Un almacenamiento exitoso y estable en el muy largo plazo requiere de una selección adecuada, de gestión y de monitoreo permanente.

La cantidad de CO₂ que se va a gestionar no es solamente una fracción de un reservorio es el producto de un diseño sobre la cantidad de pozos a perforar, el tipo de pozos y el sí habrá poco o mucha salmuera presente. El diseño también tiene una economía y propiedades de campo.

La primera consideración de diseño es la inyección o capacidad dinámica de almacenamiento. Este es, confirmar si el CO₂ se puede inyectar al ratio requerido. Por ensayos sísmicos o testeos de pozos ya perforados se puede asegurar formaciones de permeabilidad adecuadas. Un acuífero de 100 Km de largo y 100 Km de ancho con capas permeables y una profundidad de 1000 m tiene un volumen de roca del orden de 10⁴ km³ que podría a una densidad de 600 kg/m³ almacenar 6-30 Gt de CO₂ a una presión de 10MPa.

El uso de pozos adicionales o pozos horizontales a través de las capas de alta permeabilidad vienen con costo adicional, pero pueden permitir el inyectado más rápido de CO₂. Las experiencias actuales demuestran que un simple pozo puede inyectar hasta 1 Mt CO₂ al año. La figura abajo muestra una simulación de un acuífero en el mar del norte con 20 años de inyectado, que indican que solamente con un corto periodo de inyectado en la salmuera, la mayoría del CO₂ puede ser atrapado capilarmente, asegurando el almacenamiento permanente. Dado que se está trabajando con inyectos bajo la superficie, hay incertidumbres sobre la permeabilidad de la estructura y que la capa superior de roca impida totalmente la salida de CO₂. Lo cierto es que con en largo plazo el almacenamiento es más seguro pues se equilibran las presiones y su difusión a través de los medios porosos lo que evitaría una fuga violenta en caso de alguna falla de alguna parte del sistema natural.

En general los sistemas de largo plazo son vistos como seguros, pero es importante contar con los análisis previos del reservorio y las explicaciones correspondientes a los grupos de interés.

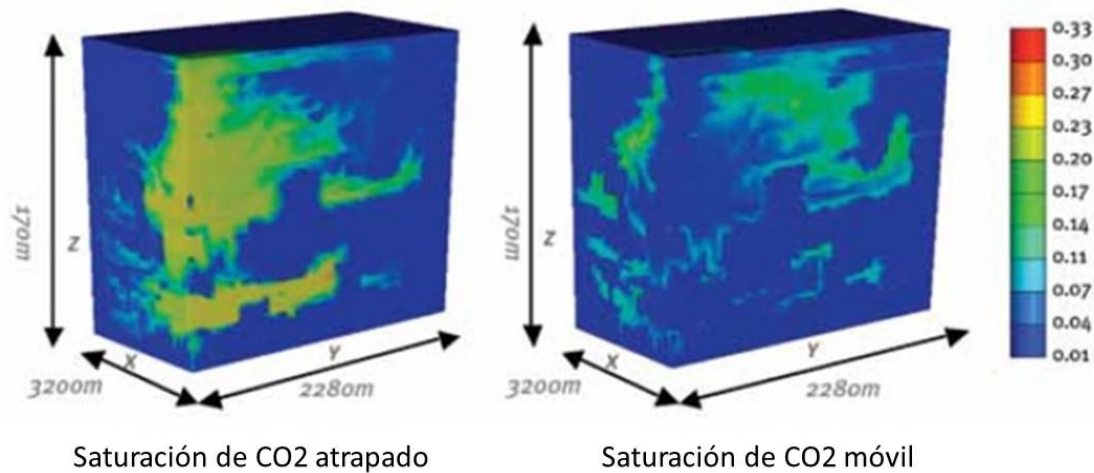


Figura 26 simulaciones de distribución de la saturación en pozos de inyección con CO₂ atrapado y en movimiento.

Fuente: Trapping Mechanisms of CO₂ storage in Deep Saline Aquifers: A review

Estado de las tecnologías CCS – calificación

Los procesos CCS están nuevamente tomando fuerza en los negocios de energía, especialmente en el desarrollo de recuperación de hidrógeno a partir de un combustible fósil y en la generación de energía eléctrica.

Independientemente que el flujo sea de pre o post combustión, la captura de CO₂ de un torrente gaseoso es una tecnología madura cuando se trata de aplicaciones por absorción y que tiene un coste bajo. Quedan aún temas por mejorar como el tratamiento del agua que un elemento con un alto Cp de 4.18 Kj/Kg lo que representa el desafío de las futuras ingeniería para minimizar o evitar su presencia. Ya no se trata de probar una tecnología, sino de afinarla, en un estado TRL¹⁶. Los licenciantes de tecnologías van a apostar por aminas tipo MEA con aditivos para optimizar el uso del agua.

Los demás equipos que van con la planta de absorción, tales como torres de contacto en contravía con el flujo rico en CO₂ y los separadores posteriores de la amina rica y su deshidratación, son tecnologías de la industria de gas y petróleo con no menos de 50 años de implementación comercial, especialmente los separadores de agua previo al bombeo de tuberías y los separadores de amina

¹⁶ Ver niveles en <https://acqnotes.com/acqnote/tasks/technology-readiness-level>

por calentamiento y enfriamiento que se usan mucho en los negocios de gas natural para eliminar H_2S y CO_2 , por lo que su calificación es también un TRL9.

En el caso de los compresores axiales de CO_2 , su adaptación en equipos multietapas para lograr 140 bar a la salida es una nueva línea de negocios que ha llegado a un TRL9, en función a una mayor demanda, sus costos deberían bajar, así como su consumo específico de energía eléctrica o su adaptación a sistemas con renovables para no complicar el volumen neto almacenado. El resto de sistema que consiste en tuberías, valvular, el inyector en el pozo y la ingeniería del pozo mismo, son prácticamente las mismas tecnologías empleadas en los negocios de inyección y salida de gas natural, de GLP y LNG, son más de 50 años de experiencia y normativa completas.

Todo lo demás, que comprende principalmente procesos de adsorción, captura directa del aire, y BECCS son tecnologías que están en etapas TRL7, no hay aun propuestas comerciales, son principalmente pilotos y que están aprovechando precios al carbono altos en los países en donde se construyen u otro tipo de subsidio federal para hacer viable el piloto. Dado que el tema de CCS es una medida que posiblemente sea obligatoria en algunos mercados después de 2050 en función a lo que pase con las concentraciones de CO_2 en la atmósfera, los pilotos de hoy pueden terminar siendo opciones comerciales importantes siempre que logren una alta escala de retiro. El futuro del CCS está ligado a lograr captura del orden del millón de toneladas al año y con reservorios compartidos o el uso de transporte marino para enviarlo a pozos en el mar. El futuro aún no está escrito para el CCS.

3. Caso de referencia: Separación de hidrógeno a partir de gas natural y almacenamiento de carbono bajo tierra

Para fijar los servicios y equipos requeridos para un proyecto genérico CCS, se plantea en este capítulo la operación de un proyecto de escala grande con sus parámetros técnicos y con su ingeniería completa y revisada por su administración local ambiental. Se ha seleccionado el caso de la operación de captura de Quest, diseñada y operada por la multinacional Shell, esta operación está al norte de Edmonton en la provincia de Alberta en Canadá y ha completado más de 5 millones inyectadas de CO₂ a una profundidad de 2000m. La operación se inició en 2015 a un costo de 1350 MUSD con un fondo soporte federal de 745 MUSD del gobierno de Alberta y 120MUSD del gobierno de Ottawa. Esta facilidad captura el CO₂ emitido por la reformadora Scotford (Scotford Upgrader) ubicada en Fort Saskatchewan que convierte el bitumen de arenas petrolíferas en crudo sintético separando el hidrógeno y enviando el carbono bajo tierra. Hay 10 años de información técnica, incluyendo ingeniería básica, en el siguiente enlace: <https://open.alberta.ca/dataset?tags=Quest+CCS+project>

Adicionalmente, la planta emite reportes muy detallados de su desempeño energético y el monitoreo de sus parámetros de seguridad y de integridad ambiental de las emisiones logradas. Su escala de captura es del orden de 1 MtCO₂/año y van a un reservorio acuífero salino.





Figura 27 Vistas de la planta de Quest (complejo, unidad CCS, tuberías, inyector al reservorio)

Fuente: <https://globalnews.ca/news/5307292/shell-quest-carbon-capture-milestone/>

3.1 Descripción del proyecto

El proyecto lo ejecuta Shell Canada Limited a nombre de una empresa conjunta formado por Shell Canada Energy, Chevron Canada Limited y Marathon Oil Canada Corporation. El objetivo es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de un reformador ya existente que genera hidrógeno, el Scotford Upgrader, el cual se encuentra 5 km al noroeste de Sakatchewan en Alberta. Sus tres componentes son:

- Una infraestructura de captura de CO₂, incluyendo modificaciones para la extracción de gases del Upgrader. El método de captura se basa en la tecnología de aminas patentada por Shell y denominada ADIP-X.
- Una tubería dedicada para el CO₂ capturado que lo transportara desde el Scotford Upgrader hasta varios pozos de inyección.
- Un reservorio de almacenamiento con 3 a 8 pozos de inyección hacia el Basal Cambrian Sands, una formación geológica salina para almacenamiento permanente a 2000 metros de la superficie.

La infraestructura de captura está construida sobre un área de 150x150 m² adyacente a tres unidades de manufactura de hidrógeno por pre-combustión en el Scotford Upgrader y que reducirán sus emisiones en al menos un 35%, capturando y almacenando 1.2 MtCO₂/año. Las aminas tendrán una eficiencia de captura de al menos el 80% del gas de procesamiento de las unidades de hidrógeno. Ver figura abajo.

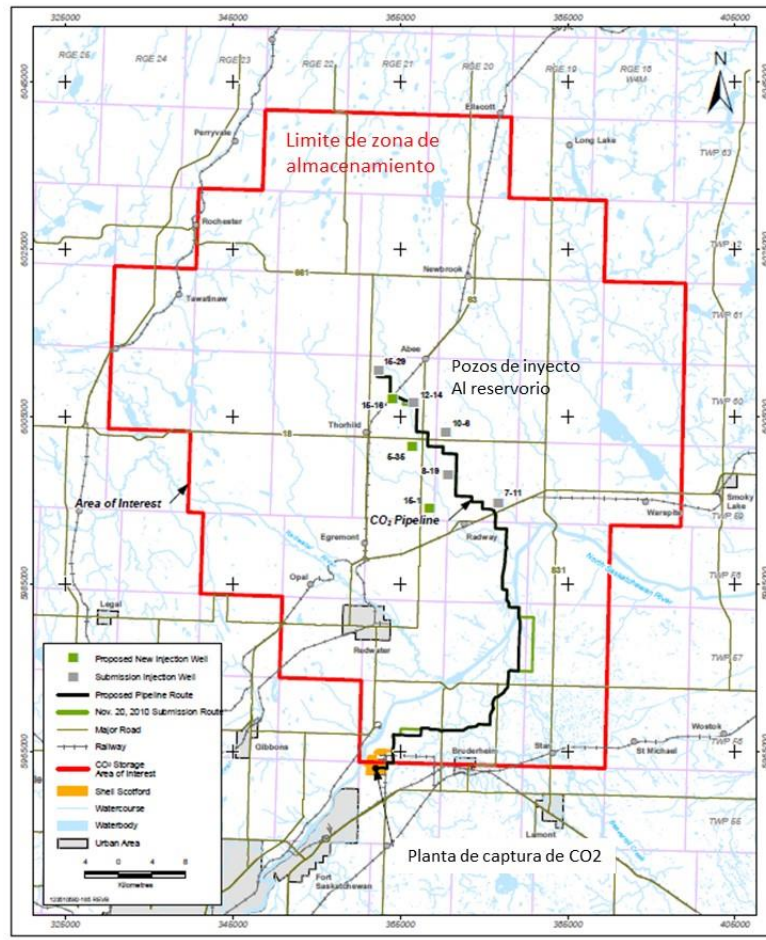


Figura 28 Lay-out de la planta de Quest señalando punto de captura y pozos

Fuente: <https://open.alberta.ca/dataset?tags=Quest+CCS+project>

Este CO₂ capturado es deshidratado y comprimido hasta 14MPa previo a su ingreso a la tubería. Se usará en el transporte una única tubería de alta presión de 12" de diámetro interior y una longitud de 84 Km. En el trayecto cruzara varios cuerpos de agua. Todo el proceso será en fase única de flujo con el CO₂ denso para evitar sobrepresiones. Los 3-8 pozos de inyectos están localizados en el área de interés y conectados a la tubería principal por ductos de 6" de diámetro interior y todos con menos de 15 Km de longitud.

Todo el almacenamiento va acompañado de un programa MRV de medición, monitoreo y verificación diseñado para asegurar la contención y la integridad de las mediciones y su mantenimiento hasta el final de la vida del proyecto. Hay elementos tales como el número de pozos de inyección que podrían revisarse duran la vida del proyecto.

3.2 Capacidad de Absorción de CO₂-balance energético y pérdidas de equipos según último reporte 2020

La infraestructura de Quest cuenta con un programa de monitoreo de integridad ambiental que reporta los consumos de energía de los activos y el almacenamiento de CO₂, así como las pérdidas que existen de CO₂ en toda la cadena de suministro desde el Upgrader para determinar el valor neto de emisiones CO₂ que se contiene bajo tierra. Estos valores se reportan anualmente, son auditados y son parte del registro de compensaciones climáticas de la provincia de Alberta. Toda la energía del proceso CCS viene de fuentes térmicas (_{th}) y eléctricas (_e). La electricidad viene de la red eléctrica y además generación de una turbina de gas en el proceso de cogeneración del Scotford Upgrader. El resumen de consumo de energía y penalidades por la captura es el siguiente:

Parámetro	Valor
Total de energía penalizada por el proyecto (captura + transporte + almacenamiento)	(0.65MJ _e +2.13MJ _{th}) /kg
Vapor – energía penalizada (captura + transporte)	2.58 MJ _{th} /kg
Enfriamiento – energía penalizada (captura + transporte)	0.01 MJ _e /Kg
Consumo de agua – energía penalizada	Despreciable
Uso de electricidad incluyendo compresión para transporte - energía penalizada (captura + transporte+ almacenamiento)	0.65MJ _e /Kg
Recuperación eléctrica – energía penalizada	No aplica
Requerimiento de compresión (incluye uso de electricidad) - energía penalizada (solo transporte)	0.6 MJ _e /Kg
Energía de separación de aire – energía penalizada	No aplica
Pre calentamiento de agua desmineralizada – energía penalizada (solo captura)	0.45 MJ _{th} /kg

- Uso total de electricidad (0.65 MJ_e/kg) = uso de electricidad (0.64 MJ_e/Kg) más requerimiento de enfriamiento (0.01 MJ_e/Kg)
- Uso total de energía térmica (2.13 MJ_{th}/Kg) = Energía del vapor (2.58 MJ_{th}/kg) menos el calor recuperado del agua desmineralizada precalentada (0.45 MJ_{th}/kg)

Tabla 10 Consumo de energía/Penalidades de energía por la captura

Fuente: Quest CCS Project reporte 2020

El transporte de CO₂ desde la captura a los pozos de inyección requiere de energía y genera emisiones GEI. Estas incluyen equipos aéreos de inspección, electricidad para compresión y los equipos de deshidratación con glicol. El balance de las emisiones totales del 2020 para captura +

transporte + almacenamiento se presenta en la siguiente tabla, notar que las perdidas por almacenamiento son muy pequeñas y de tipo fugitivo.

Parámetros/unidades en tCO ₂	Valores
Total de emisiones	204675
1. Captura en el reformador	157763
2. Transporte por tuberías	46809
3. Almacenamiento geológico	103
Inyectoro neto en los pozos (medido)	940593
CO ₂ neto inyectado con pérdidas de calor	735919
Créditos de pérdida de calor	38310
CO ₂ inyectado neto	697609

Tabla 11 Balance de emisiones y emisiones evitadas por almacenamiento en el año 2020

Fuente: Quest CCS Project reporte 2020

Este balance corresponde al siguiente layout de equipos:

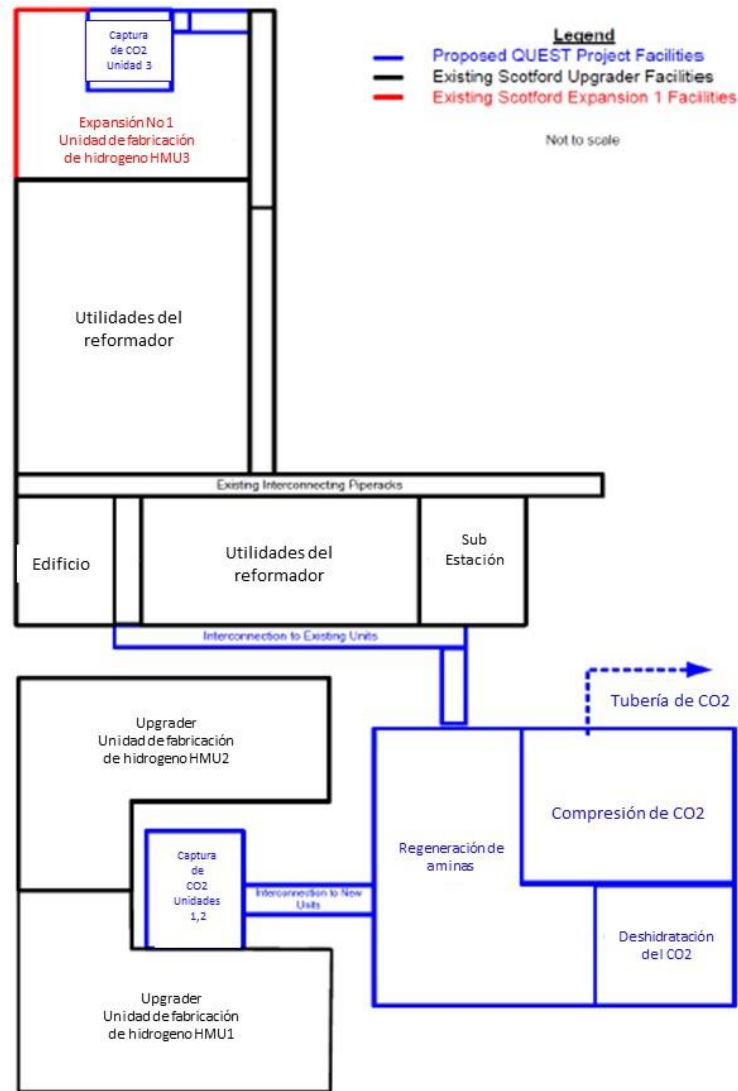


Figura 29 Lay-out de la planta de Quest señalando punto de captura y pozos

Fuente: <https://open.alberta.ca/dataset?tags=Quest+CCS+project>

Las unidades han sido construidas por etapas en forma modular para ir adaptándose a la producción post combustión de hidrógeno. Actualmente hay 2 puntos de captura y 3 reactores post combustión. La capacidad total del reservorio salino es de 27 MtCO₂ y le quedan 21.275 MtCO₂ desde enero de 2021.

La disponibilidad de equipos en el año 2020 fue de 99.6% y el acumulado desde agosto 2015 hasta diciembre 2020 de 98.8%. El tiempo medio entre fallas del bombeo de CO₂ ha sido de 12.2 años en el acumulado desde el 2015.

El absorbente es una patente de Shell (ADIP-X) que se base en amina MDEA con un acelerante de piperazine (DEDA) par altas presiones y bajas temperaturas que asegura una captura no menor al 80% en peso. La sección de regeneración aplica calor al flujo rico de aminas un stripper, el vapor de este stripper se enfría para sacarle agua y queda un flujo rico en CO₂ que se envía a un área de compresión y remoción de agua remanente (por glicol). Las aminas recuperadas del fondo del stripper se enfrían y vuelven a los reactores de absorción.

El CO₂ que ira al pozo está en estado supercrítico a 14.790MPa a la salida de un compresor centrífugo (ingresa a 38 kPa) y 60oC, con una concentración mínima de 95% (el resto son hidrocarburos diversos). El acero que se usa 900# del tipo acero medio con manganeso. La unidad de deshidratación asegura una presencia de agua no mayor a 6 libras por MMSCF usando glicol (Triethylene Glycol)

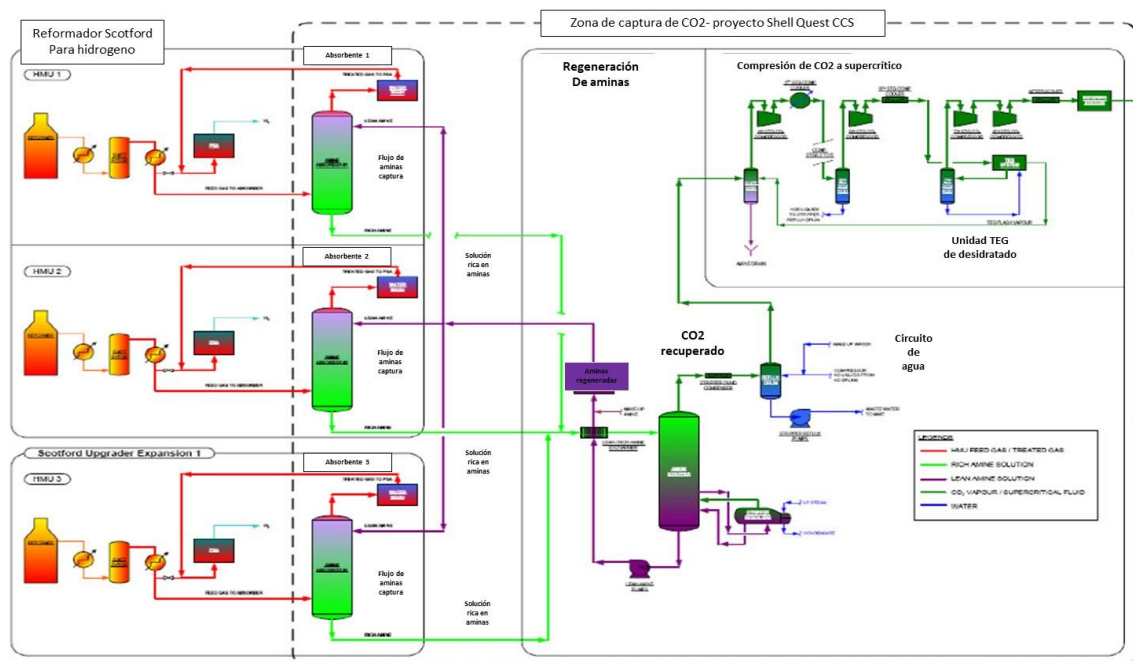


Figura 30 Flujograma de procesos CCS simplificado

Fuente: <https://open.alberta.ca/dataset?tags=Quest+CCS+project>

3.3 Etapas del proyecto CCS

El ciclo del proyecto fue de siete años, de los cuales se usó el 2009 para aprobaciones y financiamiento del plan de negocios. La construcción, permisos, consultas locales, comisionados fue entre 2010 y mediados de 2015. El reservorio debe operar hasta culminar 27MtCO₂ inyectados en total.

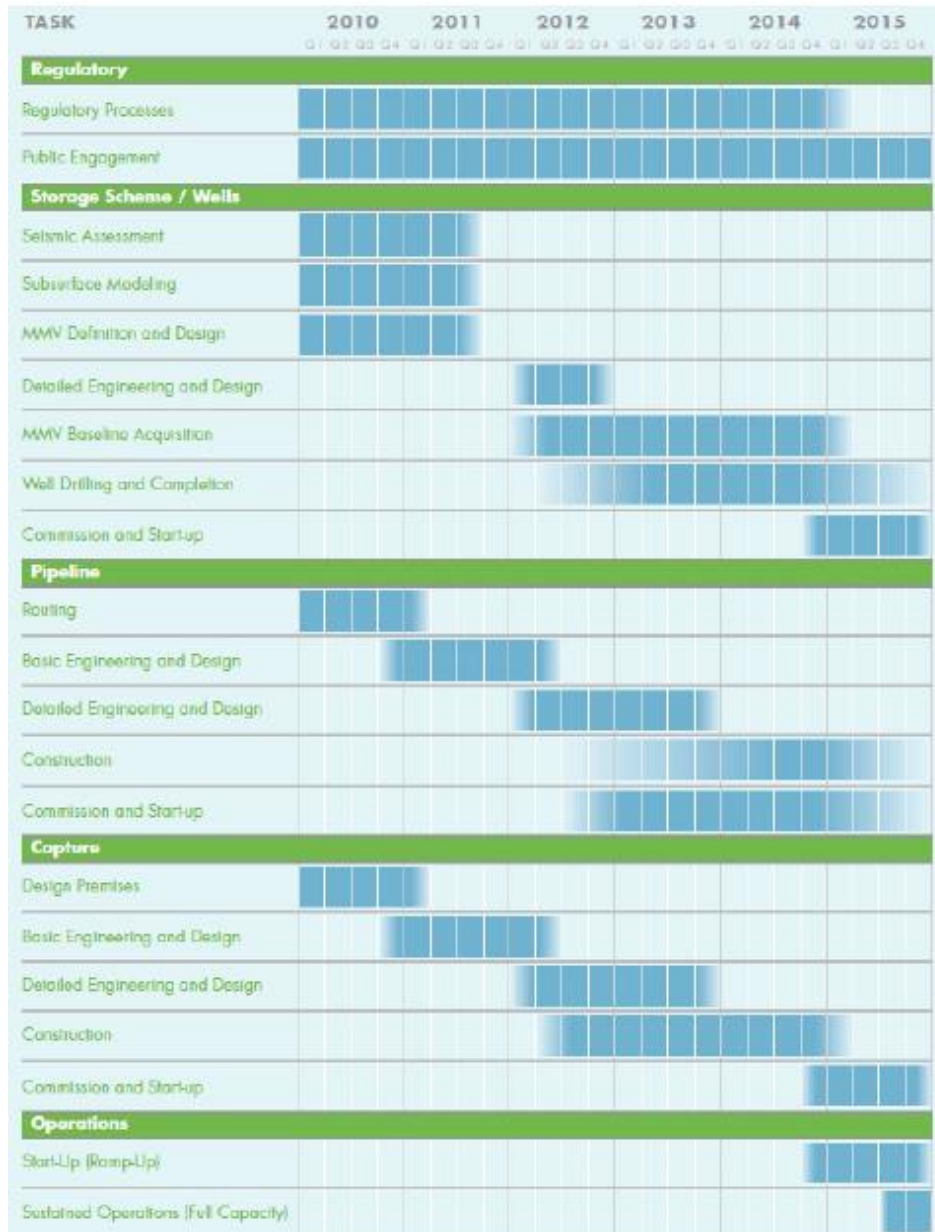


Figura 31 Carta Gantt general de la construcción del proyecto 2010-2015

Fuente: <https://open.alberta.ca/dataset?tags=Quest+CCS+project>

La tabla de actividades tenía los siguientes hitos clave:

- Construcción de la infraestructura de captura en 2012 T3 y 2014 T4.
- Construcción de la tubería por fases entre 2012 T3 y 2014 T3 debido al cruce de cuerpos de agua y excavaciones para enterrar la tubería por seguridad en caso de fugas.

- La infraestructura tuvo su finalización del diseño de premisas en 2010 T4, la ingeniería básica y diseño se desarrolló entre 2011 T1 y 2012 T1, la ingeniería de detalle entre 2012 T2 y 2013 T3.
- La construcción se desarrolló entre 2012 T3 y 2014 T4 para la etapa de captura. Los comisionados estaban previstos para la mitad del 2015 e inicio en el T3.
- El de comisionado y abandono se inicia luego de 25 años y requiere el retiro de toda la infraestructura de captura. Las tuberías serán despresurizadas y dejadas en el sitio.

3.4 Operaciones de monitoreo

Por lo aun novedoso de estos procesos a gran escala, hay muchas precauciones en los planes de monitoreo para asegurar la integridad del reservorio. Los equipos e infraestructura (reactores, tanques de químicos, tuberías, accesorios) tienen sus procesos de mantenimiento e inspecciones típicas de normas internacionales para asegurar la integridad mecánica y la contención durante su operación. El monitoreo del reservorio además de la seguridad de las personas ante una fuga, busca asegurar la estabilización de la presión en la cavidad y que se dé la contención del CO₂ correctamente medido y que existan reducciones netas positivas.

Se presentan algunos reportes de monitoreo esenciales:

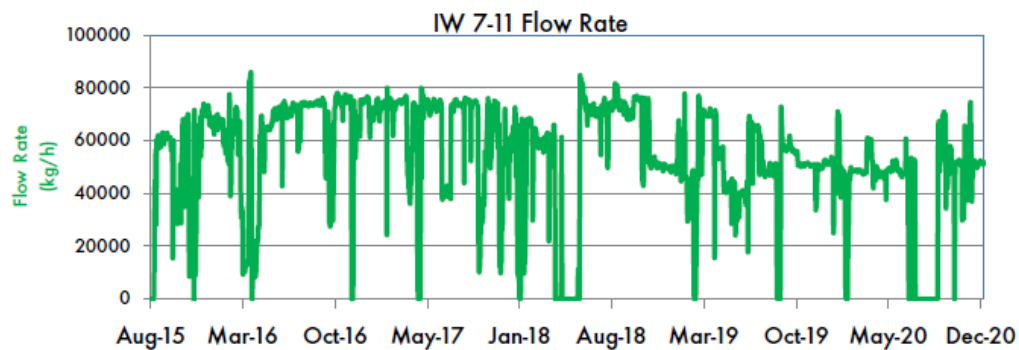


Figure 3-1: Rate History for IW 7-11.

Figura 32 Reporte de flujo inyectado de CO₂ en un pozo en Kg/h

Fuente: <https://open.alberta.ca/dataset?tags=Quest+CCS+project>

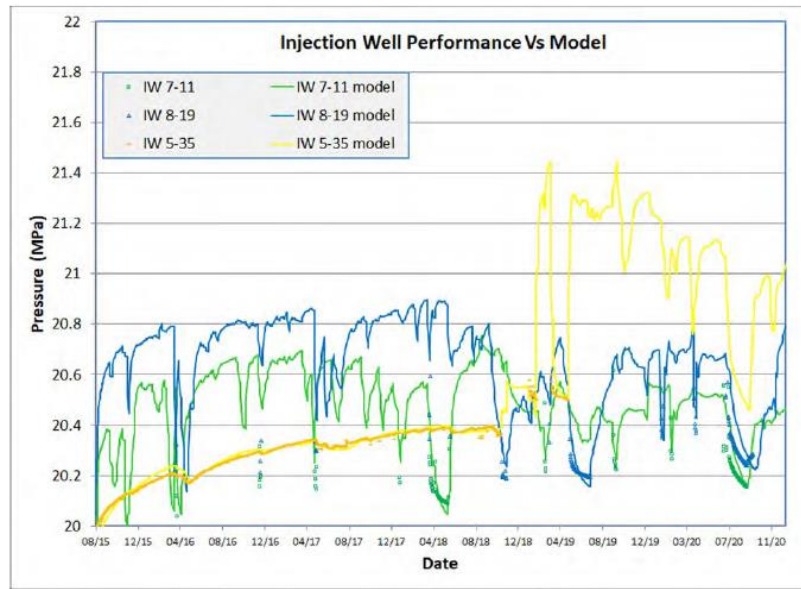


Figure 3-7: Actual Shut-in BH Gauge Response vs Modelled Pressure Response.

Figura 33 Desempeño de inyección de pozos versus modelos

Fuente: <https://open.alberta.ca/dataset?tags=Quest+CCS+project>

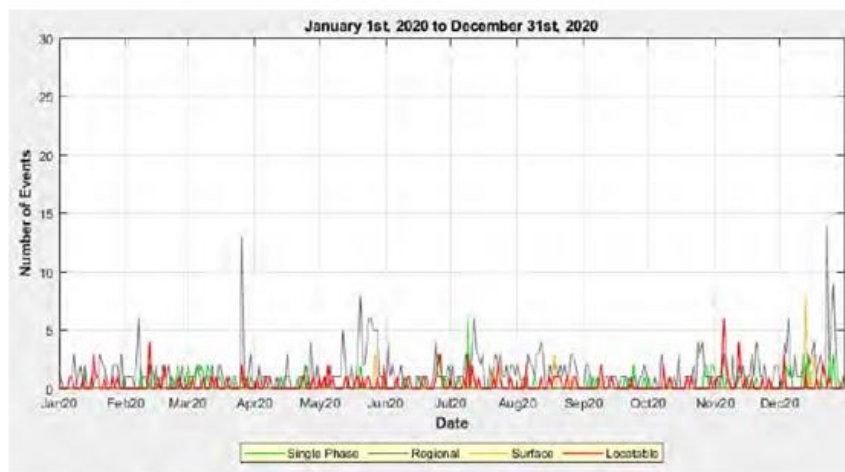


Figure 4-7: Daily event counts of microseismic categorized events in 2020.

Figura 34 Micro sísmica para prevención de fugas

Fuente: <https://open.alberta.ca/dataset?tags=Quest+CCS+project>

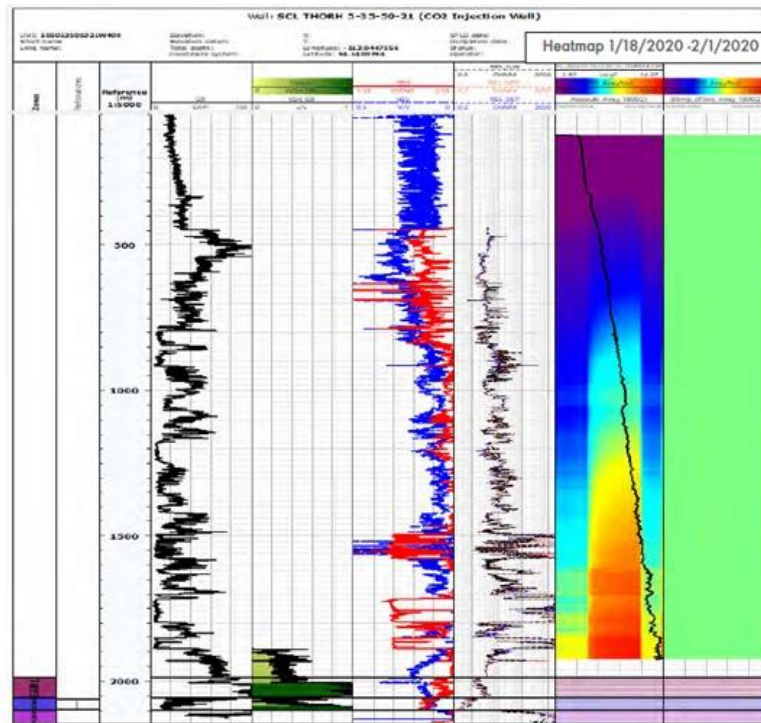


Figure 4-20: Heatmap for IW 5-35 DTS data recorded in January 2020 during the warmback period while conducting the hydraulic isolation log.

Figura 35 Mapas de calor de los pozos

Fuente: <https://open.alberta.ca/dataset?tags=Quest+CCS+project>

4. Listas de servicios y equipos necesarios para el desarrollo de un proyecto CCS

Para este efecto se presenta en la figura abajo un resumen general de todos los macro procesos de una planta de tratamiento por aminas para absorción de CO₂ hasta el inyectar en el reservorio, así como todas las etapas de tiene un ciclo de proyectos de aproximadamente 5-6 años para lograr la operación y luego una etapa de uso del reservorio de al menos una década hasta ocupar todo el espacio diseñado y proceder con el cierre del mismo y el decomisionado de la planta de captura, las tuberías en la mayoría de países no requieren decomisionado sino una despresurización.

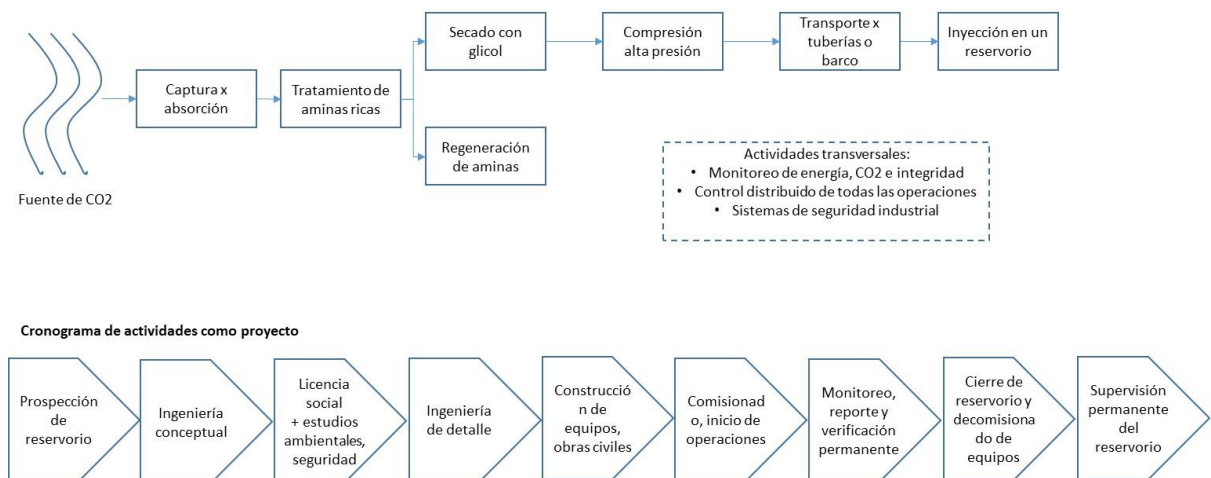


Figura 36 Esquema general de servicios y bienes relacionados a un proyecto CCS

Fuente: Elaboración propia

En una línea de tiempo, hay tres fases muy marcadas, la primera de 1-3 años para la prospección del reservorio que es similar al de un pozo de gas natural, para luego entrar el diseño de la planta de captura a nivel de ingeniería básica para la elaboración de permisos y obtención de las licencias de la administración y la de diversos grupos de interés. Realizado esto, se entra en la etapa de ingeniería de detalle y de construcción de equipos, obras civiles y el comisionado que puede demorar otros dos años.

Ya iniciada la planta de captura y los primeros inyectos, estos continuaran hasta utilizar el volumen autorizado del reservorio. Una variante es el uso de barcos en caso el CO₂ se almacene en un lugar alejado en donde haya mejores condiciones para ellos y que probablemente se de en el mar, en donde habría reservorios marinos y plataformas de recolección del gas. Por ahora, solo se están desarrollando proyectos con transporte por tuberías.

Por el lado normativo, el Artículo 22. de la ley 2099 indica lo siguiente: *“Tecnología de captura, utilización y almacenamiento de carbono. El gobierno nacional desarrollara la reglamentación para la promoción y desarrollo de las tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono CCUS”. El Parágrafo segundo da los detalles de los beneficios: **Las inversiones, los bienes, equipos y maquinaria** destinados a la captura, utilización y almacenamiento de carbono gozarán de los beneficios de descuento del impuesto sobre renta al que se refiero el artículo 255 del Estatuto Tributario; exclusión del IVA de que trata el numeral 16 del artículo 424 del Estatuto tributario depreciación acelerada establecido en el artículo 14 de la ley 1715 de 2014. Para lo cual se deberán registrar los proyectos que se desarrollen en este sentido en el Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases Efecto Invernadero definido en el artículo 175 de la ley 1753 de 2015 y solicitar certificación de la UPME como requisito previo a la obtención de dichos beneficios.*

En razón a lo anterior, es necesario hacer un análisis de los requisitos normativos con el fin de establecer el alcance de la lista a proponer.

4.1 Requisitos normativos primarios

El artículo 22 de la Ley 2099 de 2021, señala:

“Artículo 22. Tecnología de captura, utilización y almacenamiento de carbono. El Gobierno nacional desarrollará la reglamentación necesaria para la promoción y desarrollo de las tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS).

Parágrafo primero. Se entiende por CCUS, el conjunto de procesos tecnológicos cuyo propósito es reducir las emisiones de carbono en la atmósfera, capturando el CO2 generado a grandes escalas en fuentes fijas para almacenarlo en el subsuelo de manera segura y permanente.

Parágrafo segundo. Las inversiones, los bienes, equipos y maquinaria destinados a la captura, utilización y almacenamiento de carbono gozarán de los beneficios de descuento del impuesto sobre la renta al que se refiere el artículo 255 del Estatuto Tributario; exclusión de IVA de que trata el numeral 16 del artículo 424 del Estatuto Tributario depreciación acelerada establecido en el artículo 14 de la Ley 1715 de 2014. Para lo cual se deberán registrar los proyectos que se desarrollen en este sentido en el Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases Efecto Invernadero definido en el artículo 175 de la Ley 1753 de 2015 y solicitar certificación de la UPME como requisito previo a la obtención de dichos beneficios.”

De lo anterior se encuentra que los incentivos de los cuales gozarán las inversiones en CCUS son los siguientes:

- Descuento en la renta referido en el artículo 255 del Estatuto Tributario.
- Exclusión de IVA según lo establecido en el numeral 16 del artículo 424 del Estatuto Tributario.
- Depreciación acelerada, establecida en el artículo 15 de la Ley 1715 de 2014.

Adicionalmente, se deberán cumplir los siguientes requisitos:

- Los proyectos deberán registrarse en el Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases Efecto Invernadero.
- Obtener la certificación de la UPME.

Por lo tanto, es necesario revisar el alcance de cada una de las normas citadas con el fin de establecer la lista de bienes y servicios que podrán calificar para obtener los incentivos señalados.

Descuento en la renta.

El artículo 255 del Estatuto Tributario establece:

“DESCUENTO PARA INVERSIONES REALIZADAS EN CONTROL, CONSERVACIÓN Y MEJORAMIENTO DEL MEDIO AMBIENTE. Las personas jurídicas que realicen directamente inversiones en control, conservación y mejoramiento del medio ambiente, tendrán derecho a descontar de su impuesto sobre la renta a cargo el 25% de las inversiones que hayan realizado en el respectivo año gravable, previa acreditación que efectúe la autoridad ambiental respectiva, en la cual deberá tenerse en cuenta los beneficios ambientales directos asociados a dichas inversiones. No darán derecho a descuento las inversiones realizadas por mandato de una autoridad ambiental para mitigar el impacto ambiental producido por la obra o actividad objeto de una licencia ambiental.” (...)

A su vez, el decreto 2205 de 2017 modifica al decreto 1625 de 2016, Único en Materia Tributaria, reglamentando lo relacionado con las inversiones en control del medio ambiente el mencionado artículo, listando las inversiones que no serán objeto del incentivo referido:

Artículo 1.2.1.18.54. Inversiones en control del medio ambiente o conservación y mejoramiento del medio ambiente que no otorgan derecho al descuento. En desarrollo de lo dispuesto en el artículo 255 del Estatuto Tributario. no serán objeto del descuento del impuesto sobre la renta las siguientes inversiones:

- a) *Las efectuadas por mandato de una autoridad ambiental para mitigar el impacto ambiental producido por la obra o actividad que requiera de licencia ambiental.*
- b) *Las que no sean constitutivas o no formen parte integral de inversiones en control del medio ambiente o conservación y mejoramiento del medio ambiente de acuerdo con lo previsto en los artículos 1.2.1.18.51. al 1.2.1.18.56. del presente decreto.*
- c) *Gasodomésticos y electrodomésticos en general.*
- d) *Bienes, equipos o maquinaria que correspondan a acciones propias o de mantenimiento industrial del proceso productivo.*
- e) *Bienes, equipos o maquinaria destinados a proyectos, programas o actividades de reducción en el consumo de energía y/o eficiencia energética, a menos que estos últimos correspondan al logro de metas ambientales concertadas con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, para el desarrollo de estrategias, planes y programas nacionales de ahorro y eficiencia energética establecidas por el Ministerio de Minas y Energía.*
- f) *Bienes, equipos o maquinaria destinados a programas o planes de reconversión industrial, a menos que correspondan a actividades de control del medio ambiente, de acuerdo con lo previsto en los artículos 1.2.1.18.51. al 1.2.1.18.56. del presente decreto.*
- g) *Bienes, equipos o maquinaria destinados a proyectos o actividades de reducción en el consumo de agua, a menos que dichos proyectos sean el resultado de la implementación de los programas para el uso eficiente y ahorro del agua de que trata la Ley 373 de 1997.*
- h) *La adquisición de predios, diferente a la contemplada dentro de los literales e), f) y g) del artículo 1.2.1.18.53 del presente Decreto.*
- i) *Realización de estudios de preinversión, tales como consultorías o proyectos de investigación.*
- j) *Contratación de mano de obra.*

De acuerdo con lo anterior, se concluye que no podrán aplicar al incentivo de descuento en la renta, las inversiones relacionadas con estudios de preinversión, como consultorías o proyectos de investigación, ni la contratación de mano de obra, es decir, que los servicios no pueden calificar al incentivo.

Exclusión de IVA.

El numeral 16 del artículo 424 del Estatuto Tributario señala:

ARTICULO 424. BIENES QUE NO CAUSAN EL IMPUESTO. Los siguientes bienes se hallan excluidos del impuesto y por consiguiente su venta o importación no causa el impuesto sobre las ventas. Para tal efecto se utiliza la nomenclatura arancelaria Andina vigente:

(...) 16. La compraventa de maquinaria y equipos destinados al desarrollo de proyectos o actividades que se encuentren registrados en el Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases Efecto Invernadero definido en el artículo 155 de la Ley 1753 de 2015, que generen

y certifiquen reducciones de Gases Efecto Invernadero – GEI, según reglamentación que expida el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

La aplicación de este numeral se hará operativa en el momento en que el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible emita las reglamentaciones correspondientes al Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases Efecto Invernadero. Esto, sin perjuicio del régimen de transición que dicho registro determine para los casos que tengan lugar en el período comprendido entre la entrada en vigor de la presente ley y la operación del registro.

En consecuencia, en la aplicación de este incentivo se deberá tener en cuenta lo siguiente:

- Que la inversión corresponda a compra de maquinaria y equipos.
- Que el proyecto se encuentre registrado en el Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases Efecto Invernadero.
- Que el proyecto generará y certificará reducciones de Gases Efecto Invernadero – GEI, según reglamentación que expida el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Depreciación Acelerada.

El artículo 14 de la Ley 1715 de 2014 establece:

(...) “ARTÍCULO 14. INSTRUMENTOS PARA LA PROMOCIÓN DE LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA (FNCE) Y GESTIÓN EFICIENTE DE LA ENERGÍA. INCENTIVO CONTABLE DEPRECIACIÓN ACELERADA DE ACTIVOS. Las actividades de generación a partir de fuentes no convencionales de energía (FNCE) y de gestión eficiente de la energía, gozará del régimen de depreciación acelerada.

La depreciación acelerada será aplicable a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación de los proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía (FNCE), así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos y para acciones o medidas de gestión eficiente de la energía, incluyendo los equipos de medición inteligente, que sean adquiridos y/o construidos, exclusivamente para estos fines, a partir de la vigencia de la presente ley. Para estos efectos, la tasa anual de depreciación será no mayor de treinta y tres punto treinta y tres por ciento (33.33%) como tasa global anual. La tasa podrá ser variada anualmente por el titular del proyecto, previa comunicación a la DIAN, sin exceder el límite señalado en este artículo, excepto en los casos en que la ley autorice porcentajes globales mayores.” (...)

Se concluye entonces, que la depreciación acelerada aplica para maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación, de acuerdo con las definiciones contenidas en el Decreto 1625 de 2016, modificado por el Decreto 895 de 2022, el cual define las etapas referidas.

1. *Etapa de preinversión: La etapa de preinversión comprende las actividades de investigación y desarrollo tecnológico o formulación e investigación preliminar o la medición y evaluación de los potenciales recursos;*
2. *Etapa de inversión: La etapa de inversión comprende las actividades relacionadas con la formulación de estudios técnicos, financieros, jurídicos, económicos y ambientales definitivos; así como las actividades de montaje e inicio de operación; y*
3. *Etapa de operación: La etapa de operación comprende las actividades de administración, operación y mantenimiento del proyecto.*

4.2 Listado de bienes

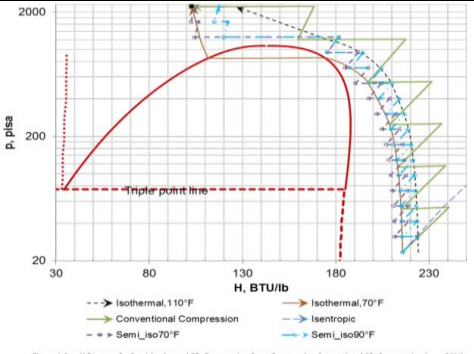
De acuerdo con lo anteriormente expuesto, ninguno de los servicios como son estudios técnicos, legales, ambientales, etc., análisis de laboratorio, sísmica, prospección, etc., y en general ningún servicio, califica para acceder a los incentivos tributarios.

En la etapa de construcción, la mayoría de las infraestructuras y equipos siguen las normas de la industria de gas y petróleo, específicamente las de manejo de gas natural que suele tener presiones muy similares a las del CO₂, incluyendo las aminas, con la novedad que el volumen que se usara en el proceso de absorción es mucho mayor y se requerida de equipos de compresión iniciales y finales. Para efectos prácticos se presenta la siguiente lista de equipos y materiales que son de uso crítico para un potencial proyecto CCS, no obstante, posteriormente se muestra la lista definitiva, la cual incluye otros equipos de proceso que de acuerdo con lo establecido en la normativa, califican para acceder a los incentivos.

Equipos/elemento/maquinaria	Etapa	Descripción
Aminas para proceso de absorción	Captura	Las aminas son el corazón del proceso, normalmente se compran a un licenciante que proveerá la amina, por ejemplo, una MEA y aditivos químicos en función al tipo de gas que se pretenda tratar en pre o post combustión. Las aminas son productos que requieren un manejo especial por su toxicidad, para la reposición por evaporación en el proceso en caliente de captura, y la gestión de residuos que se forman en las paredes de los reactores, ductos y equipos. El gas que se captura no es totalmente CO ₂ puro, hay otros hidrocarburos y esto

		<p>genera una necesidad de mantenimientos, lavados químicos, y reajustes de formulación.</p>
<p>Compresor inicial de absorción de baja presión</p>	<p>Captura</p>	<p>Los compresores de la etapa inicial de captura de gas rico en CO₂ son específicos de un proceso CCS, se fabrican para este efecto, normalmente son centrífugos de baja presión, máximo 14 KPa y ayudan a la captura y el envío del gas al reactor en donde recibe en contraflujo la lluvia de aminas para la captura del CO₂.</p> <p>Estos equipos se construyen en acero inoxidable, son costosos y su consumo de energía puede ser problemático para la eficiencia del proyecto. La mayoría de los diseños se complican por decisiones entre licuar a menores temperaturas o manejar mayores presiones y esta última opción es la que normalmente es elegida. Se adjunta de referencia:</p> <p>https://www.powermag.com/capturing-co2-gas-compression-vs-liquefaction/</p>
<p>Sistema de recuperación de aminas gastadas</p>	<p>Captura</p>	<p>De modo similar al de recuperación de agua, los sistemas de recuperación de amina por calentamiento y enfriamiento suelen diseñarse y suministrarse como paquete para acoplarse a un gran proceso en función al tipo de licencia de amina que se use.</p> <p>Se adjunta la referencia:</p> <p>https://transtextreating.com/equipments/amine-plants/</p>
<p>Sistema de recuperación de agua remanente</p>	<p>Transporte</p>	<p>Los sistemas de deshidratación normalmente se diseñan como paquete, de modo que se acoplan al sistema antes del ingreso al compresor de alta presión</p>

		<p>para asegurar el contenido de agua final del líquido supercrítico que ingresara a las tuberías y que no genere corrosión en el largo plazo. Los sistemas TEG son muy empleados en sistemas de gas y petróleo. Se adjunta de referencia:</p> <p>https://www.fiorentini.com/en/solutions/systems/gas-treatment/gas-dehydration-packages-with-liquid-media-technology-teg-deg-meg/</p>
<p>Sistema de compresión de alta presión</p>	<p>Transporte</p>	<p>Es posiblemente el corazón del sistema pues tiene que comprimir en multietapas el CO2 hasta 140 MPa en estado de fase supercrítico. Se adjuntan referencias de fabricación de este tipo de turbo maquinaria de fabricantes que han participado en proyectos CCS en Japón y Alemania. Es un sistema que comprime para licuar el gas, lo enfría, lo seca, lo inyecta en tuberías y lo enfría en el camino.</p> <p>https://solutions.mhi.com/ccus/co2-compressor/</p> <p>https://www.man-es.com/process-industry/solutions/carbon-captury-with-waste-heat-recovery?fcb46c7-6e00-4039-be44-15f5a54d4eb1%5B%5D=1</p> <p>El número de etapas es usualmente no menor a 8 para lograr subir a líquido supercrítico como se muestra abajo.</p>

		 <p>Figure 4-5. p-H Diagram for Semi-Isothermal CO₂ Compression Cases Compared to Conventional CO₂ Compression ($\eta_c = 86\%$)</p>																						
<p>Tuberías para transporte de CO₂</p>	<p>Transporte e inyectó</p>	<p>Con el incremento de proyectos CCS hay una mayor oferta de tuberías, que en general son de acero al carbono de alta resistencia para manejar presiones sobre 140 MPa y la corrosión que dependerá del producto a movilizar.</p> <p>Hay opciones de tubos con recubrimientos. Para el caso del pozo, el sistema de inyectó de hasta 2000m y el cabezal suele ser de materiales aleados de mayor resistencia, ver como referencia:</p> <p>Table 6 Typical construction materials for CO₂ injection wells (Zanker et al., 2008)</p> <table border="1" data-bbox="885 1186 1364 1522"> <thead> <tr> <th>Component</th> <th>Materials</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Upstream metering and piping runs</td> <td>316SS, Fibreglass</td> </tr> <tr> <td>Christmas tree</td> <td>316SS, Ni, Monel</td> </tr> <tr> <td>Valve packing and seals</td> <td>Teflon, Nylon</td> </tr> <tr> <td>Wellhead</td> <td>316SS, Ni, Monel</td> </tr> <tr> <td>Tubing Hanger</td> <td>316SS, Incoloy</td> </tr> <tr> <td>Tubing</td> <td>GRE lined carbon steel, IPC carbon steel, CRA</td> </tr> <tr> <td>Tubing joint seals</td> <td>Seal ring (GRE), coated threads and collars (IPC)</td> </tr> <tr> <td>ON/OFF tool, profile nipple</td> <td>Ni-plated parts, 316SS</td> </tr> <tr> <td>Packers</td> <td>Internally coated hardened rubber of 80-90 durometer strength (Buna N), Ni-plated parts</td> </tr> <tr> <td>Cements and cement additives</td> <td>API cements and/or acid resistant speciality cements and additives</td> </tr> </tbody> </table> <p>https://www.twi-global.com/technical-knowledge/published-papers/selection-of-materials-for-high-pressure-co2-transport</p>	Component	Materials	Upstream metering and piping runs	316SS, Fibreglass	Christmas tree	316SS, Ni, Monel	Valve packing and seals	Teflon, Nylon	Wellhead	316SS, Ni, Monel	Tubing Hanger	316SS, Incoloy	Tubing	GRE lined carbon steel, IPC carbon steel, CRA	Tubing joint seals	Seal ring (GRE), coated threads and collars (IPC)	ON/OFF tool, profile nipple	Ni-plated parts, 316SS	Packers	Internally coated hardened rubber of 80-90 durometer strength (Buna N), Ni-plated parts	Cements and cement additives	API cements and/or acid resistant speciality cements and additives
Component	Materials																							
Upstream metering and piping runs	316SS, Fibreglass																							
Christmas tree	316SS, Ni, Monel																							
Valve packing and seals	Teflon, Nylon																							
Wellhead	316SS, Ni, Monel																							
Tubing Hanger	316SS, Incoloy																							
Tubing	GRE lined carbon steel, IPC carbon steel, CRA																							
Tubing joint seals	Seal ring (GRE), coated threads and collars (IPC)																							
ON/OFF tool, profile nipple	Ni-plated parts, 316SS																							
Packers	Internally coated hardened rubber of 80-90 durometer strength (Buna N), Ni-plated parts																							
Cements and cement additives	API cements and/or acid resistant speciality cements and additives																							
<p>Instrumentación de detección de CO₂ para tuberías y áreas de trabajo de proyectos con escala de</p>	<p>Transporte e inyectó</p>	<p>La instrumentación para todo el sistema desde la captura hasta la integridad del reservorio requiere de diversos</p>																						

<p>reservorios del orden de decenas de MtCO₂ y ratios de inyectado > 1.0 MtCO₂/año.</p>		<p>medidores en tiempo real y con rangos diferentes de alcance que son tecnologías que existen hace décadas en el mercado. Se adjunta información de un fabricante importante del sector:</p> <p>https://www.emerson.com/documents/automation/application-note-carbon-dioxide-co2-measurement-in-natural-gas-rosemount-en-71684.pdf</p> <p>Las tecnologías de medición son normalmente cromatográficas para altos flujos, como son la medición antes del inyectado en un pozo o a la salida del compresor de alta presión. Para los casos de control de integridad, por seguridad, la medición es óptica de tipo infrarroja pues se busca una detección rápida para tomar medidas de primera respuesta.</p>
--	--	--

Tabla 12 Lista de servicios necesarios para desarrollar proyectos CCS

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se presenta la lista sugerida de los equipos que pueden aplicar a los incentivos tributarios, indicando además para cual incentivo específico aplica y para los que no.

ELEMENTO/ EQUIPO/ MAQUINARIA	ETAPA	COMENTARIO	DESCUENTO art 255 E.T (elementos, maquinaria y equipo. Todas las etapas, no incluye servicios)	IVA Art 424 num 16(maquinaria y equipo todas las etapas)	DEP ACELERADA art 14 Ley 1715(maquinarias, equipos y obras civiles. Etapas preinversión, inversión y operación
CAPTURA CO2 tecnología post combustión					
Aminas para proceso de absorción	Inversión	Destinada para proyectos de captura de CO2	SI	NO	SI
Columnas de adsorción/desorción	Inversión	Acorde con el tamaño de la planta.	SI	SI	SI
Compresor inicial de absorción de baja presión	Inversión	Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
Instrumentación	Inversión	Instrumentos para detección de CO2, medición de presión, temperatura.	SI	SI	SI
Sistema de compresión de alta presión	Inversión	Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
Sistema de recuperación de aminas gastadas	Inversión	Regenerador o strippers. Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
Sistema de recupero de agua remanente	Inversión	Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
Tuberías/ductos	Inversión	Acorde con el tamaño de la planta	SI	SI	SI

ELEMENTO/ EQUIPO/ MAQUINARIA	ETAPA	COMENTARIO	DESCUENTO art 255 E.T (elementos, maquinaria y equipo. Todas las etapas, no incluye servicios)	IVA Art 424 num 16(maquinaria y equipo todas las etapas)	DEP ACELERADA art 14 Ley 1715(maquinarias, equipos y obras civiles. Etapas preinversión, inversión y operación)
CAPTURA CO2 Adsorción					
Columnas de adsorción/desorción	Inversión	Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
CAPTURA CO2 Separación con membranas					
Membranas	Inversión	Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
CAPTURA CO2 Bucle químico					
Reactores/Convertidores de lecho fluidizado	Inversión	Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
CAPTURA CO2 Separación criogénica					
Columnas de destilación	Inversión	Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
Compresores	Inversión	Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
Dispositivos de expansión	Inversión	Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI

ELEMENTO/ EQUIPO/ MAQUINARIA	ETAPA	COMENTARIO	DESCUENTO art 255 E.T (elementos, maquinaria y equipo. Todas las etapas, no incluye servicios)	IVA Art 424 num 16(maquinaria y equipo todas las etapas)	DEP ACELERADA art 14 Ley 1715(maquinarias, equipos y obras civiles. Etapas preinversión, inversión y operación
Intercambiadores de calor	Inversión	Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
TRANSPORTE CO2 AL RESERVORIO					
carrotanques	Inversión	con destinación exclusiva al transporte de CO2 licuado	SI	SI	SI
compresores	Inversión	Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
instrumentación	Inversión	Instrumentos para medir caudal, presión, temperatura, concentración CO2	SI	SI	SI
sistemas de bombeo	Inversión	Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
Tuberias/ductos	Inversión	Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI

ELEMENTO/ EQUIPO/ MAQUINARIA	ETAPA	COMENTARIO	DESCUENTO art 255 E.T (elementos, maquinaria y equipo. Todas las etapas, no incluye servicios)	IVA Art 424 num 16(maquinaria y equipo todas las etapas)	DEP ACELERADA art 14 Ley 1715(maquinarias, equipos y obras civiles. Etapas preinversión, inversión y operación
ALMACENAMIENTO CO2					
Bombas	Inversión	bombas de lodos, de agua. Deben cumplir normas nacionales o internacionales	SI	SI	SI
Compresores	Inversión	Deberán cumplir normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
Elementos estructurales de pozos de reinyección	Inversión	materiales para revestimiento como acero, concreto, pozos de inyección	SI	NO	NO
instrumentación y equipos de monitoreo	Inversión	Instrumentos para medir caudal, presión, temperatura, concentración CO2, sistema de muestreo de fluidos en profundidad, Equipos de tomografía eléctrica	SI	SI	SI
obras civiles para construcción pozo de inyección	Inversión		SI	NO	SI
Perforadoras de pozo	Inversión	Destinadas exclusivamente a proyectos de almacenamiento de CO2	SI	SI	SI
Sistemas de inyección de CO2	Inversión	Destinados a inyección de CO2	SI	SI	SI

ELEMENTO/ EQUIPO/ MAQUINARIA	ETAPA	COMENTARIO	DESCUENTO art 255 E.T (elementos, maquinaria y equipo. Todas las etapas, no incluye servicios)	IVA Art 424 num 16(maquinaria y equipo todas las etapas)	DEP ACELERADA art 14 Ley 1715(maquinarias, equipos y obras civiles. Etapas preinversión, inversión y operación)
software especializado	Inversión		SI	SI	SI
tanques de almacenamiento	Inversión	Destinados al almacenamiento temporal previa inyección al reservorio	SI	SI	SI
Tuberías/ductos	Inversión	Deberán cumplir normas técnicas nacionales o internacionales	SI	SI	SI
Válvulas	Inversión	válvulas de control, cierre, seguridad, etc. Deberán cumplir normas técnicas nacionales o internacionales	SI	SI	SI

Tabla 13 Lista de bienes necesarios para desarrollar proyectos CCS, susceptibles a aplicar a incentivos tributarios.

Fuente: Elaboración propia

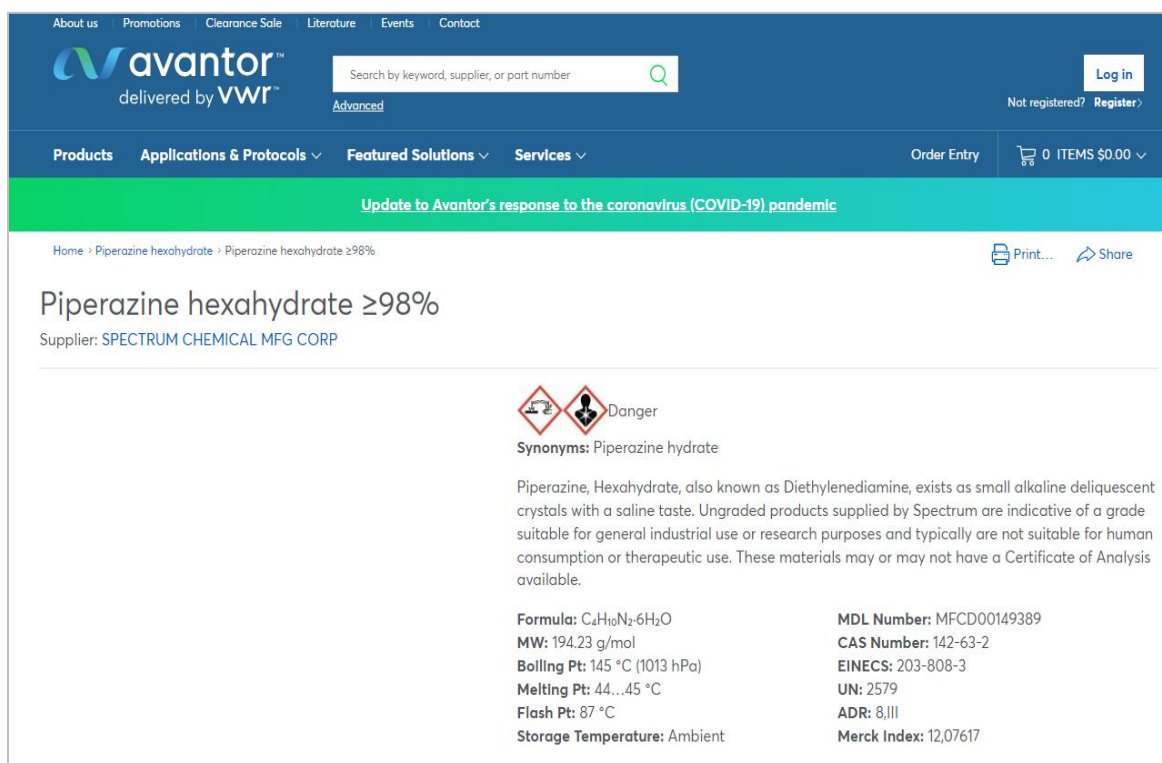
4.3 Hojas técnicas de equipos/materiales críticos para CO₂ y sujetos de soporte fiscal

La mayoría de los equipos que se proponen a continuación en un nivel de desarrollo TRL 9 u TRL 8. Son en su mayoría pioneras para una aplicación de gran escala (sobre 1.0 MtCO₂/año) en Colombia y su nivel de introducción comercial masivo a nivel global es limitado y concentrado en la poca demanda que tienen en esta etapa los proyectos de captura y almacenamiento.

- (a) **Aminas para la captura de CO₂**: la solución que se usara para la absorción del CO₂ (al 80% al menos del flujo de gases emisor) es una mezcla bajo una licencia de un proveedor de ingeniería para este tipo de plantas. Normalmente se usa una amina tal como Methyldiethanolamine (MDEA) y un compuesto de Piperazine Hexahydrate (DEDA), con proporciones que son ensayadas en un laboratorio por el licenciante. Un tercer elemento del proceso es agua industrial limpia, que se usa para moderar la temperatura del proceso de absorción y que típicamente no pasa de 35-40oC.

El DEDA tiene otros nombres comerciales tales como ARPEZINE; ARTHRITICINE; PARID; VERMISOL; PIPERAZINE; OHS18935; RTECS TM0850000. Su uso principal es en medicina y a nivel industrial como inhibidor de corrosión. Es un producto alcalino, toxico y que tiene que manipularse con los cuidados que indica su hoja MDS.


Aunque la tecnología de aminas para captura de CO₂ en proyectos de gas natural a baja escala es antigua, su uso en grandes instalaciones sobre el millón de tCO₂ al año es un esquema tecnológico diferente, donde habrá uso de licenciantes con mezclas y condiciones operacionales de temperatura y límites de uso de agua muy específicos de la patente. Lo que hace de estas tecnologías para alta escala un TRL8, pues va a requerir una etapa de adaptación a las condiciones de los humos que se tratan y los cambios térmicos por estacionalidad en el sitio de captura durante el año, hasta que se logre la eficiencia optima de captura tanto en kilos de CO₂/kilo de amino del ciclo como a nivel de consumo de energía por kilo de CO₂ capturado. No hay patentes en uso para esta escala aún en Colombia.



Home > Piperazine hexahydrate > Piperazine hexahydrate ≥98%

Piperazine hexahydrate ≥98%

Supplier: SPECTRUM CHEMICAL MFG CORP

 Danger

Synonyms: Piperazine hydrate

Piperazine, Hexahydrate, also known as Diethylenediamine, exists as small alkaline deliquescent crystals with a saline taste. Ungraded products supplied by Spectrum are indicative of a grade suitable for general industrial use or research purposes and typically are not suitable for human consumption or therapeutic use. These materials may or may not have a Certificate of Analysis available.

Formula: C ₄ H ₁₀ N ₂ ·6H ₂ O	MDL Number: MFCD00149389
MW: 194.23 g/mol	CAS Number: 142-63-2
Boiling Pt: 145 °C (1013 hPa)	EINECS: 203-808-3
Melting Pt: 44...45 °C	UN: 2579
Flash Pt: 87 °C	ADR: 8,III
Storage Temperature: Ambient	Merck Index: 12,07617

Figura 37 Hoja técnica de una piparazina hexahidratada sobre 98% en volumen

Fuente: <https://us.vwr.com/store/product/7831807/piperazine-hexahydrate-98>

La amina tiene otros nombres comerciales tales como N-METHYLIMINODIETHANOL; N-METHYL-2, 2'-IMINODIETHANOL; 2,2'-(METHYLIMINO)DIETHANOL; 2,2-(METHYLIMINO)BIS-ETHANOL; METHYLDIETHANOLAMINE; METHYL DIETHANOLAMINE; MDEA; C₅H₁₃NO₂; HYSOL HD3410; OHS15750; KL7525000. Es un producto irritante ligeramente combustible y debe manejarse con los cuidados que indica su hoja MDS.

Typical Physical Properties ⁽¹⁾	
Properties	Diethanolamine
Formula	(HOCH ₂ CH ₂) ₂ NH
Molecular Weight	105.14
Apparent Sp. Gr. at 30/4°C	1.08818
ΔSp. Gr./ Δt at 35 to 65°C	0.00065
Boiling Point at 760 mm Hg, °C (°F)	268 or 259 (514)
At 59mm Hg, °C	182
At 10mm Hg, °C	150
Vapor Pressure at 20°C, mm Hg	<0.01
Freezing Point, °C (°F)	28.0 (82.4)
Absolute Viscosity at 20°C, cP	—
At 30°C, cP	380
Solubility at 20°C, % by wt	
In Water (supercooled liquid)	Complete
Water In	—
Solubility in Organic Liquids at 25°C, % by wt	
Acetone (supercooled liquid)	Complete
Benzene	0.03
Carbon Tetrachloride	0.01
Ethyl Ether	0.5
Heptane	0.03
Methanol (supercooled liquid)	Complete
Surface Tension at 30°C, dynes/cm	48.5
Refractive Index at 30°C, n _D 20	1.4747
ΔNo/Δt at 35°C to 65°C	0.00027
Flash Point, Pensky-Martens Closed Cup (ASTM D 93), °C (°F)	191 (375)

(1) Data represent typical physical properties only and should not be construed as product specifications.

Figura 38 Hoja técnica de una amina tipo di-etanolamina

Fuente: <https://www.dow.com/en-us/pdp.diethanolamine-dea.87913z#tech-content>

- (b) **El acero de las tuberías para transporte** de CO₂ en estado supercrítico y capaz de soportar los cambios de temperatura por la estacionalidad del terreno es típicamente un CSA Z245.1 Gr. 386 Cat II cuyo equivalente americano en API es el 5L. El CSAZ245.1 no está listado para uso bajo norma ASME, pero es muy similar al ASME 31.10 y se usa con espesores sobre los 12mm. Este tipo de acero tiene que manejar un flujo continuo de CO₂ al menos al 99.3%, con presencia de H₂ de 0.48% y de agua hasta 0.0040% (depende de las condiciones de secado antes del bombeo al pozo o barco). Las tuberías son sin costura. Se adjunta la hoja de técnico de un proveedor internacional como referencia.

El acero de este tipo para transporte de CO₂ es un producto maduro de nivel TRL 9, una tecnología comprobada en la industria de gas y petróleo.

API 5L
Specification for Line Pipe
Imperial Grades: A(30), B(36), X42, X46, X52, X56, X60, X65, X70
Metric Grades: L175, L210, L245, L290, L320, L360, L390, L415, L450, L485
PSL1: Not Impact Tested
PSL2: Impact 27J at 0°C (for \leq NPS30)
NPS $\frac{1}{2}$ to 24 ERW; NPS 26 to 108 DSAW
All Wall Thicknesses
End Finishes: Plain End, Bevel, T&C, Victaulic Groove
CSA Z245.1
Steel Pipe
Grades: 241, 290, 359, 386, 414, 448, 483, 550, 620, 690, 825
Category I: Not Impact Tested
Category II: Impact 27J at -45°C; 60% Shear
Category III: Impact 27J at -45°C; No Shear Requirement
NPS $\frac{1}{2}$ to 24 ERW Pipe; NPS 26 to 108 DSAW Pipe
NPS $\frac{1}{8}$ to 36 Seamless Pipe
All Wall Thicknesses
End Finishes: Plain End, Bevel, T&C, Victaulic Groove

Figura 39 Hoja técnica del acero para tuberías de transporte de CO₂ a alta presión

Fuente: https://www.pumpfundamentals.com/php_pages/pipe-size/src/ansi-pipechart.pdf

- (c) **Bomba de aminas de refuerzo de presión.** Es una bomba de bajo diferencial de presión, de operación continua en la unidad de recirculación de aminas. Con una presión de diferencial de cabeza de 1139 KPa. Para el cálculo del NPSH o la altura de aspiración positiva, el solvente del fondo del stripper de aminas está en su punto de burbujeo así la presión de vapor es la misma que el fondo del regenerador y por lo tanto el NPSH es solamente debido a la diferencia de alturas entre el eje de la bomba y el nivel de líquido bajo del sumidero del tanque. Su efecto es de refuerzo o boosting.

La bomba normalmente es de tipo centrifugo, fabricada en acero inoxidable tipo 316 (dúplex SS), Hastelloy y acero AISI 4140/8620/9310 y aluminio para soportar la corrosión de la amina. Las bombas para aminas, para compensación hidrostática de tanques en operación continua son un mercado pequeño, no hay muchos fabricantes, hay una oferta comercial limitada por lo que estaría en un TRL9, pero haciendo la salvedad del poco nivel de penetración en el mercado. No hay bombas de este tipo operando en Colombia con aminas.

Industrial Grade High-Pressure Pump



Sunflo P-2500



The P-2500 is part of the Sunflo line of industrial grade, high pressure pumps for general service. It covers the middle range in the product family performance envelope to address ranges that include:

- Flows to 180 gpm (41 m³/hr)
- Heads to 2,600 ft (792 m)

Used in general industry services including wash water, boiler feed, condensate, mineral processing, reverse osmosis, high pressure wash down and tank farm transfer, the Sunflo P-2500 is a highly efficient, high pressure pump that remains in continuous service worldwide.

The P-2500 is designed to deliver maximized up-time, reduced maintenance costs and optimized productivity over the lifecycle of the unit.

Specifications

Heads To	250 to 2,600 ft	53 to 554 m	60HZ: 76 to 792 m
Flows To	20 to 180 gpm	3 to 40 m ³ /hr	60HZ: 4 to 50 m ³ /hr
Max Power	75 hp	55 kW	
Temp Range	-50 to 300°F	-46 to 149°C	
Number of Stages	1.0		
Max Case Working Pressure	1,440 psi	105 kg/cm ²	
Max Suction Pressure	250 psi (18 kg/cm ²)		
Standard Delivery	3 Weeks		
Speed Range	5,987 to 14,707 rpm-60Hz		
Materials of Construction	316SS (Duplex SS Optional), Hastelloy, AISI 4140 / 8620 / 9310 Steel, Aluminum or Cast Steel		
Bearing Materials Available	Splash Lubricated, Rolling Element		
Hydrotest Pressure	2,160 psig	151 kg/cm ² g	
Max Viscosity	10 cp		
Solids Range	0.015" (0.381mm), 400 microns		
Mounting Configurations	Close Coupled, Frame Mounted		
Number of Available Hydraulics	147.0		
Seal Configurations Available	Single, Double, Tandem		
Available Inducer	Yes		
Available Flanges	NPT, 3000RF, 6000RF		
Pump Case Corrosion Allowance	Generous Clearances		
Suction and Discharge Size	2" X 1.5"		
Seal Plans for Sunflo Pumps	11, 13, 21, 23, 31, 32, 41, 52, 53		

Figura 40 Hoja técnica de bomba de refuerzo para stripper de aminas

Fuente: <https://support.sundyne.com/Document/SDDOC-1967670389-333>

- (d) **Bomba de carga de aminas.** Es una bomba de mayor presión de trabajo que la de boosting, de tipo centrífugo, ciclo continuo y donde la operación continua con un producto químico alcalino obliga a usar materiales que soporten la corrosión como el acero inoxidable 316 y el uso de sellos especiales, normalmente con doble sello por seguridad o sellos de alto rendimiento de carburo o magnéticos.

Similar a las bombas de compensación, no hay muchos fabricantes de sistema de carga, hay una oferta comercial limitada por lo que estaría en un TRL9, pero haciendo la salvedad del poco nivel de penetración en el mercado. Se destaca el doble sello por el tema de seguridad relevante en estos sistemas para no generar espacios confinados y peligrosos por ser plantas en general pioneras las que usan estos equipos. No hay bombas de este tipo operando con aminas en Colombia.



Casing
Suction and discharge flanges are designed in accordance with the following standards:
ASME B16.5 Class 150lb Machined with 0.006" high raised face having a continuous spiral groove

Flange Loadings
Allowable flange loadings imposed by the pipework are in accordance with ANSI/HI 9.6.2.

Options

A wide variety of options are available:

<p>Materials of Construction: 316L Stainless Steel (standard) Alloy C (optional variant) Alloy 20 (optional variant)</p> <p>Containment Shells: Metallic Construction (- 40°F to 500°F) High Efficiency ZeroLoss® PEEK (- 40°F to 250°F)</p> <p>Internal Bearings: Silicon Carbide vs Silicon Carbide (standard) Carbon vs Silicon Carbide (optional) Silicon Carbide vs CMC (optional)</p> <p>Casings Drain: No Drain or 1/2" NPT Plugged</p> <p>Gaskets: Compressed Synthetic Fibre, PTFE or Graphite</p>	<p>Mounting Configuration: Close Coupled: (NEMA C-Face or C-Face/Foot Flange Mounted Motor) Separately Mounted: (NEMA Foot Mounted Motor and Flexible Coupling)</p> <p>Constructional Variants: Secondary Containment Secondary Control Oil Bath / Oil Mist Lubrication of external bearing assembly 400 - 500°F Thermal Break</p> <p>Instrumentation: Power Sensing, Temperature Sensing and VapourView®</p>
--	--

Figura 41 Hoja técnica de bomba para carga continua de aminas

Fuente: [https://hmdkontro.com/wp-](https://hmdkontro.com/wp-content/uploads/2019/07/HMD_Brochure_AM_CSA_Frame1_Pump_Range_60Hz-1.pdf)

[content/uploads/2019/07/HMD_Brochure_AM_CSA_Frame1_Pump_Range_60Hz-1.pdf](https://hmdkontro.com/wp-content/uploads/2019/07/HMD_Brochure_AM_CSA_Frame1_Pump_Range_60Hz-1.pdf)

(e) **Compresor para transporte de CO₂.** Este sistema es la de mayor consumo de energía en la planta CCS, es parte del proceso de compresión general del CO₂ (compresión, enfriador, secado por deshidratación con glicol, inyector y bomba de post enfriamiento).

El dióxido de carbono recuperado en el proceso CCS pasa a un proceso de compresión sobre los 140 bar, que se consigue comprimiendo el gas en etapas sucesivas hasta que el gas pasa de fase gas a fase supercrítica en estado líquido. Las potencias de proyectos CCS están entre 5 a 10 MW por unidad. Su nivel de desarrollo está en un TRL9 aunque son equipos tailorizados a la unidad de captura que los pida, por lo que tienen la limitante de pocos fabricantes, uso con procesos de adaptación inicial que podrían bajarlo a un TRL8. Es la unidad “central” de la captura pues convierte el CO₂ en líquido y permite evacuarlo por tuberías y su enorme costo no permite tener unidades redundantes. Normalmente los diseños usan 2-3 unidades de captura para manejar estas restricciones. No hay unidades similares en Colombia.



Figura 42 Hoja técnica de compresor AC de 8 etapas @205 bar de presión, 5.1 Mw y 18000Nm/h de CO₂

Fuente: <https://www.atlascopco.com/content/dam/atlas-copco/compressor-technique/gas-and-process/documents/Atlas%20Coproco%20GAP%208%20Stage%20200%20bar%20CO2%20compressor.pdf>

(f) **Enfriador de post compresión.** Es un sistema de enfriamiento, normalmente por agua, para bajar la temperatura del CO₂ y acomodar sus propiedades físicas luego de la compresión adiabática. Estos sistemas normalmente vienen como parte del compresor multietapas y están diseñados para el producto al que le elevan la presión. Los sistemas con agua son 4 veces más eficientes que un sistema con aire y son los preferidos para estas plantas de gran tamaño.

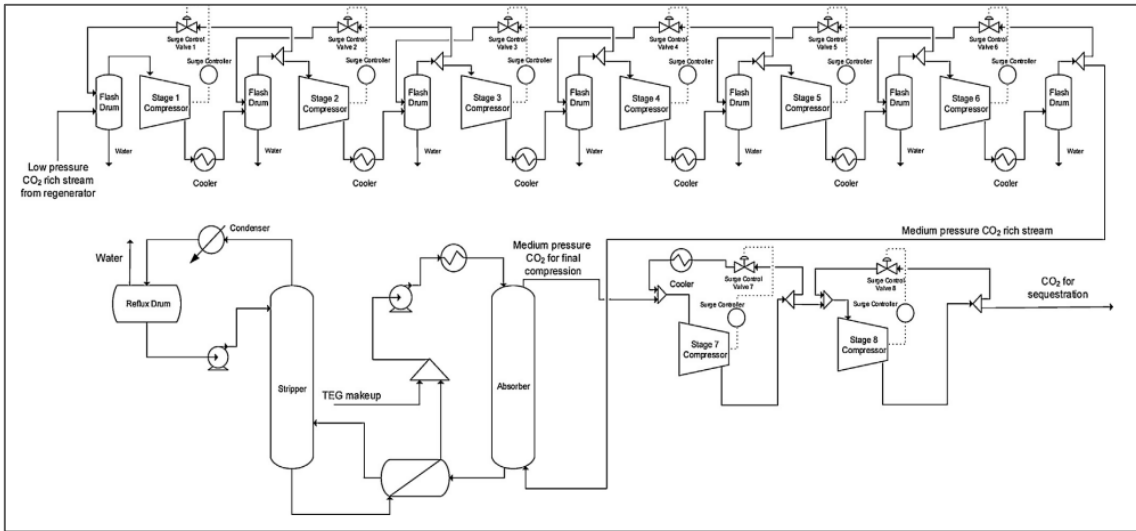


Figura 43 Esquema de sistema de enfriamiento en compresión multietapas

Fuente: Srinivasarao Modekurti et al, 2018

(g) **Unidad de deshidratación por glicol.** La GDU (glicol dehydration unit) es un paquete de procesos que suele venir en un skid que remueve el contenido de agua del CO₂ y asegura que no habrá problemas de corrosión y otras reacciones en la tubería y el reservorio. El compresor de CO₂ envía el gas a la GDU antes de que alcance la fase supercrítica. La GDU típicamente remueve el contenido de agua disuelto a casi 0.01% en términos de fracción molar. El gas se toma de una etapa intermedia y vuelve para su recompresión final evitando las complicaciones por presencia de agua.

Este producto es un TRL9 muy maduro y con años de uso en la industria de gas y petróleo, conocido en Colombia.



Figura 44 Vista de unidad GDU

Fuente: https://www.pumpfundamentals.com/php_pages/pipe-size/src/ansi-pipechart.pdf

- (h) **Bomba de inyección de CO₂.** Después que el CO₂ alcance la fase supercrítica, la bomba de inyección incrementa la presión de este sobre los 140 MPa para asegurar el inicio del bombeo en las tuberías. Puede haber unidades intermedias de bombeo en función a la longitud de la tubería. Normalmente se usan diseños de doble carcasa y en posición horizontal debido a que la presión de succión está entre 5-10 MPa y la de descarga entre 15-25 MPa. La doble carcasa es obligatoria para manejar de modo seguro este alto nivel de presión. El material de fabricación preferido es acero inoxidable austenítico con por lo menos 10% de níquel (serie 300 ASME). De modo similar a casos anteriores, es un equipo que recién está pasando a nivel TRL9, son adaptaciones que se hacen según las condiciones del reservorio y el tipo de superficie en donde se instalara. Hay pocos fabricantes y no se tiene instalado algo similar en Colombia.

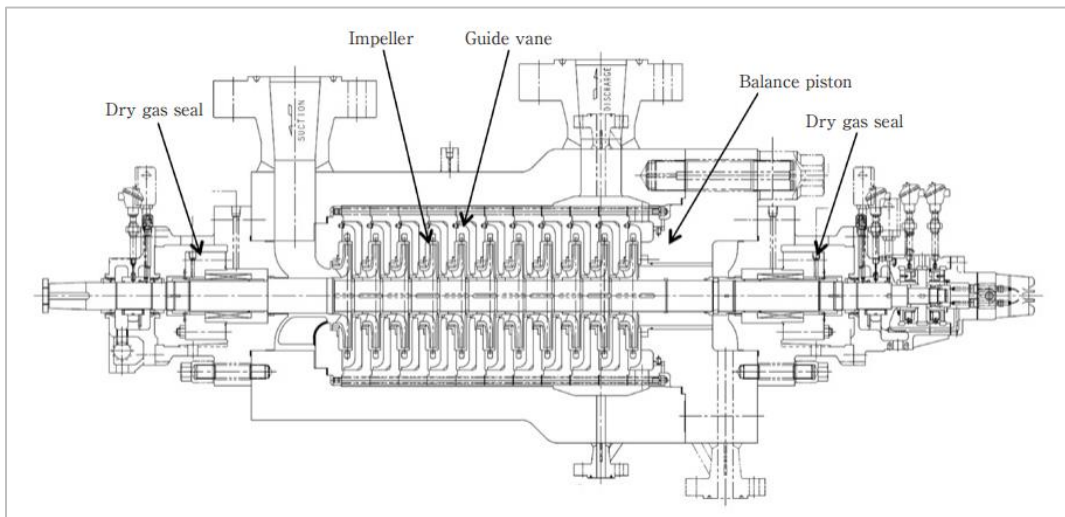


Figura 45 corte de una bomba de inyección de CO₂ a línea de transporte

Fuente: https://www.pumpfundamentals.com/php_pages/pipe-size/src/ansi-pipechart.pdf

- (i) **Medidor masico de CO₂.** La medición del CO₂ es parte crítica del plan de monitoreo-reporte-verificación del CO₂ recolectado y que se inyecta en el reservorio. La tecnología de medición por efecto coriolis¹⁷ es la preferida por su precisión y capacidad del instrumento para soportar presiones hasta 130 Bar y temperaturas hasta 130°C. Los materiales disponibles son acero inoxidable, titanio y hastelloy. Las bridas de conexión suelen ser de 150mm. Se suele instalar un único equipo en la entrada de cada pozo al reservorio. Su capacidad de medición es un modo continuo. Aunque la tecnología es TRL9, la escala de uso para medir flujos sobre 200,000 kilos CO₂/año no es común y hay pocos fabricantes que construyan medidores para este tamaño, que es para baterías de pozos de inyección CCS en un gran reservorio.

¹⁷ Ver <https://www.geoenciclopedia.com/el-efecto-coriolis/>

VersaFlow

Honeywell

Technical Information

VersaFlow Coriolis 200 Sensor for Mass Flow Specifications 34-VF-03-12, February 2022



The Solution for Bulk Mass Flow Measurement

The VersaFlow Coriolis 200 has been developed to meet the demanding requirements of the oil and gas industry and is well suited to bulk measurement in many applications. The option of Super Duplex (UNS S32760) provides a maximum operating pressure of 180 barg.

A high level of performance makes the VersaFlow Coriolis 200 suitable for the bulk measurement of petroleum and oil as well as products like syrup, molasses, and raw chemicals.

Combined with the power of the TWC9400, the VersaFlow Coriolis 200 will provide accurate measurement of mass, volume, density and concentration.

Highlights

- Innovative design with multiple large measuring tubes, gives a high flow rate capacity
- Easy to drain and easy to clean
- Optional heating jacket
- High levels of accuracy for custody transfer
- Optimized flow divider for minimum pressure loss
- Super Duplex option for operating pressures up to 180 barg
- Secondary containment up to 150 barg

Industries

- Oil & Gas
- Water & Wastewater
- Chemical & Petrochemical
- Paper & Pulp
- Pharmaceutical



Figure 1 – VersaFlow Coriolis 200 mass flow sensor

1. Comprehensive diagnostic capabilities
2. Available with a range of process connections
3. Outer casing in stainless steel 304L or 316L
4. Common electronics across the range of sensors with redundant storage of calibration and sensor data
5. Modular electronics with all output options.

Applications

- Bulk loading/unloading
- High Volume
- Pipeline measurement applications
- Allocation metering

Figura 46 Perfil de medidor masico por efecto coriolis VersaFlow 200

Fuente: [https://prod-edam.honeywell.com/content/dam/honeywell-](https://prod-edam.honeywell.com/content/dam/honeywell-edam/pmt/hps/products/pmc/field-instruments/smartline-flow-transmitters/versaflow-coriolis-mass/pmt-hps-34-vf-03-12-coriolis200.pdf?download=false)

[edam/pmt/hps/products/pmc/field-instruments/smartline-flow-transmitters/versaflow-coriolis-mass/pmt-hps-34-vf-03-12-coriolis200.pdf?download=false](https://prod-edam.honeywell.com/content/dam/honeywell-edam/pmt/hps/products/pmc/field-instruments/smartline-flow-transmitters/versaflow-coriolis-mass/pmt-hps-34-vf-03-12-coriolis200.pdf?download=false)

- (j) **Detector de CO₂.** La detección de CO₂ es un tema del MRV de procesos y de la seguridad del personal. Normalmente se tienen dos niveles de detección de CO₂, la primera en los pozos de acceso al reservorio en donde se tienen cabezales de detección por medios ópticos (infrarrojo) del dióxido de carbono. El segundo es una malla de detectores de CO₂ superficiales que se colocan a lo largo de tuberías, zonas de operación de captura de CO₂ y el perímetro del reservorio. Los detectores operan de modo individual con lectura en el instrumento y también

envían señales a un PLC o un sistema de control distribuido para la gestión de alarmas en caso de niveles peligrosos que puedan asfixiar personas. Se fabrican en acero inoxidable 316L para uso pesado en ambientes externos. El rango de servicio es de 0-2000 ppm o 0-30% en volumen en el aire. Es un producto muy maduro, TRL9 y muy usado en operaciones de gas y petróleo o química.

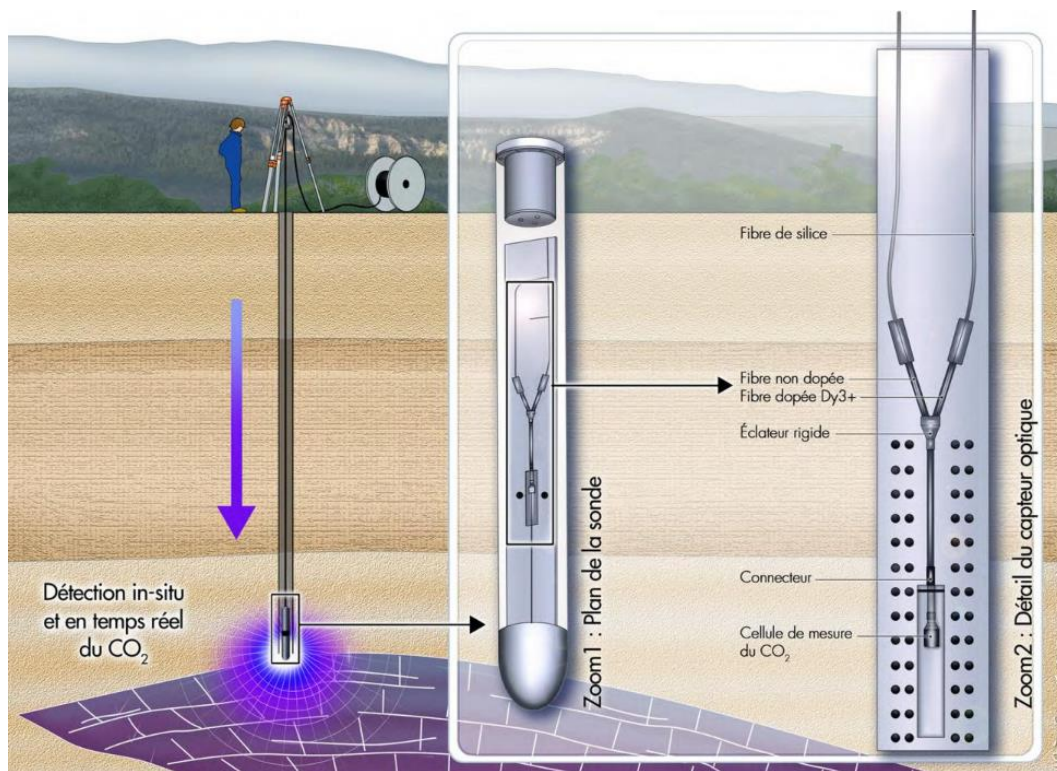


Figura 47 Perfil de sensor encapsulado para pozos

Fuente: https://www.ornicom.com/products/carbon-dioxide-gas-detectors.html?gclid=EAIaIQobChMI2J2Clrsk-AIVwStMCh3DIw1UEAMYASAAEgLXO_D_BwE

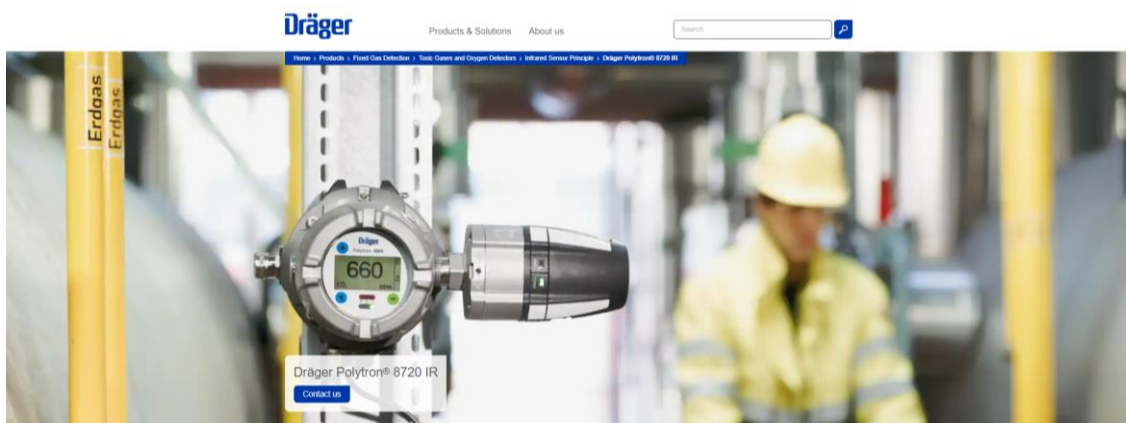


Figura 48 vista de sensor Dräger para control ambiental de CO₂

Fuente: https://www.draeger.com/en_uk/Products/Polytron-8720?s=254

5. Sugerencias de temas adicionales de investigación

En general, los sistemas CCS continúan en evolución, aun no hay transporte por barco, se está iniciando con sistemas de tuberías y todo el enfoque se reduce a dos temas: incrementar la seguridad y mejorar los costos. Por eso se presentan cuatro temas para mayor análisis futuro de sistemas que son la respuesta a emergencias siempre, la mejora del diseño por modelamiento numérico, el uso de productos avanzados de absorción de CO₂ y la generación de emisiones negativas por secuestro de emisiones de bioenergía.

a. Respuesta a emergencias

Uno de los limitantes más importantes del CCS en los últimos 10 años ha sido el temor de grupos de ciudadanos sobre una potencial fuga de grandes volúmenes capaces de sofocar personas en áreas extensas. No existe una historia similar con el gas natural bajo tierra o inclusive con instalaciones de petróleo tipo EOR usando CO₂. Pero dado que el producto es más pesado que el aire, el riesgo existe por lo tanto es fundamental estar al tanto de los avances en técnicas de monitoreo que verifiquen que no hay fuga, que confirmen las predicciones de largo plazo y la integridad ambiental de las reducciones de emisiones que se logren y que se sostengan en el tiempo para que hay impacto real sobre el cambio climático.

La línea base debe incluir la atmosfera, suelo, agua (reservorios bajo tierra), vegetación, tierra alrededor del reservorio y las tuberías entre otros. La frecuencia de monitoreos tiene que ir en línea con la frecuencia de inyectos hasta que se usa toda la capacidad del reservorio como se indica en la figura abajo.

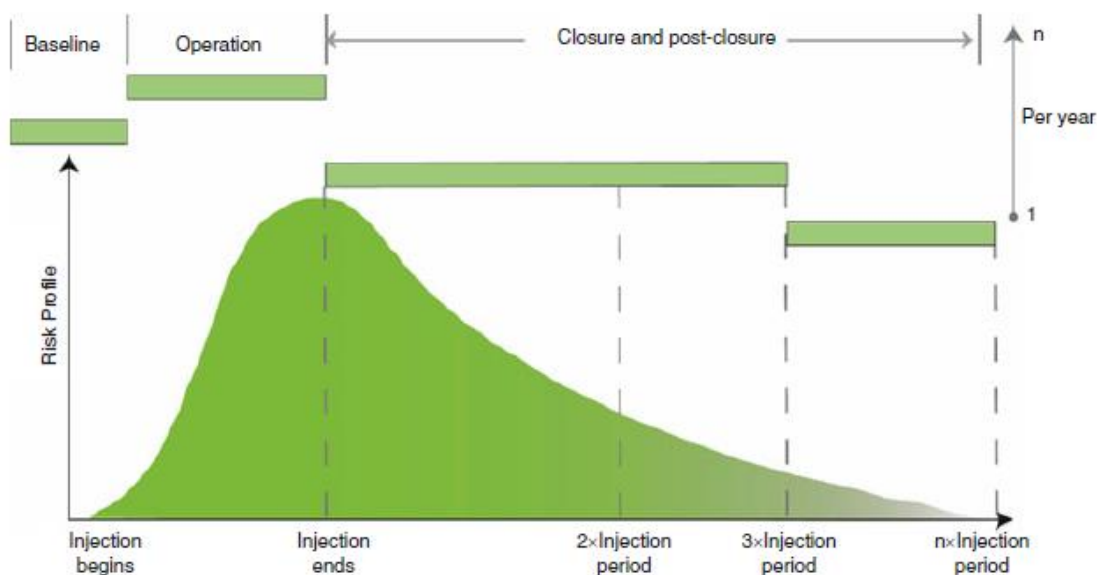


Figura 49 Monitoreo en el ciclo de vida de un reservorio de CO₂
 CAIA Ingeniería S.A.S. Calle 67 No. 7-94 Of. 404 Bogotá, Colombia
 E-mail: info@caiaingenieria.com Tel: 7033701

Fuente: Center for hydrogeology and environmental geology China (2012)

Las técnicas de monitoreo son cada vez más intensas en digitalización y análisis incorporado para tomar decisiones de la primera respuesta en caso de una desviación que genere una condición riesgosa. La siguiente tabla resume las más importantes.

Tecnología de monitoreo	Riesgo
Sísmica 3D	Migración de pluma Características bajo suelo
Perfilado sísmico vertical o VSP	Migración de pluma Características bajo suelo
Ensayo de gravedad	Migración de pluma Características bajo suelo
Micro sísmica	Integridad de caprock o corteza dura
Monitoreo InSAR (interferometric synthetic aperture radar)	Migración de pluma Integridad de caprock o corteza dura Presión de desarrollo
Tiltmeter o inclinómetro/GPS	Migración de pluma Características bajo suelo Integridad de caprock o corteza dura
Pozo acuífero corto	Integridad de caprock Contaminación de agua potable
Trazadores	Migración de pluma
Flujo superficial/gas de suelo	Fugas de gas
Inyector de CO ₂ y medición de presión	Integridad del pozo en cabeza y fondo
Calicatas de monitoreo de presión	Integridad del pozo en cabeza y fondo
Wireline o línea	Integridad del pozo
Muestras del pozo	Integridad del pozo

Tabla 14 Resumen de técnicas de monitoreo de un reservorio CCS

Fuente: Q. Li & G. Liu (2016)

b. Diseño numérico

El diseño de los reservorios es de suma importancia para lograr, además de una operación segura, la integridad del almacenamiento de CO₂ y su estabilización con los años pensando en que estos operaran por muy largo tiempo.

Las técnicas de diseño de reservorio han evolucionado con los avances de la industria de gas y petróleo los últimos 20 años con un uso más intenso de técnicas 2D y 3D, simulaciones más complejas, uso de datos por sondeo electromagnético, temperaturas y sísmica en la zona del potencial reservorio. Una simulación bien ejecutada permitirá identificar problemas y seleccionar adecuadamente los equipos para el inyectar lo que impactará en las condiciones de fase del CO₂.

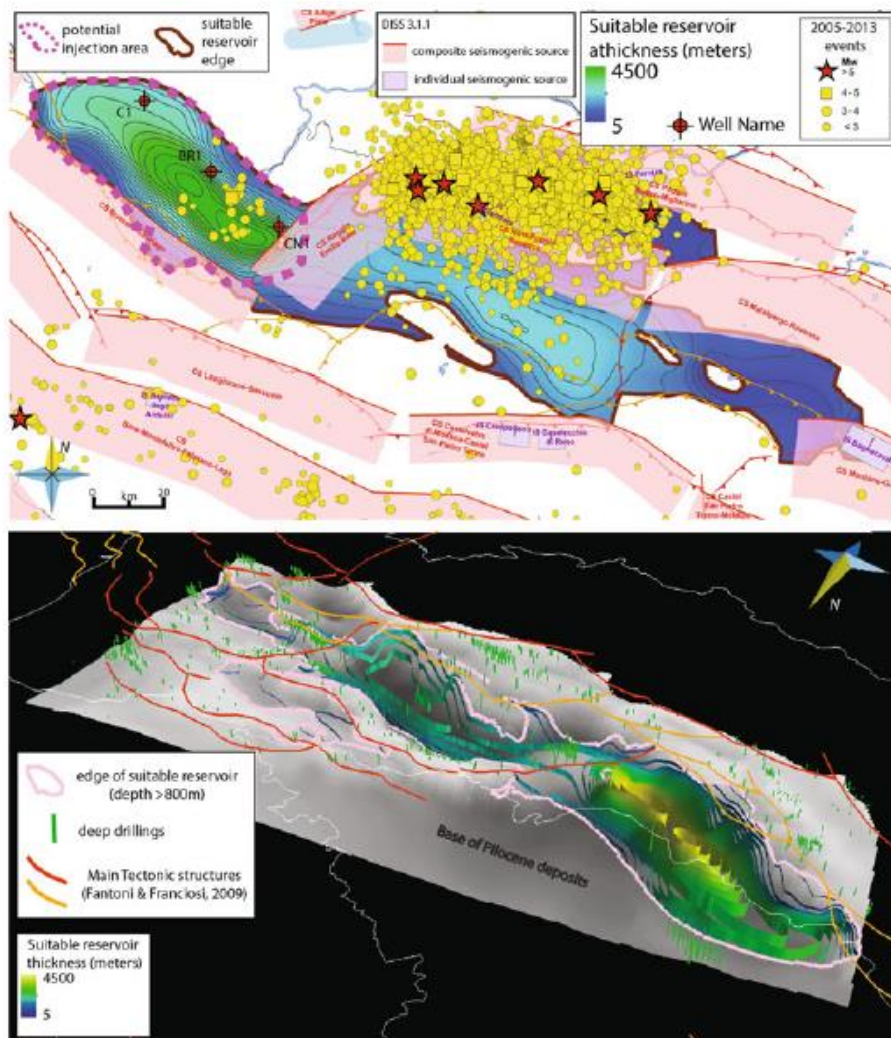


Figura 50 Reconstrucción simulada por métodos numéricos de un reservorio

Fuente: Q.Li & G. Liu (2016)

c. Aminas

Se espera para los próximos años que los procesos de absorción química por aminas sigan mejorando su desempeño con menor o ningún uso de agua que es el principal efecto en su eficiencia térmica. La tecnología tiene 80 años y tiene un repunte importante con la necesidad de captura de CO₂ y han aparecido hasta dos generaciones de aminas y se debe continuar el monitoreo de estos desarrollos. Las discusiones futuras girarán posiblemente entre optimizar la energía a < 2 GJ/tCO₂ capturada o buscando mínimos termodinámicos para bajar el costo y evitar el agua. Los desarrollos logrados hasta la fecha han tenido costos de 2 a 10 veces mayores que las MEAs, por lo que el desafío es bastante alto y todo indica que los esfuerzos irán por la ruta de lograr menores alturas de los reactores con mínimos termodinámicos más rápidos que impactarán en los diseños de las plantas y reducirán de modo importante los costos de captura.

d. Bioenergía con captura y almacenamiento

BECCS (Bio-energy with Carbon Capture and Storage) es una de las tecnologías claves de la mayoría de las hojas de ruta de descarbonización que han recibido atención por parte del IPCC y las Naciones Unidas. Al combinarse la quema de combustible carbono neutral tal como la biomasa y acoplado este proceso a un esquema CCS se logra teóricamente una tecnología de carbón negativa.

Acá se conjugan dos tecnologías, la primera que es compleja y que requiere de cuidadosos diseños logísticos para balancear el suministro de biomasa sin generar emisiones y garantizar productos de combustión neutros y que requieren equipos especiales para lograr su uso térmicamente eficiente y el acoplamiento al gas de combustión de la absorción con aminas. Si los intentos mundiales de descarbonización no funcionan como se espera, posiblemente se requiera procesos BECCS de escala de 8.5 a 16.5 GtCO₂ por año. Esto es considerando biomasa con un poder calorífico de 18-21 GJ/t en base seca y un contenido de carbón entre 46-52%. Esto significa que un EJ de biomasa podría capturar 80-106 MtCO₂. Asumiendo una eficiencia de 90% se podría remover entre 72 a 95 MtCO₂ de la atmósfera.

Como ejemplo, se presenta un diagrama de flujo de BECCS basado en pasto varilla a electricidad en el que 2.11 tCO₂ inicialmente capturado con el crecimiento del pasto de la atmósfera logra 1 tCO₂ almacenada en una formación geológica y retirada en firme. En este caso la eficiencia del sistema es del orden de 47%.

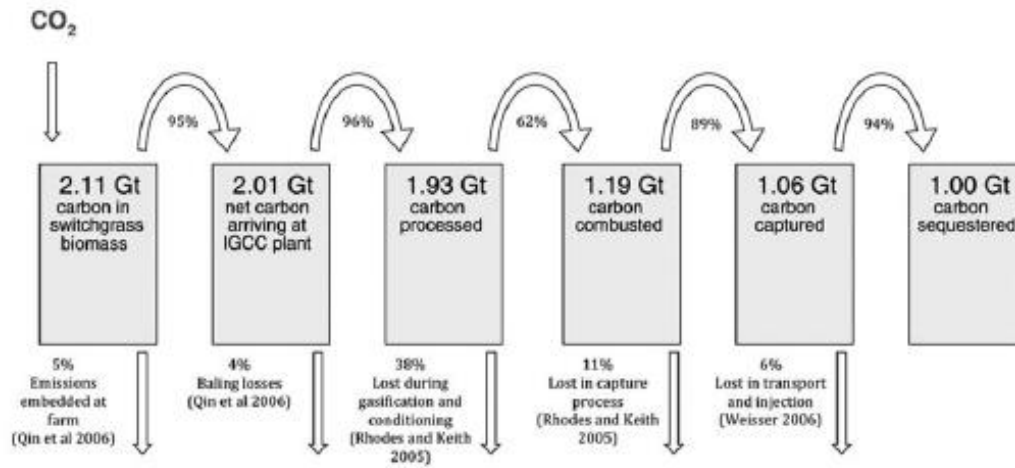


Figura 51 Balance energético BECCS

Fuente: <https://doi.org/10.1007/s10584-012-0682-3>

6. Bibliografía

- Ducan, L., Ramirez, A., & Mac Dowell, N. (2020). Carbon Capture and Storage from Industrial Sources. *The Royal Society of Chemistry*. doi:<https://pubs.rsc.org> | doi:10.1039/9781788012744-00296
- Global_CCS_Institute. (2021). *Global Status of CCS 2021*. CCS Institute. Retrieved from <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/download/>
- Global_CCS_Institute. (2022). *State of the Art: CCS technologies 2022*. CCS Institute. Retrieved from <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/>
- Heldebrant, D., & Kothandaraman, J. (2020). Solvent-based absorption. *The Royal Society of Chemistry*. doi:<https://pubs.rsc.org> | doi:10.1039/9781788012744-00036
- IEA. (2021). *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*. International Energy Agency. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/about-ccus>
- Vishal, V., & Singh, T. (2016). *Geologic Carbon Sequestration*. Springer. doi:10.1007/978-3-319-27019-7
- Webley, P., & Danaci, D. (2020). CO2 Capture by Adsorption processes. *The Royal Society of Chemistry*. doi:<https://pubs.rsc.org> | doi:10.1039/9781788012744-00106