



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Evaluación de alternativas de transporte de CO₂:
un factor clave para mitigar el cambio climático

T E S I S

que para obtener el título de:
Ingeniero Mecánico

Presenta:
José Antonio García Castellanos



Directora de Tesis:
Dra. Claudia Sheinbaum Pardo

Asesor de Tesis:
Dr. Gerardo Hiriart Le Bert

Ciudad Universitaria, Julio de 2010



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS

Sería en vano cualquier intento por mencionar a las personas que aprecio y con las que estoy agradecido, mas prefiero aprovechar este espacio para dedicar el trabajo a dos personas que la vida se ha encargado de poner en un sitio fuera del alcance de nuestros pasos. Estoy convencido que en el reencuentro hemos de fundirnos en un profundo sueño de amor.

RESUMEN

El cambio climático es una realidad que ha venido mostrando paulatinamente sus efectos: lluvias torrenciales, sequías, olas de calor, entre otros. El grado de responsabilidad que tiene el ser humano en este fenómeno es indudable, por lo que es necesario tomar medidas para poder frenar los efectos más catastróficos. La forma más directa y obvia de reducir la emisión de gases de efecto invernadero es través de medidas de eficiencia energética, de sustitución de combustibles con contenido de carbono menor o nulo, y del uso de fuentes renovables de energía. Sin embargo, existen otras alternativas como la captación y el almacenamiento de dióxido de carbono (*CO₂ Capture and Storage, CCS*), que están en estudio, y pueden representar una opción viable de mitigación, además de dar lugar a un nuevo sector de actividad económica.

Este emergente sector no se ha mantenido estático. El apoyo financiero de gobiernos, organismos e instituciones internacionales, así como de compañías eléctricas, le han dado el empuje necesario para tener un futuro posible. El mercado principal de la captación y el almacenamiento de dióxido de carbono son las centrales eléctricas que utilizan carbón para su funcionamiento, ya que estas tecnologías les ofrecen la posibilidad de reducir el 90% de las emisiones de CO₂. Pese a que se espera que el mercado abarque también las centrales de ciclo combinado, refinerías, cementeras y papeleras, por el momento, el objetivo son las centrales carboeléctricas, pues representan un porcentaje significativo de la generación eléctrica de países como China, Estados Unidos, abriendo la posibilidad de utilizar las reservas de carbón, que son mucho más abundantes que las de petróleo.

Hasta el momento, las tecnologías para la captación de CO₂ comienzan a estar en su fase madura, sin embargo, las de almacenamiento presentan desafíos sin resolver: las condiciones para almacenar el CO₂ (en tierra o en el mar) están aún en discusión. Por otro lado, parte del proceso comprende el transporte de los gases, otro nicho que requiere de estudios técnicos y económicos para su desarrollo.

En este entorno es que se desarrolla el presente trabajo. Su propósito central es evaluar el transporte de CO₂ en el marco de la CCS, partiendo de un caso base y generando alternativas a éste.

TABLA DE CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS	i
RESUMEN.....	ii
TABLA DE CONTENIDO.....	iv
LISTA DE FIGURAS.....	vi
LISTA DE TABLAS.....	vii
INTRODUCCIÓN	viii
1 CAMBIO CLIMÁTICO.....	1
1.1 Factores que determinan el clima.....	1
1.2 Efecto invernadero natural	2
1.3 Principales gases de efecto invernadero.....	3
1.3.1 Dióxido de carbono	4
1.3.2 Metano.....	4
1.3.3 Óxido nitroso.....	4
1.3.4 Vapor de agua	5
1.3.5 Índice GWP.....	5
1.3.6 Concentraciones atmosféricas de los principales gases de efecto invernadero	6
1.4 Efectos del cambio climático	7
1.4.1 Sobre la temperatura	7
1.4.2 Sobre la precipitación.....	8
1.4.3 Sobre la economía	8
1.5 Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.....	9
1.5.1 Protocolo de Kioto	9
2 FUENTES DE EMISIONES DE CO ₂	13
2.1 En la actualidad.....	13
2.2 Prospectivas.....	14
2.3 Medidas para reducir las emisiones de CO ₂	15
3 CAPTACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CO ₂	18
3.1 Captación de CO ₂	18
3.1.1 Métodos.....	19
3.1.2 Riesgos	23
3.1.3 Costos.....	23
3.2 Almacenamiento de CO ₂	25
3.2.1 Métodos.....	25
3.2.2 Potencial de almacenamiento	30
3.2.3 Riesgos	31

3.2.4	Costos.....	32
3.2.5	Proyectos existentes de almacenamiento de CO ₂	33
3.3	Concepto <i>Capture-Ready</i>	33
4	TRANSPORTE DE CO ₂	36
4.1	Propiedades físicas del CO ₂	36
4.2	Métodos.....	37
4.2.1	Por gasoducto.....	37
4.2.2	Otras tecnologías.....	38
4.3	Riesgos.....	39
4.4	Costos.....	39
5	EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS EN UN SISTEMA DE CONDUCCIÓN DE CO ₂	42
5.1	Modelo de conducción de CO ₂ por gasoductos.....	42
5.1.1	Transporte.....	43
5.1.2	Compresión.....	52
5.1.3	Funcionamiento del modelo de conducción de CO ₂ por gasoductos.....	60
5.1.4	Resultados ilustrativos del modelo de conducción de CO ₂ por gasoductos.....	62
5.2	Evaluación de alternativas.....	63
5.2.1	Consideraciones.....	63
5.2.2	Caso base: Gasoducto con una estación de compresión.....	66
5.2.3	Alternativa 1: Gasoducto con dos estaciones de compresión.....	67
5.2.4	Alternativa 2: Gasoducto con tres estaciones de compresión.....	69
5.2.5	Alternativa 3: Gasoducto con cuatro estaciones de compresión.....	70
5.2.6	Alternativa 4: Gasoducto con cinco estaciones de compresión.....	70
6	ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....	72
6.1	Análisis de resultados.....	72
6.2	Conclusiones.....	75
	ANEXOS.....	78
	GLOSARIO.....	81
	REFERENCIAS.....	84

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de los componentes del sistema climático: procesos e interacciones.....	2
Figura 2. Esquema del efecto invernadero natural.....	3
Figura 3. Concentraciones atmosféricas de los principales GEI en los últimos 2 000 años	6
Figura 4. Principales GEI y sus contribuciones a las emisiones globales, por fuente.....	7
Figura 5. Glaciar Muir en (a) 1941, (b) 2004.....	8
Figura 6. Emisiones globales relacionadas al sector energético, por combustible.....	15
Figura 7. Medidas de mitigación.....	16
Figura 8. Esquema de los posibles sistemas CCS, con fuentes, opciones de transporte y almacenamiento	18
Figura 9. Procesos de captación.....	20
Figura 10. Planta en Malasia con captación posterior a la combustión	21
Figura 11. Visión general de las opciones de almacenamiento geológico.....	26
Figura 12. Posibles métodos de almacenamiento oceánico	29
Figura 13. Flujos de materiales y fases del proceso de carbonatación mineral de rocas de silicatos o de residuos industriales	30
Figura 14. Riesgo de cierre de plantas condenadas a emitir CO ₂	34
Figura 15. Diagrama de fase del CO ₂	36
Figura 16. Costos de transporte para gasoductos terrestres y marítimos en USD/tCO ₂ por cada 250 km, en función del flujo másico	40
Figura 17. Costos expresados en USD/tCO ₂ transportado en relación con la distancia, para el transporte por gasoductos terrestres, gasoductos marítimos y buques.....	41
Figura 18. Esquema del gasoducto modelado y sus elementos.....	44
Figura 19. Representación de una sección de tubería	48
Figura 20. Diagrama de flujo de los cálculos en una estación de compresión.....	58
Figura 21. Potencia de una estación de compresión en función del flujo másico para diferentes valores de eficiencia politrópica.....	59
Figura 22. Diagrama de flujo del funcionamiento del modelo de conducción de CO ₂ por gasoductos.....	61
Figura 23. Diámetro requerido en el gasoducto como función del número de estaciones de compresión para diferentes flujos másicos.....	62
Figura 24. Esquema con resultados de caso base.....	66
Figura 25. Esquema con resultados de Alternativa 1	68
Figura 26. Esquema con resultados de Alternativa 2	69
Figura 27. Esquema con resultados de Alternativa 3	70
Figura 28. Esquema con resultados de Alternativa 4	71
Figura 29. Capacidad instalada total de compresión en relación al número de estaciones de compresión.....	74

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1. Índice GWP de los principales GEI	5
Tabla 2.1. Emisiones globales de CO ₂ por sector	13
Tabla 3.1. Resumen de los costos de captación de CO ₂ para centrales eléctricas sobre la base de la tecnología existente.....	24
Tabla 5.1. Cambio en la temperatura con respecto a la eficiencia politrópica en una estación de compresión	60
Tabla 5.2. Resultados a detalle de gasoductos que transportan 1 Mt/año	63
Tabla 5.3. Especificaciones generales de los gasoductos de CO ₂ a evaluar.....	65
Tabla 5.4. Especificaciones generales de las estaciones de compresión a evaluar	66
Tabla 5.5. Resultados a detalle de caso base.....	67
Tabla 5.6. Resultados a detalle de Alternativa 1	68
Tabla 5.7. Resultados a detalle de Alternativa 2	69
Tabla 5.8. Resultados a detalle de Alternativa 3	70
Tabla 5.9. Resultados a detalle de Alternativa 4.....	71
Tabla 6.1. Resultados generales de las alternativas generadas.....	72
Tabla 6.2. Resultados en las estaciones de compresión de las alternativas generadas.....	73
Tabla 6.3. Espesores y presiones máximas de las alternativas generadas.....	73

INTRODUCCIÓN

El trabajo se enmarca dentro de los estudios de factibilidad técnica y económica de la captación y el almacenamiento de CO₂ (*CO₂ Capture and Storage, CCS*) como opción para disminuir las concentraciones en la atmósfera de este gas de efecto invernadero. La CCS se refiere a la captación del CO₂ liberado por diversos procesos industriales y su almacenamiento de una forma segura, de modo que no sea posible su liberación hacia la atmósfera.

El propósito central de este trabajo es evaluar técnicamente distintas alternativas a los métodos convencionales de transporte de CO₂, y discutir las ventajas y desventajas en cada uno de los casos. Sus alcances están confinados a un caso base propuesto – construido a partir de datos reportados en la literatura–, y la generación de alternativas mediante cambios planteados a éste.

La tesis está organizada por partes. Después de la introducción, el capítulo primero presenta de manera general al clima y a los agentes que propician el cambio climático; El segundo capítulo muestra las fuentes emisoras de dióxido de carbono y sus contribuciones al cambio climático, así como las formas que existen en la actualidad para reducir emisiones de dióxido de carbono.

Posteriormente, en el capítulo tercero se caracterizan los procesos de captación y almacenamiento de CO₂ desde los enfoques técnico y económico, y se describe el impacto que estos procesos puedan tener en distintas esferas. En el capítulo cuarto se estudian las maneras de transportar el CO₂ en la actualidad, presentando sus distintas ventajas y desventajas.

El capítulo quinto contiene la formulación de las distintas alternativas y los resultados técnicos de cada una de ellas. Fue necesario el desarrollo de un modelo que describe el transporte de CO₂ en gasoductos.

Finalmente, en el sexto capítulo se analizan los resultados obtenidos a través de la investigación y se discute la conveniencia de cada una de las propuestas. Además, se

presentan las conclusiones generales del trabajo y se proponen ciertas líneas de investigación que podrían dar continuidad al conocimiento generado en este estudio.

1 CAMBIO CLIMÁTICO

En este capítulo se presenta un panorama general del clima y de los factores que propician el cambio climático, así como sus proyecciones en el tiempo, centrandose a las emisiones de dióxido de carbono producidas por las actividades humanas como principal agente responsable del cambio climático.

El clima de la Tierra ha cambiado muchas veces a través de la historia del planeta, con eventos desde eras de hielo hasta períodos prolongados de calor. Históricamente, los cambios en la atmósfera terrestre se han derivado de factores naturales, como erupciones volcánicas o la energía liberada por el Sol. A partir de finales del siglo XVIII, las actividades humanas asociadas a la Revolución Industrial han contribuido significativamente al cambio en la composición de la atmósfera, influenciando al clima terrestre¹.

Se define al cambio climático como *cualquier variación significativa en las mediciones del estado del tiempo* (como temperatura, precipitación o viento) *durante un período extenso* (décadas o períodos más prolongados). Actualmente, se utiliza indistintamente el término *calentamiento global* para referirse al cambio climático; sin embargo, es preferible el uso de la frase “cambio climático” debido a que se engloban otros cambios además de la elevación de temperaturas.

1.1 Factores que determinan el clima

El clima es un sistema complejo, en el que interactúan atmósfera, superficie, océanos y seres vivos, (Figura 1). Sin embargo, el componente atmosférico es la forma más usual de caracterizar al clima, que se describe en términos de la variación de la temperatura, la precipitación y del viento en un período de tiempo, que puede ir desde meses hasta millones de años, siendo el período más común de 30 años².

¹ EPA, *About Global Warming and Climate Change: Back to basics*, 2009

² IPCC, *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of the WG I to the AR4 of the IPCC*, 2007

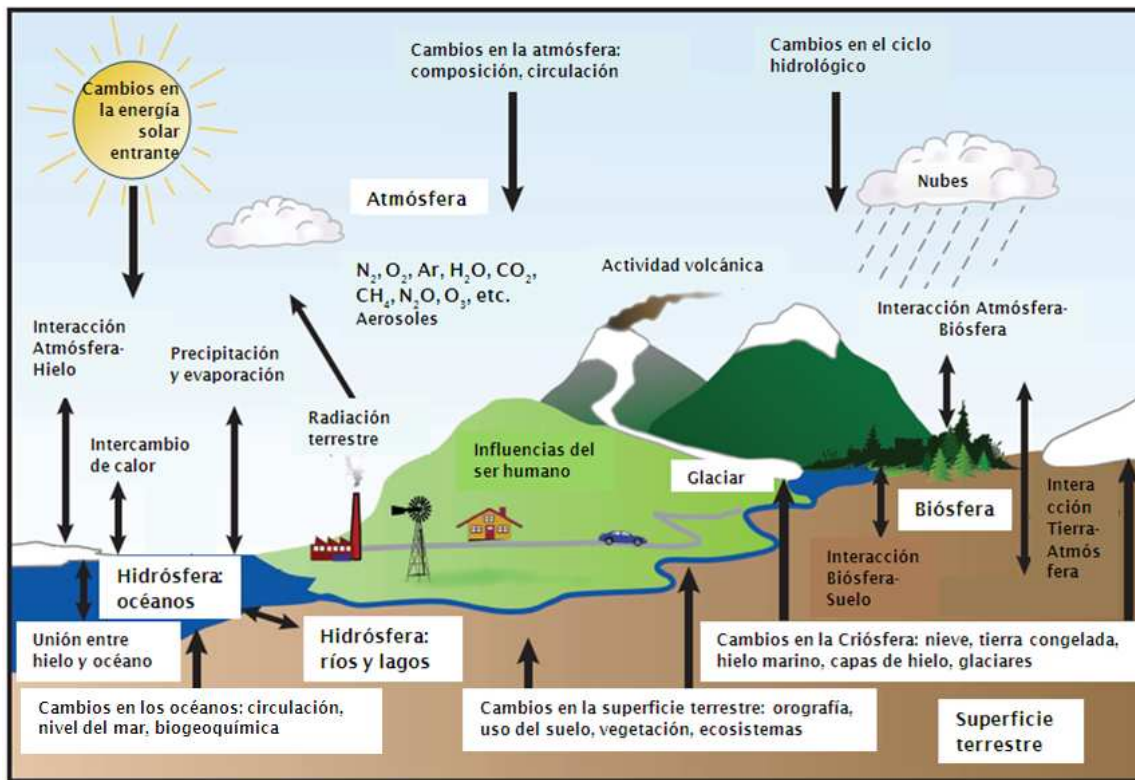


Figura 1. Esquema de los componentes del sistema climático: procesos e interacciones [IPCC, 2007]

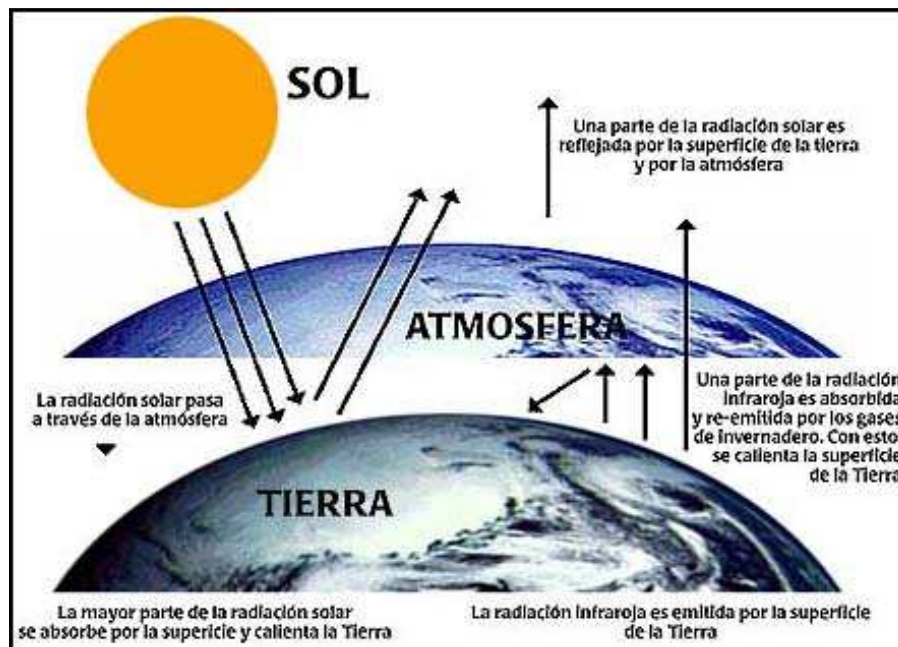
El sistema climático evoluciona por dos razones: bajo la influencia de sus dinámicas internas, o debido a factores externos. Los factores externos provienen de cambio en la radiación solar, y los internos pueden ser fenómenos naturales como las erupciones volcánicas o fenómenos antropogénicos, es decir, causados por la acción del hombre.

1.2 Efecto invernadero natural

El efecto invernadero es un mecanismo natural que ayuda a regular la temperatura del planeta, sin el cual, la temperatura promedio en la superficie de la Tierra estaría por debajo del punto de congelación del agua y no sería posible la vida como la conocemos.

Dicho mecanismo es iniciado por el Sol –motor del clima terrestre–, por medio de radiación de energía a longitudes de onda muy cortas, predominantemente en la parte del espectro visible y ultravioleta. Aproximadamente un tercio de la energía solar que alcanza la parte superior de la atmósfera de la Tierra se refleja al espacio. Los dos tercios restantes son absorbidos por la superficie y, en menor parte, por la atmósfera. Para

balancear la energía absorbida entrante, la Tierra debe, en promedio, radiar la misma cantidad de energía hacia el espacio. Debido a que la Tierra está a una temperatura considerablemente menor que el Sol, produce radiación a longitudes de onda menores, principalmente en la parte infrarroja del espectro. Gran parte de esta radiación emitida por los continentes y los océanos, es absorbida por la atmósfera, incluyendo las nubes, y radiada de regreso a la Tierra; a este proceso se le denomina efecto invernadero natural, Figura 2.



*Figura 2. Esquema del efecto invernadero natural
[Conselleria de Medi Ambient, Aigua, Urbanisme i Habitatge, 2009]*

1.3 Principales gases de efecto invernadero

Los dos componentes más abundantes de la atmósfera, nitrógeno (78%) y oxígeno (21%), casi no propician efecto invernadero, en cambio, este fenómeno procede de moléculas menos comunes. El vapor de agua es el gas de efecto invernadero (en lo sucesivo, GEI) más importante, seguido del dióxido de carbono. El metano, el óxido nitroso, el ozono y otros gases presentes en pequeñas cantidades en la atmósfera, también contribuyen al efecto invernadero. La presencia de estos gases en la atmósfera actúa como una capa parcial para la radiación de onda larga emitida por la superficie, siendo éste el motivo del calentamiento en la superficie terrestre.

1.3.1 Dióxido de carbono

El dióxido de carbono (CO₂) es un gas formado por la combinación de los elementos carbono y oxígeno. Se libera por la combustión de hidrocarburos, la descomposición de materia orgánica y por la respiración. Puede ser almacenado en cilindros, en tanques cuando está licuado o en estado sólido (hielo seco).

La cantidad de dióxido de carbono atmosférico ha aumentado desde el uso de combustibles fósiles para la producción de energía eléctrica, el transporte, el acondicionamiento de edificios, y la manufactura del cemento y otros productos. La deforestación libera CO₂ pues reduce el proceso fotosintético.

1.3.2 Metano

El metano (CH₄) es el hidrocarburo alcano más sencillo. Se produce como resultado final de la putrefacción anaeróbica de los residuos orgánicos. Comúnmente, constituye el 80% del gas natural³.

Las emisiones de metano se han elevado como resultado de actividades humanas relacionadas con la agricultura, la distribución del gas natural y tiraderos de basura. El metano es liberado también por procesos naturales, por ejemplo, en humedales. En los últimos años, las concentraciones de metano en la atmósfera no se han incrementado; de hecho, han disminuido en las últimas dos décadas⁴.

1.3.3 Óxido nitroso

El óxido nitroso (N₂O) es un gas incoloro con un olor dulce y ligeramente tóxico. Es emitido por actividades humanas como el uso de fertilizantes y la quema de combustibles fósiles. Los procesos naturales en el suelo y los océanos también liberan N₂O.

³ PEMEX, 2010

⁴ IPCC, *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of the WG I to the AR4 of the IPCC*, 2007

1.3.4 Vapor de agua

El vapor de agua es el GEI más abundante e importante, sin embargo, las actividades humanas son sólo una pequeña aportación directa de éste a la atmósfera. Indirectamente, el ser humano tiene el potencial de afectar sustancialmente su concentración atmosférica por medio del cambio climático, ya que ésta depende en gran parte de la temperatura del aire. El vapor de agua no se contabiliza como GEI, debido a que, por el ciclo del agua, su permanencia en la atmósfera es muy corta.

1.3.5 Índice GWP

Los diversos GEI tienen diferente capacidad de afectación. Por ello, fue creado el índice *Global Warming Potential*, o índice GWP, que es una medida del efecto de la emisión de un kilogramo de un GEI (diferente del CO₂) comparada al efecto de un kilogramo de CO₂ a lo largo de un período de tiempo.

*Tabla 1.1. Índice GWP de los principales GEI
[IPCC, 2007]*

Gas de Efecto Invernadero	Tiempo de vida en la atmósfera	Índice GWP con el tiempo		
		20 años	100 años	500 años
CO ₂	variable	1	1	1
CH ₄	12	72	25	7.6
N ₂ O	114	289	298	153

Esta tabla indica que el metano contribuye 72 veces más que el dióxido de carbono en un lapso de 20 años, pero para períodos mayores su impacto decrece debido a que su tiempo de vida en la atmósfera es pequeño. En contraste, para los GEI que tienen tiempos de vida mucho mayores, el índice GWP se incrementa a lo largo del tiempo.

No obstante el metano y el óxido nitroso tienen un potencial de afectación mucho mayor con respecto al del dióxido de carbono, la concentración atmosférica de este último es mucho mayor, como se expone en el siguiente apartado.

1.3.6 Concentraciones atmosféricas de los principales gases de efecto invernadero

La Figura 3 muestra las concentraciones en la atmósfera de los tres principales gases a lo largo de los últimos 2 000 años. Se puede observar un incremento a partir del año 1750, que se atribuye a las actividades humanas de la era industrial. Las unidades de concentración son ppm y ppb, indicando el número de moléculas del GEI por cada millón o billón⁵ de moléculas de aire.

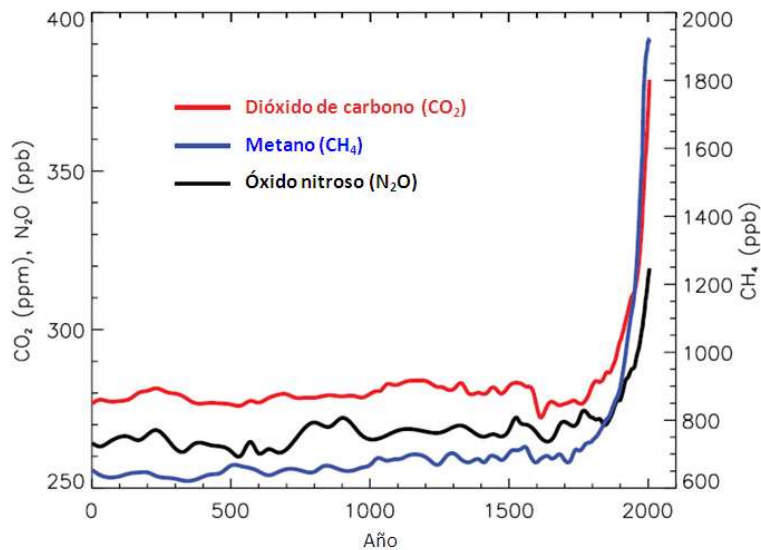


Figura 3. Concentraciones atmosféricas de los principales GEI en los últimos 2 000 años [IPCC, 2007]

En la Figura 3, se puede observar que las unidades de la concentración de CO₂ tienen un orden de magnitud mayor con respecto a las unidades de los demás GEI. De lo anterior se desprende que el dióxido de carbono es el GEI que ha contribuido mayormente al cambio climático, y por ello, las estrategias de mitigación en el presente trabajo estarán orientadas a reducir las emisiones de este gas únicamente.

Confirmando la aseveración anterior, se presentan en el siguiente gráfico, Figura 4, los principales GEI y su porcentaje de contribución a las emisiones globales, clasificados por fuente.

⁵ Billones en el sentido inglés = 1 000 000 000

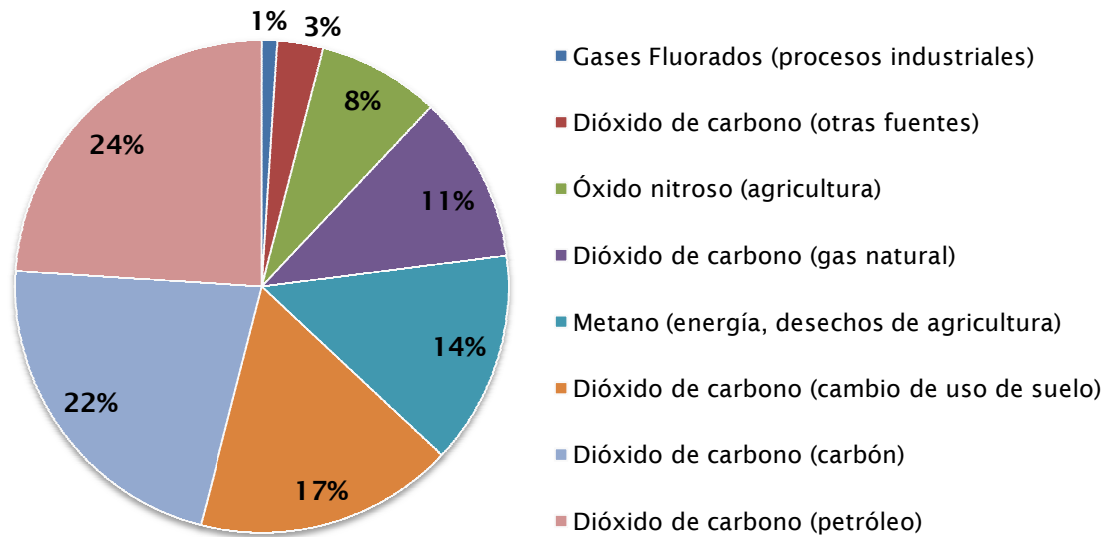


Figura 4. Principales GEI y sus contribuciones a las emisiones globales, por fuente [SRI Consulting, 2009]

En la figura anterior se muestra que el CO₂ es el GEI que contribuye de forma más significativa al cambio climático con 77%. Además, se pueden obtener otras conclusiones interesantes: el uso de combustibles fósiles –petróleo, gas natural y carbón–, contribuye con 57% de las emisiones totales de GEI, y con 74% de las emisiones de CO₂.

1.4 Efectos del cambio climático

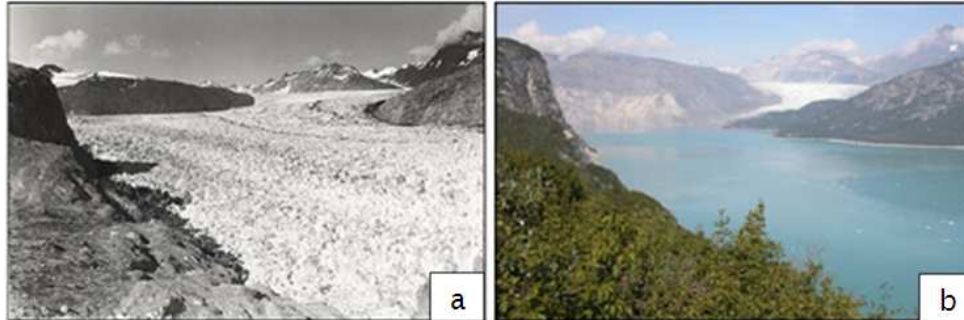
1.4.1 Sobre la temperatura

Las observaciones instrumentales de los últimos 157 años muestran que las temperaturas en la superficie han aumentado globalmente, con variaciones regionales importantes. En el siglo pasado, la elevación de la temperatura promedio global ocurrió en dos fases: de la década de 1910 a la de 1940 se presentó un alza de 0.35°C; y de la década de 1970 al presente, una elevación de 0.55°C⁶.

El alza en la temperatura global se confirma con el calentamiento de los océanos, la elevación de los niveles marítimos, derretimiento de glaciares, la retirada del hielo en el Ártico y la disminución de la capa de nieve en el Hemisferio Norte. Un ejemplo del

⁶ IPCC, *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of the WG I to the AR4 of the IPCC*, 2007

derretimiento de glaciares se presenta en la Figura 5, donde se muestra cómo ha cambiado el glaciar Muir, en Alaska, en los últimos 60 años.



*Figura 5. Glaciar Muir en (a) 1941, (b) 2004
[U.S. Geological Survey, 2004]*

1.4.2 Sobre la precipitación

Los cambios ocurren en cantidad, intensidad, frecuencia y tipos de precipitación. Dichos cambios están asociados con un mayor contenido de vapor de agua en la atmósfera proveniente del calentamiento de los océanos, especialmente a bajas latitudes.

Se han observado pronunciadas tendencias a largo plazo –de 1900 a 2055– en la cantidad de precipitación en algunos lugares que ahora son significativamente más húmedos: el noreste y sur de América, el norte de Europa y el norte y centro de Asia; pero teniendo también lugares más secos: el sur de África, el Mediterráneo y el sur de Asia. Actualmente, se tiene mayor precipitación en forma de lluvia que de nieve en las regiones del norte.

1.4.3 Sobre la economía

Los efectos económicos serían igualmente desastrosos: el 20% de la economía mundial podría desaparecer para mediados de siglo si no se actúa al respecto. Se proyecta que el implementar las medidas adecuadas costaría únicamente del 1 al 3.5% del PIB, por lo

que, la Investigación y el Desarrollo (R&D⁷) en los sistemas de mitigación es una política aseguradora en contra de grandes pérdidas financieras potenciales⁸.

1.5 Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

Hace más de un decenio, la mayoría de los países se afiliaron a un tratado internacional, conocido como la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC⁹), con el objetivo de considerar las acciones para reducir el calentamiento atmosférico. En 1997, algunas naciones aprobaron su adición al tratado, llamado Protocolo de Kioto, que tiene los mismos objetivos de la Convención pero que presenta medidas más enérgicas –y jurídicamente vinculantes– para limitar o reducir las emisiones de GEI. Desde 1988, el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC¹⁰) ha examinado y guiado las investigaciones científicas y ofrecido asesoría a los gobiernos sobre los problemas climáticos.

1.5.1 Protocolo de Kioto

El Protocolo de Kioto es un acuerdo de la Conferencia de las Partes de la UNFCCC. Establece objetivos obligatorios de reducción a 37 países industrializados, que forman parte del llamado Anexo 1 del Protocolo. Estas cantidades son en promedio un 5% con respecto a los niveles de 1990 en el período de 2008 a 2012.¹¹

Reconociendo que los países desarrollados son los principales responsables de las altas concentraciones de GEI en la atmósfera como resultado de más de 150 años de actividad industrial, el Protocolo coloca una carga más pesada en las naciones desarrolladas bajo el principio de “responsabilidades comunes pero diferenciadas”.

El Protocolo de Kioto fue adoptado en Kioto, Japón, el 11 de Diciembre de 1997 y entró en vigor hasta el 16 de Febrero de 2005. Un total de 184 Partes de la Convención han ratificado el Protocolo a la fecha. Estados Unidos es de los países que nunca lo firmó.

⁷ R&D, siglas en inglés de *Research and Development*

⁸ The Petroleum Economist Ltd, *Fundamentals of Carbon Capture and Storage Technology*, 2007

⁹ UNFCCC, siglas en inglés de *United Nations Framework Convention on Climate Change*

¹⁰ IPCC, siglas en inglés de *Intergovernmental Panel on Climate Change*

¹¹ UNFCCC, 2009

México, como Parte del Protocolo, no está obligado a reducir emisiones de GEI en el período de compromiso 2008-2012, sin embargo, tiene la obligación de presentar un inventario nacional de GEI en un comunicado oficial a la UNFCCC.

En fechas próximas, deberá adoptarse un nuevo Protocolo Post-Kioto. Se espera que el acuerdo provenga de la Conferencia de las Partes a celebrarse en México a finales del 2010.

1.5.1.1 Mecanismos

Dentro del tratado, los países deben alcanzar sus objetivos a través de medidas nacionales principalmente, sin embargo, el Protocolo de Kioto ofrece medios adicionales para alcanzar dichos objetivos por medio de los siguientes mecanismos basados en el mercado: comercio de emisiones, mecanismos de desarrollo limpio, y mecanismos de acción conjunta. Estos mecanismos además de estimular las “inversiones verdes”, ayudan a las Partes a alcanzar sus objetivos de reducción a un costo efectivo.

1.5.1.1.1 Comercio de emisiones

Las Partes comprometidas en el Protocolo de Kioto aceptaron objetivos de reducción de emisiones que están expresados en niveles de emisiones permitidas, o “cantidades asignadas”, para el período de compromiso 2008-2012. Las emisiones permitidas se miden en “unidades de cantidades asignadas” (AAU¹²).

El comercio de emisiones permite a los países que tienen unidades de emisión sobrantes¹³ vender sus excesos de capacidad a los países que están por encima de sus objetivos. De esta forma se creó un nuevo producto en la forma de reducción o traslado de emisiones. Como el dióxido de carbono es el GEI más importante, se le llama comúnmente comercio de carbono.

¹² AAU, siglas en inglés de *Assigned Amount Unit*

¹³ Unidades de emisión sobrantes: emisiones permitidas pero no emitidas

Además, existen otras unidades en el mercado de carbono: se pueden intercambiar y vender otro tipo de unidades diferentes a las emisiones actuales. Cada una de estas unidades es equivalente a 1 tonelada de CO₂, y puede ser en la forma de:

- Una unidad de eliminación (RMU¹⁴), en las categorías: cambio de uso de suelo y silvicultura, con actividades como reforestación.
- Una unidad reductora de emisiones (ERU¹⁵), generada por un proyecto de acción conjunta.
- Una reducción de emisiones certificada (CER¹⁶), generada a partir de un proyecto de mecanismo de desarrollo limpio.

Para manejar el problema de que las Partes sobrevendan sus unidades, y consecuentemente, sean incapaces de alcanzar las metas de emisión, se le exige a cada Parte mantener una reserva de ERUs, CERs, AAUs y/o RMUs en su registro nacional. Dicha reserva, que se conoce como “reserva del período de compromiso”, no deberá estar por debajo del 90% de la cantidad asignada a dicha Parte o del 100% de cinco veces su inventario revisado más recientemente, cualquiera que sea menor.

1.5.1.1.2 Mecanismo de Desarrollo Limpio

El mecanismo de desarrollo limpio (en lo sucesivo MDL) permite a los países con compromisos de reducción o limitación de emisiones implementar un proyecto de reducción de emisiones en algún país en vías de desarrollo. Estos proyectos pueden ganar créditos vendibles de CERs, cada uno equivalente a una tonelada de CO₂, que pueden ser tomados en cuenta para alcanzar los propósitos del Protocolo. De esta manera, se estimula el desarrollo sostenido y la reducción de emisiones, y al mismo tiempo, se proporciona a los países industrializados un poco de flexibilidad para alcanzar sus metas de reducción o de limitación de emisiones.

¹⁴ RMU, siglas en inglés de *Removal Unit*

¹⁵ ERU, siglas en inglés de *Emission Reduction Unit*

¹⁶ CER, siglas en inglés de *Certified Emission Reduction*

Este mecanismo, puesto en marcha a principios de 2006, ha registrado a más de 1 650 proyectos y se estima que produce cantidades de CERs mayores a 2.9 Gt¹⁷ de CO₂ equivalente en el primer período de compromiso (2008-2012) del Protocolo de Kioto.

1.5.1.1.3 Mecanismos de Acción Conjunta

Los mecanismos de acción conjunta permiten a los países con compromisos de reducción o limitación de emisiones ganar ERUs a través de un proyecto de reducción de emisiones en algún otro país con compromisos de reducción o limitación de emisiones. Cada unidad es equivalente a una tonelada de CO₂, y pueden ser tomadas en cuenta para alcanzar los objetivos del Protocolo. Este mecanismo proporciona a las Partes diversas formas de cumplir los compromisos adquiridos con el Protocolo a un costo eficiente y de manera flexible, mientras que la Parte anfitriona se beneficia de la inversión extranjera y de transferencia de tecnología.

Los proyectos de acción conjunta, que iniciaron en el año 2000, deben suministrar una reducción de emisiones por fuentes, o un mejoramiento de remociones por sumideros, que sean adicionales a lo que hubiera ocurrido de otro modo.

¹⁷ 1 Gigatonelada es equivalente a 1,000,000,000 toneladas ó 10¹² kilogramos

2 FUENTES DE EMISIONES DE CO₂

En este capítulo se revisan las principales fuentes emisoras de CO₂ y sus proyecciones a mediano plazo, también se muestra que las centrales termoeléctricas representan la mayor fracción emisora de este gas y que son, por lo tanto, la plataforma sobre la cual se enfocarán los esfuerzos de la captación y el almacenamiento de CO₂ (CCS).

Las emisiones de CO₂ provienen, principalmente, de la quema de combustibles fósiles, tanto en grandes unidades de combustión –generación de energía eléctrica– como en fuentes menores distribuidas, como los motores de los automóviles y los calentadores utilizados en edificios residenciales y comerciales. Las emisiones de CO₂ también se originan en ciertos procesos industriales y de extracción de recursos, así como por la deforestación.

2.1 En la actualidad

Las fuentes estacionarias de CO₂ asociadas con el uso de combustibles fósiles producen la mayor cantidad de emisiones de este gas. En la Tabla 2.1 se muestran las emisiones globales de CO₂ por sector, la producción de energía térmica y eléctrica, la industria y el transporte representan más del 80% de las emisiones totales de CO₂.

*Tabla 2.1. Emisiones globales de CO₂ por sector
[IEA, 2008]*

Emisiones de CO ₂ por sector	Emisiones en 2005 [Gt CO ₂]	Fracción [%]
Producción de electricidad y calor	9.6	36.5
Industria	6.8	25.9
Transporte	5.2	19.8
Residencial	2.2	8.4
Transformación de combustibles	0.9	3.4
Comercial	0.9	3.4
Agricultura	0.7	2.7
TOTAL	26.3	100.0

Dentro del sector energético –producción de electricidad y calor, industria, transporte, calefacción doméstica y transformación de combustibles–, la generación de energía eléctrica tiene la mayor fracción de emisiones, cerca del 40%, que representa casi el doble de las contribuciones del transporte.

Al desglosar la generación de energía eléctrica por combustible, se encuentra que el carbón contribuye con 71%, el gas natural con 18%, y el petróleo y sus derivados con 11% de las emisiones de CO₂. De este modo, las plantas convencionales de carbón aportan cerca de tres cuartas partes de las emisiones del sector energético, que significan aproximadamente el 18% de las emisiones totales de CO₂ generadas por el ser humano¹⁸.

2.2 Prospectivas

Para poder evitar los efectos más extremos del cambio climático y limitar el incremento en la temperatura global a 2.0°C –2.4°C por encima de los niveles de la era preindustrial– se estima que las emisiones deberán llegar a su máximo en el período de 10 a 20 años siguiente. Lo anterior significa que las medidas que sean tomadas, deberán reducir las emisiones de CO₂ entre 50 y 80% para el año 2050. Estas cifras son muy altas, tomando en cuenta que la demanda de energía global crecerá en un 50% para el año 2030, con los combustibles fósiles como fuente de energía dominante. Para entonces, el mundo requerirá un 50% de energía eléctrica más que en la actualidad; además, una gran parte de la capacidad a instalar se logrará por medio del carbón, que es un combustible con alto grado de carbono, pero muy atractivo para algunos países, incluyendo Estados Unidos y China, debido a que es barato y abundante¹⁹.

Asimismo, se pronostica que alrededor de 3 000 plantas de generación eléctricas de carbón serán construidas a partir de ahora y hasta el año 2030, llevando a emisiones acumulativas de 750 Gt de CO₂ (un valor 30% mayor que las emisiones totales producidas por el uso del carbón anteriormente). Si la situación continúa, se proyecta que las emisiones de CO₂ crecerían de 26.9 Gt en 2004 a 33.9 Gt en 2015 y hasta 42.9 Gt en 2030, Figura 6.

¹⁸ The Petroleum Economist Ltd, *Fundamentals of Carbon Capture and Storage Technology*, 2007

¹⁹ *ibidem*

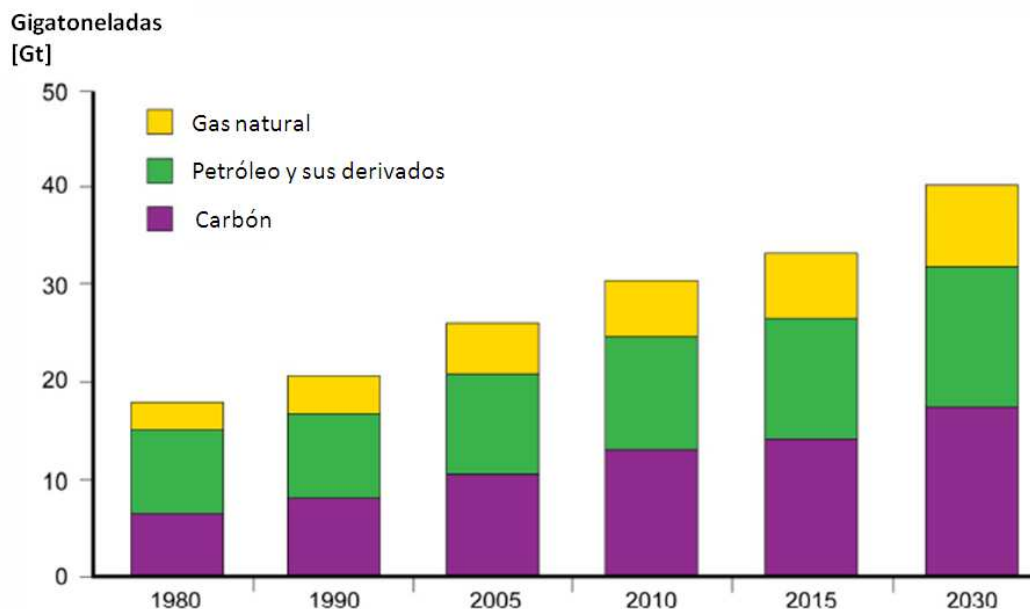


Figura 6. Emisiones globales relacionadas al sector energético, por combustible [SRI Consulting, 2009]

De este análisis se desprende que, de no cambiar los escenarios, los combustibles fósiles seguirán conformando a mediano plazo la base de la infraestructura energética, a pesar del alza en el uso de energías alternativas. Las energías renovables poseen atractivos particulares, pero, a diferencia de los combustibles fósiles y de la energía nuclear, no son capaces de suministrar energía eléctrica de base.

2.3 Medidas para reducir las emisiones de CO₂

Ninguna opción tecnológica puede proporcionar por sí sola la reducción de emisiones necesaria para lograr la estabilización, sino que se necesitará una cartera de medidas de mitigación. Dichas medidas de mitigación comprenden la mejora de la eficiencia energética, la preferencia de combustibles que dependan menos intensivamente del carbono, la energía nuclear, las fuentes de energía renovables, el perfeccionamiento de los sumideros biológicos y la reducción de emisiones de GEI diferentes del CO₂, Figura 7.

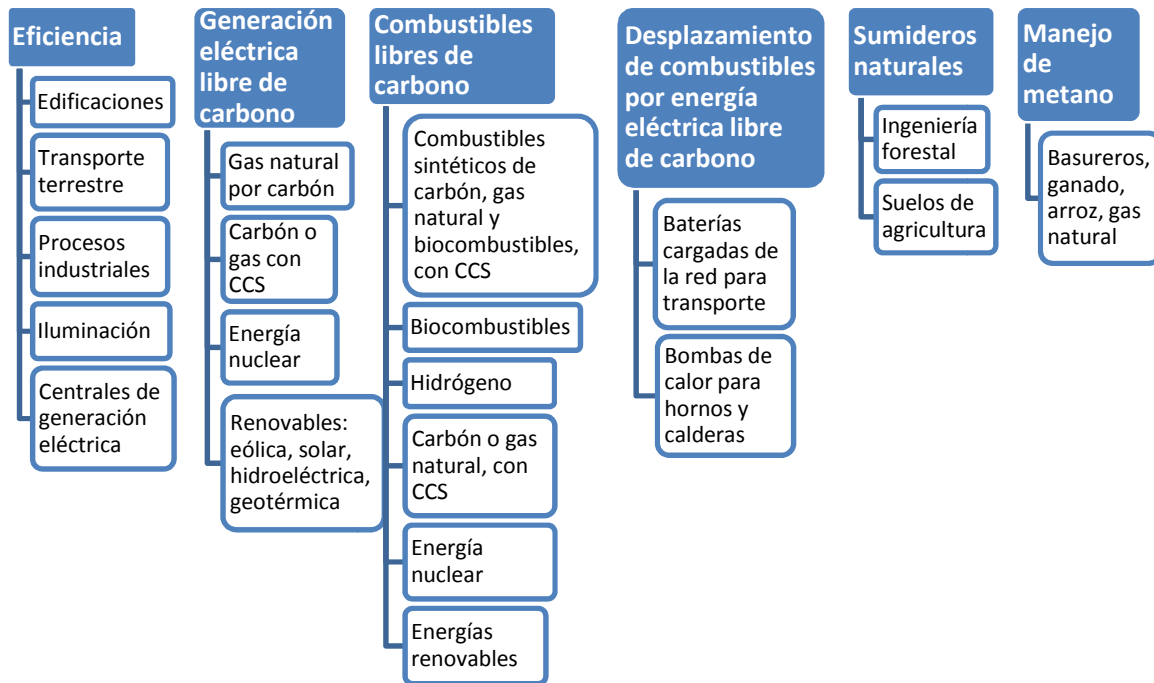


Figura 7. Medidas de mitigación
[The Petroleum Economist Ltd, 2007]

Al implementar estas medidas se podrían evitar los peores efectos del cambio climático y estabilizar la concentración atmosférica de CO₂ en 500 ppm, generando nuevas oportunidades económicas a lo largo del camino. El tener diversas opciones de mitigación es una forma simple de desglosar las reducciones necesarias en fracciones manejables asignadas a tecnologías específicas.

Se pueden lograr reducciones significativas en las emisiones al incrementar la eficiencia en las plantas de generación; sin embargo, la captación y el almacenamiento de CO₂ (CCS²⁰) –el proceso de separar el CO₂ de las fuentes industriales y las relacionadas con el sector energético, transportarlo a un lugar de almacenamiento y aislarlo de la atmósfera– puede ser una de las claves para la descarbonización a gran escala y para el uso sostenido de combustibles fósiles a largo plazo, puesto que mediante su utilización, se puede completar una cuarta parte de la reducción de emisiones necesaria para estabilizar la concentración atmosférica del CO₂ a 550 ppm y limitar el incremento de la temperatura a

²⁰ CCS, siglas en inglés de *CO₂ Capture and Storage*

2°C por encima de los niveles que se tenían en la época pre industrial. Asimismo, se proyecta que las tecnologías CCS podrían contribuir de 15 a 55% de los esfuerzos de mitigación acumulativos para el año 2100²¹.

La CCS puede llegar a tener un papel central en la economía mundial a mediano plazo, ya que puede proporcionar el tiempo de maduración que necesitan las energías alternativas y los procesos industriales, abriendo paso a un nuevo sector de actividad económica.

²¹ The Petroleum Economist Ltd, *Fundamentals of Carbon Capture and Storage Technology*, 2007

3 CAPTACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CO₂

En este apartado se describen los aspectos técnicos y económicos de los sistemas de captación y almacenamiento de CO₂, aplicados a centrales termoeléctricas –principales fuentes emisoras de CO₂–. Es de suma importancia caracterizar estos procesos, ya que el transporte de CO₂ –objetivo central a analizar en este trabajo– se presenta como el eslabón entre la captación y el almacenamiento, conformando así, un proceso integral.

La Figura 8 muestra las diferentes vías para la CCS.

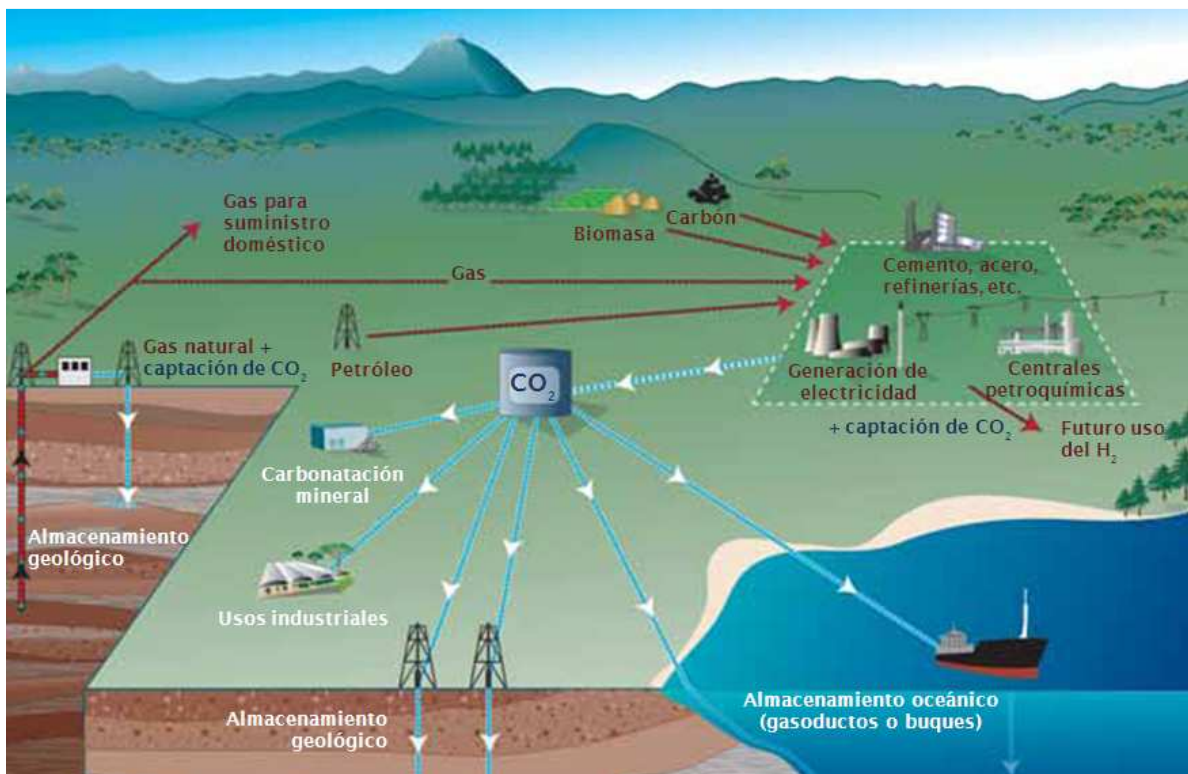


Figura 8. Esquema de los posibles sistemas CCS, con fuentes, opciones de transporte y almacenamiento [IPCC, 2005]

3.1 Captación de CO₂

La captación de CO₂, se refiere a la separación y colección del CO₂ de fuentes específicas de emisión o de la atmósfera y su consecuente recuperación en un flujo concentrado. Actualmente, se enfocan las investigaciones en sistemas para captar el CO₂ de las centrales eléctricas que operan con carbón debido a que son las mayores fuentes

estacionarias de este gas; sin embargo, las tecnologías que se desarrollen se podrán aplicar también a centrales eléctricas de gas y a plantas industriales.

La finalidad de la captación de CO₂ es producir un flujo concentrado de CO₂ a alta presión que pueda ser fácilmente transportado y utilizado posteriormente. En principio, el flujo total de gas con bajas concentraciones de CO₂ podría ser transportado y utilizado, pero los costos de la energía y otros gastos conexos hacen que este método sea poco práctico.

La captación de CO₂ ha ocurrido por algunos años en las industrias petrolera, química y eléctrica, por una variedad de motivos relativos a sus respectivos procesos industriales. No obstante, en dichos casos sólo una pequeña parte del CO₂ producido es captado. Para captar todo el CO₂, o inclusive tres cuartas partes en una central convencional con la tecnología actual, se requeriría equipo con costos de varios órdenes de magnitud mayores. Por otra parte, a falta de factibilidad y de costos efectivos para transportar y utilizar el CO₂, no tiene sentido su captación de las centrales eléctricas, por lo que es necesario desarrollar a la par los demás procesos subsecuentes a la captación.

3.1.1 Métodos

Existen tres métodos o rutas tecnológicas para captar el CO₂ generado por un combustible fósil primario, que son: captación posterior a la combustión, captación previa a la combustión y combustión de oxígeno-gas. La diferencia entre ellas radica en el posicionamiento de la captación en el proceso integral de utilización del combustible, Figura 9.

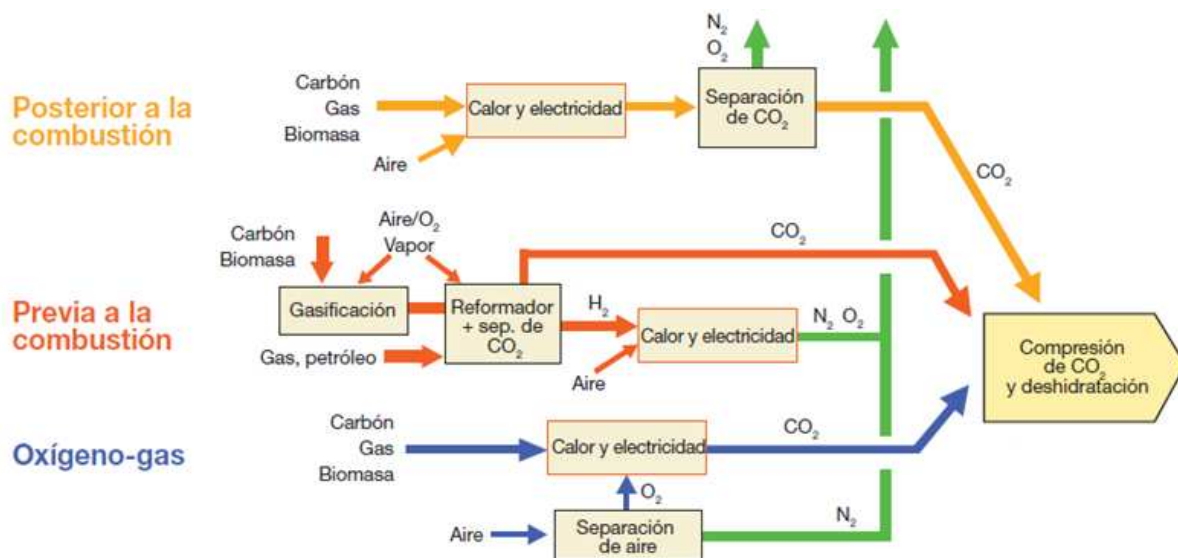


Figura 9. Procesos de captación [IPCC, 2005]

3.1.1.1 Posterior a la combustión

En estos procesos se separa el CO₂ de los gases producto de la combustión. La concentración de CO₂ en dichos gases es baja (entre 3 y 15% en volumen), y la presión es comúnmente la atmosférica. El CO₂ es captado por medio de un solvente líquido, tal como una solución acuosa de aminas. Una vez absorbido por el solvente líquido, el CO₂ es liberado por adición de calor. Esta tecnología es utilizada ampliamente por la industria de los alimentos y bebidas, y para la manufactura de fertilizantes.

La mayor ventaja de estos procesos es que ofrecen la posibilidad de ser aplicados en plantas de generación o a procesos industriales existentes. Sin embargo, su integración dificulta la practicidad técnica, eleva los costos y deriva en la instalación de sistemas adicionales para cubrir la alta demanda energética de la captación del CO₂. El proceso de captación requiere la extracción y uso de vapor, con lo que se reduce significativamente la capacidad de generación en una central.

Estas tecnologías se han desarrollado exitosamente, pero relativamente a pequeña escala. El desafío es alcanzar mejoras sustanciales en la eficiencia energética y extender esta tecnología a proyectos de mayor escala reduciendo los costos de inversión y los costos operativos.



*Figura 10. Planta en Malasia con captación posterior a la combustión
[IPCC, 2005]*

3.1.1.2 Previa a la combustión

En estos sistemas se procesa el combustible primario en un reactor con vapor y aire u oxígeno para producir una mezcla que consiste, principalmente, en monóxido de carbono e hidrógeno; a la mezcla de estos gases se le conoce como gas de síntesis. Mediante la reacción del monóxido de carbono con el vapor en un segundo reactor, reactor de conversión, se produce hidrógeno adicional y CO_2 . Entonces, la mezcla resultante de hidrógeno y CO_2 puede separarse en un flujo de gas de CO_2 y un flujo de hidrógeno. El CO_2 puede ser separado de la mezcla por absorción en solventes líquidos o por adsorbentes sólidos, y puede ser liberado por adición de calor o por reducción de presión, y el hidrógeno será un producto energético sin carbono que podrá ser consumido para producir energía eléctrica o calor. Estas tecnologías se aplican de forma generalizada a la fabricación de fertilizantes, y a la producción de hidrógeno y de amoníaco.

Si bien las fases primarias de conversión del combustible son más complejas que en los sistemas de captación posterior a la combustión, las altas concentraciones de CO_2 producidas por el reactor de conversión (generalmente, del 15 al 40% en volumen en seco) y las altas presiones (alrededor de 70 bar) que suelen caracterizar a estas

aplicaciones son más favorables para la separación de CO₂, ofreciendo el potencial de aplicar nuevas tecnologías de captación, tales como membranas de separación o destilación a baja temperatura. Sin embargo, la adaptación de la captación previa a la combustión a sistemas existentes se torna más complicada que en los sistemas posteriores a la combustión, debido a la complejidad de los pasos de conversión de combustible.²²

La captación previa a la combustión se utilizaría en centrales eléctricas que usan tecnología de ciclo combinado con gasificación integrada (IGCC²³). Además, el hidrógeno podría ser utilizado en hidro-tratamiento²⁴, mientras que el gas de síntesis podría ser usado como suplemento para combustibles líquidos o para manufactura de químicos. Por medio de estas alternativas, las plantas que utilicen procesos de captación previa a la combustión pueden suministrar varios productos útiles además de energía eléctrica y de calor.

3.1.1.3 Combustión de oxígeno-gas

En estos procesos se utiliza oxígeno, y no aire, para la combustión. Esto produce gases producto, compuestos mayormente por CO₂ y vapor de agua. Los gases producto tienen una concentración relativamente alta de CO₂, (más de 80% en volumen). El vapor de agua producido puede ser removido por enfriamiento o por compresión del flujo de gases. El oxígeno para la combustión puede ser producido por destilación criogénica del aire en unidades separadoras de aire, estas últimas usadas ampliamente en procesos industriales. Los sistemas de combustión oxígeno-gas se han desarrollado a pequeña escala, en laboratorio o en plantas piloto. Además de la aplicación de la combustión oxígeno-gas en calderas, se ha estudiado la posibilidad de aplicarla a turbinas de gas.

La combustión de oxígeno-gas está en la fase de demostración y utiliza oxígeno de un alto grado de pureza. Ello da lugar a altas concentraciones de CO₂ en el flujo de gas y, por tanto, a una separación más fácil del CO₂, así como a mayores necesidades energéticas para separar el oxígeno del aire.

²² IEA, *CO₂ Capture and Storage, a key carbon abatement option*, 2008

²³ IGCC, siglas en inglés de *Integrated Gasification Combined Cycle*

²⁴ Hidro-tratamiento: proceso de refinación para producir combustibles más limpios

3.1.2 Riesgos

La vigilancia, los riesgos y las repercusiones jurídicas de los sistemas de captación de CO₂ no parecen presentar retos esencialmente nuevos, ya que todos son elementos de las prácticas normales de control sanitario, ambiental y de seguridad en la industria. No obstante, los sistemas de captación de CO₂ requieren cantidades significativas de energía para su funcionamiento. Ello reduce la eficiencia neta de las plantas, de manera que las centrales eléctricas necesitan más combustible para generar cada kilowatt-hora (kWh) de electricidad producida. El aumento del consumo de combustible por kWh para las plantas que captan el 90% del CO₂ utilizando la mejor tecnología existente oscila entre el 24 y el 40% en el caso de las nuevas plantas hipercríticas de carbón pulverizado, entre el 11 y el 22% en las plantas de ciclo combinado de gas natural y entre el 14 y el 25% en los sistemas IGCC basados en carbón, en comparación con instalaciones similares sin CCS²⁵.

El incremento de la cantidad de combustible requerida da lugar a un aumento de casi todas las demás emisiones al medio ambiente por kWh generado en relación con las plantas con tecnología de punta sin captación de CO₂ y, en el caso del carbón, cantidades proporcionalmente mayores de desechos sólidos. Además, aumenta el consumo de sustancias químicas, como el amoníaco y el carbonato cálcico, utilizadas por las plantas de carbón pulverizado para el control de las emisiones de óxido de nitrógeno y de dióxido de azufre. Los diseños avanzados de plantas que reducen en mayor medida las necesidades energéticas de la CCS reducirán también el impacto ambiental general y el costo. De hecho, en comparación con muchas plantas existentes más antiguas, las instalaciones nuevas o renovadas más eficientes con sistemas de CCS podrían obtener reducciones netas de las emisiones en el medio ambiente a nivel de planta.

3.1.3 Costos

La estimación de costos de la captación de CO₂ en centrales eléctricas de grandes dimensiones se basa en estudios de diseño técnico de tecnologías para uso comercial actual. En la Tabla 3.1 se resumen los resultados correspondientes a plantas de carbón pulverizado, ciclo combinado con gas natural y ciclo combinado IGCC, basados en la

²⁵ IPCC, La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono, 2005

tecnología existente, con captación de CO₂ y sin ella. En los tres casos se reducen las emisiones de CO₂ por kWh entre el 80 y el 90%, tomando en cuenta las necesidades energéticas de la captación. Los costos de captación comprenden el costo de la compresión del CO₂ (por lo general, entre 11 y 14 MPa), pero no incluyen los costos adicionales del transporte y el almacenamiento del CO₂.

Tabla 3.1. Resumen de los costos de captación de CO₂ para centrales eléctricas sobre la base de la tecnología existente [IPCC, 2005]

Medición del rendimiento y los costos	Planta de ciclo combinado			Planta de carbón pulverizado			Planta de ciclo combinado IGCC		
	Escala mín.	Escala máx.	Valor rep.	Escala mín.	Escala máx.	Valor rep.	Escala mín.	Escala máx.	Valor rep.
Factor de emisión sin captación [kgCO ₂ /kWh]	0.344	0.379	0.367	0.736	0.811	0.762	0.682	0.846	0.773
Factor de emisión con captación [kgCO ₂ /kWh]	0.04	0.066	0.052	0.092	0.145	0.112	0.065	0.152	0.108
Reducción porcentual de CO ₂ por kWh [%]	83	88	86	81	88	85	81	91	86
Eficiencia de la planta con captación, base PCI ²⁶ [%]	43	50	48	30	35	33	31	40	35
Necesidad energética de la captación [% del insumo/kWh]	11	22	16	24	40	31	14	25	19
Necesidades totales de capital sin captación [USD ²⁷ /kW]	515	724	568	1161	1486	1286	1169	1565	1326
Necesidades totales de capital con captación [USD/kW]	909	1261	998	1894	2578	2096	1414	2270	1825
Aumento porcentual del costo de capital con captación [%]	64	100	76	44	74	63	19	66	37
COE ²⁸ sin captación [USD/kWh]	0.031	0.05	0.037	0.043	0.052	0.046	0.041	0.061	0.047
COE sólo con captación [USD/kWh]	0.043	0.072	0.054	0.062	0.086	0.073	0.054	0.079	0.062
Aumento del COE con captación [USD/kWh]	0.012	0.024	0.017	0.018	0.034	0.027	0.009	0.022	0.016
Aumento porcentual del COE con captación [%]	37	69	46	42	66	57	20	55	33
Costo del CO ₂ captado neto [USD/tCO ₂]	37	74	53	29	51	41	13	37	23
Nivel de confianza en el costo de la captación	moderado			moderado			moderado		

A partir de la Tabla 3.1, se observa que la captación de CO₂ aumenta el costo de la producción de electricidad entre un 35 y un 70% (de 0,01 a 0,02 USD/kWh) para una

²⁶ PCI, poder calorífico inferior

²⁷ USD, dólares de los Estados Unidos

²⁸ COE, costo de producción de electricidad

planta de ciclo combinado con gas natural, entre un 40 y un 65% (de 0,02 a 0,03 USD por kWh) para una planta hipercrítica de carbón pulverizado, y entre un 20 y un 55% (de 0,01 a 0,02 USD por kWh) para una planta IGCC. En general, los costos de producción de electricidad para las plantas de combustibles fósiles con captación (con exclusión de los costos ocasionados por el transporte y el almacenamiento del CO₂) oscilan entre 0,04 y 0,09 USD por kWh, en comparación con un costo de 0,03 a 0,06 USD por kWh para plantas similares sin sistema de captación. Sin embargo, dado que aún no se han construido sistemas de ciclo combinado de gas natural, carbón pulverizado y ciclo combinado IGCC con CCS en escala cabal, los costos absolutos o relativos de estos sistemas no pueden indicarse con un alto grado de confianza en este momento.

Los métodos de captación de CO₂ nuevos o mejorados, junto con sistemas de energía y diseños de procesos industriales avanzados, podrían reducir los costos de la captación de CO₂ y las necesidades energéticas. Mientras persistan las actividades de R&D, las mejoras en las tecnologías comerciales pueden reducir los costos de captación de CO₂ actuales en, al menos, una proporción del 20 al 30% durante, aproximadamente, los próximos diez años.

3.2 Almacenamiento de CO₂

Las opciones, el potencial y los retos que genera el almacenamiento de CO₂ –el proceso de retener el CO₂ captado, de modo que no llegue a la atmósfera–, son algunas de las cuestiones más importantes para caracterizar a las tecnologías CCS como en conjunto.

El almacenamiento de CO₂ puede ser y es llevado a cabo. La industria del petróleo ha venido manejando la inyección de gas y su almacenamiento en el subsuelo a lo largo de un siglo. El siguiente paso es incrementar la capacidad de almacenamiento, lo cual requerirá una mejor identificación de fuentes y sumideros, y una forma estandarizada de operar y monitorear los sitios de almacenamiento que se elijan.

3.2.1 Métodos

Existe una variedad de formas disponibles para almacenar el CO₂. Cada una de estas rutas está en diferentes fases de desarrollo y enfrenta diferentes problemáticas.

3.2.1.1 Almacenamiento geológico

Los tipos de formaciones geológicas que han sido objeto de una amplia consideración para el almacenamiento geológico de CO₂ son: yacimientos de petróleo y gas, formaciones salinas profundas y capas de carbón inexplotables, Figura 11. En cada caso, el almacenamiento geológico de CO₂ se consigue mediante su inyección en forma condensada en una formación rocosa subterránea. Las formaciones rocosas porosas que retienen o (como en el caso de los yacimientos agotados de petróleo o de gas) que han retenido fluidos anteriormente –como gas natural, petróleo o salmuera– son candidatos potenciales para el almacenamiento de CO₂. Las formaciones aptas para el almacenamiento pueden aparecer en cuencas sedimentarias terrestres y marítimas. Las capas de carbón también pueden utilizarse para almacenar CO₂, pero únicamente cuando sea poco probable que el carbón sea explotado posteriormente. La opción de almacenar CO₂ en capas de carbón para mejorar la producción de metano aún está en la fase de demostración. Otras oportunidades de almacenamiento geológico, un tanto menos estudiadas y de menor escala, existen en basaltos, esquistos de petróleo o gas, cavernas de sal y minas abandonadas.

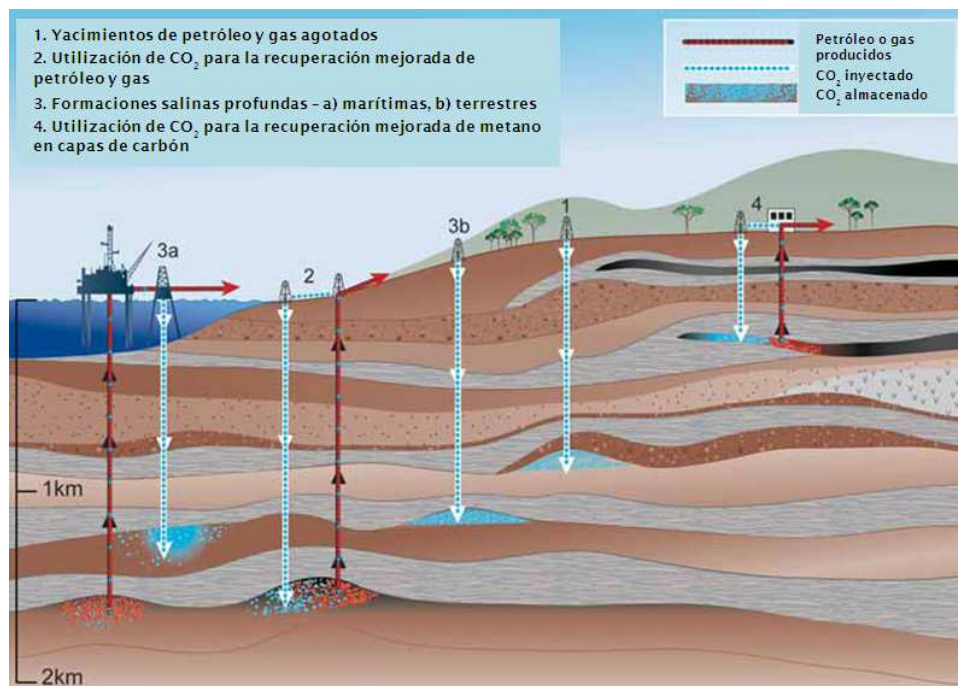


Figura 11. Visión general de las opciones de almacenamiento geológico [IPCC, 2005]

La selección inicial de un sitio de almacenamiento se determina por factores que incluyen: la ubicación de las mayores fuentes de CO₂ y de sitios seguros para el almacenamiento, y la disponibilidad de infraestructura existente.

La inyección de CO₂ en formaciones geológicas profundas utiliza muchas de las tecnologías que se han desarrollado en la industria de la prospección y la producción de petróleo y gas. La tecnología de perforación de pozos, la tecnología de inyección, la simulación por ordenador de la dinámica de los depósitos de almacenamiento y los métodos de vigilancia siguen desarrollándose para el diseño y el funcionamiento del almacenamiento geológico.

El almacenamiento geológico en los reservorios de hidrocarburos implica la inyección de CO₂ dentro de formaciones de roca en las cuales, el CO₂ inyectado es atrapado físicamente en el subsuelo debajo de una capa de roca impermeable. La roca actúa como un sello superior y evita que los fluidos se fuguen. Este almacenamiento se presenta comúnmente en formaciones con 800 metros o más de profundidad. La presencia de hidrocarburos en los reservorios de petróleo y gas demuestra la efectividad de su capacidad de sellado en una escala de tiempo de millones de años. El CO₂ inyectado, que desplaza al petróleo o gas aun presente en el reservorio, se disuelve en agua dentro de la formación y se hunde hacia el fondo (por millones de años). Entonces, las reacciones químicas entre el CO₂ disuelto y los minerales rocosos forman especies iónicas, de manera que una fracción del CO₂ inyectado se convertirá en carbonatos sólidos a lo largo de millones de años.

Un proceso muy similar ocurre en la inyección de CO₂ en acuíferos salinos, capas de carbón, y esquistos ricos en sustancias orgánicas. El almacenamiento en formaciones llenas de salmuera representa el mayor volumen de almacenamiento potencial en todo el mundo –eclipsando potencialmente a los campos de petróleo y gas–, sin embargo, la escala de esta oportunidad es incierta.

3.2.1.1.1 Recuperación mejorada de hidrocarburos

La inyección de CO₂ en reservorios de petróleo y gas puede conducir a la recuperación mejorada de hidrocarburos, maximizando la obtención de recursos en lugares conocidos, reduciendo la dependencia de la exploración y descubrimientos, y prolongando la vida de los campos existentes. Esto tiene implicaciones para áreas de producción de petróleo y gas maduras, tal como el Mar del Norte, donde la vida útil de la infraestructura, como tuberías y las reservas en los pozos, puede ser ampliada por medio de la reutilización.

Las compañías petroleras nacionales están mostrando un gran interés en el potencial de la inyección de gas para maximizar el valor de sus recursos conocidos. La recuperación mejorada de crudo (EOR²⁹) puede mejorar el valor económico de las tecnologías CCS, pero es altamente dependiente de los precios del petróleo y del gas y de la innovación continua para manejar el proceso y su mejora de costos. La recuperación mejorada de gas, en la cual el CO₂ es inyectado nuevamente en la base de un reservorio productor de gas, también es viable y material en su volumen potencial de almacenamiento.

3.2.1.2 Almacenamiento oceánico

Una posible opción de almacenamiento de CO₂ consiste en inyectar el CO₂ captado directamente en los fondos oceánicos (a más de 1 000 metros de profundidad), en que la mayor parte quedaría aislada de la atmósfera durante siglos. Ello puede lograrse mediante el transporte de CO₂ por gasoductos o buques a un lugar de almacenamiento oceánico, donde se inyecta en la columna de agua del océano o en los fondos marinos. Posteriormente, el CO₂ disuelto y disperso se convertiría en parte del ciclo global del carbono. En la Figura 12, se indican algunos de los principales métodos que podrían aplicarse. El almacenamiento oceánico aún no se ha demostrado a escala experimental y sigue en la fase de investigación.

²⁹ EOR, siglas en inglés de *Enhanced Oil Recovery*

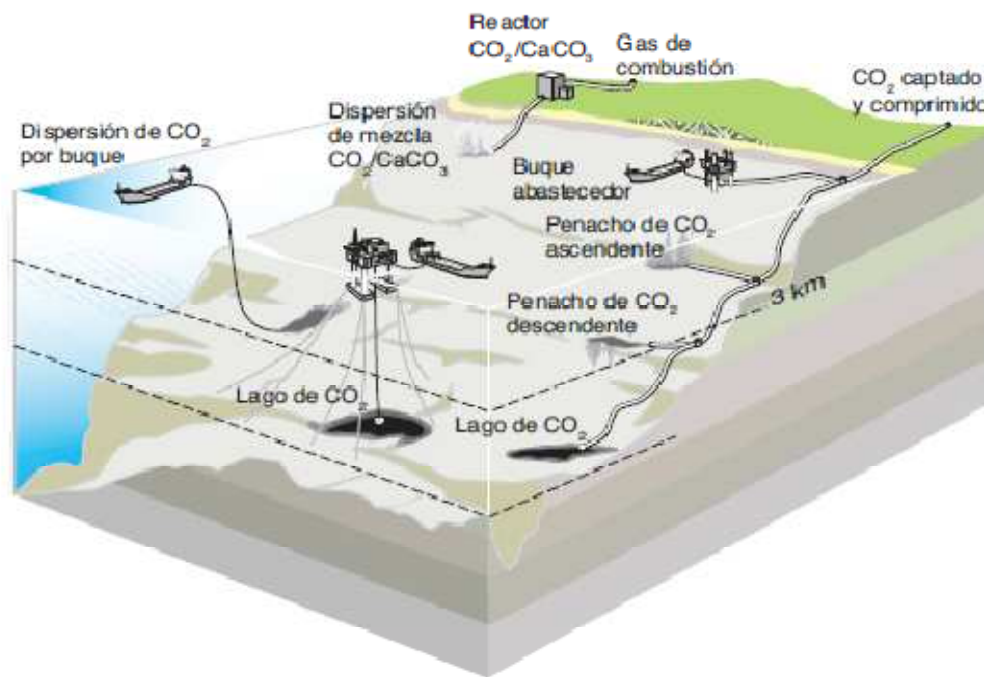


Figura 12. Posibles métodos de almacenamiento oceánico [IPCC, 2005]

La inyección de algunas Gt de CO₂ produciría un cambio apreciable en la química de la región oceánica en que se llevara a cabo, mientras que la inyección de cientos de Gt de CO₂ produciría cambios más importantes en la región que hubiera recibido la inyección y acabaría por causar cambios apreciables en todo el volumen oceánico. No obstante, no se conoce ningún mecanismo para la liberación repentina o catastrófica en la atmósfera de CO₂ inyectado en el océano.

3.2.1.3 Carbonatación mineral y usos industriales

Existen otras dos posibilidades para el almacenamiento de CO₂: la primera es la carbonatación mineral, que conlleva la conversión de CO₂ en carbonatos inorgánicos sólidos mediante reacciones químicas, Figura 13; y la segunda opción consiste en el uso industrial del CO₂ de forma directa o como materia prima para la producción de diversas sustancias químicas que contienen carbono.

La aplicación de la carbonatación mineral está en fase de investigación y demostración, y su despliegue comercial requeriría cantidades de energía significantes, no sólo del

proceso de carbonatación, sino también de las actividades de minería y transporte necesarias para escalar estos procesos. Además, los efectos relativos a los desechos podrían incrementarse, esto hace que su potencial como opción de almacenamiento sea difícil de determinar.

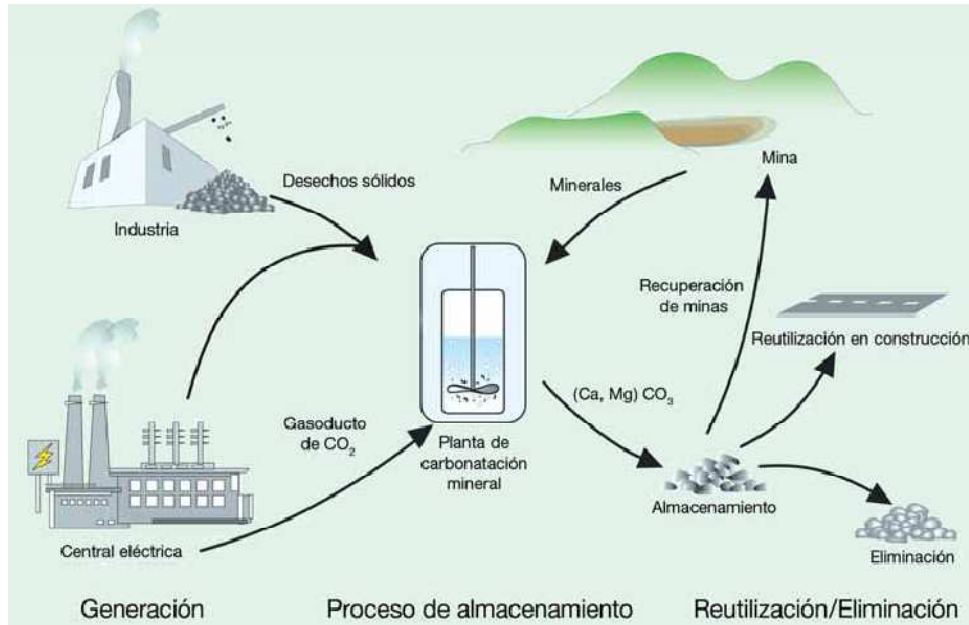


Figura 13. Flujos de materiales y fases del proceso de carbonatación mineral de rocas de silicatos o de residuos industriales [IPCC, 2005]

Los usos industriales del CO₂ comprenden los procesos químicos y biológicos en que el CO₂ actúa como reactivo, por ejemplo, en los procesos de producción de urea y metanol, así como en diversas aplicaciones tecnológicas que usan directamente el CO₂, como el sector hortícola, la refrigeración, el envasado de alimentos, la soldadura, las bebidas y los extintores de incendios. A pesar de que utilizar el CO₂ en estas formas lo mantiene fuera de la atmósfera, aun no es claro si estas aplicaciones conducen a una reducción neta de emisiones. Además, es poco probable que estas aplicaciones puedan llegar a una escala tal para hacer una contribución significativa en la mitigación del cambio climático.

3.2.2 Potencial de almacenamiento

El almacenamiento geológico ha sido estudiado con gran interés debido a que existen regiones con cuencas sedimentarias aptas para el almacenamiento de CO₂ en todo el

mundo, tanto en la tierra como en el mar. La experiencia práctica en la operación de estas formaciones geológicas es avanzada, mucho más que en otras estructuras geológicas – como el basalto, las pizarras bituminosas y gaseosas, las cavernas salinas y las minas abandonadas–, de las que se tiene un nivel de conocimiento mucho menor.

Las estimaciones generales, especialmente las del límite superior del potencial, varían en gran medida y entrañan un alto grado de incertidumbre debido a las divergentes metodologías utilizadas en los trabajos y a que el conocimiento de las formaciones salinas es relativamente limitado en casi todas las regiones del mundo. Para los yacimientos de petróleo y gas se dispone de mejores estimaciones, basadas en la sustitución de volúmenes de hidrocarburos por volúmenes de CO₂, en las que la capacidad de almacenamiento oscila en un rango de 675-900 Gt de CO₂.

Otro enfoque para estudiar el potencial de almacenamiento consiste en evaluar si es posible alcanzar, por medio de la CCS, la reducción de emisiones de CO₂ en diferentes escenarios de estabilización. En este contexto, se requerirían entre 220 y 2 200 Gt de CO₂ almacenado para que la CCS hiciera una contribución significativa a la estabilización climática, es decir, alcanzar una concentración de CO₂ entre 450 y 750 ppm en la atmósfera hacia 2100. Si las estimaciones del potencial de almacenamiento sugieren que la capacidad de todas las formaciones geológicas existentes es de por lo menos 2 000 Gt de CO₂, se deduce que el almacenamiento geológico podría proveer la capacidad suficiente para la estabilización atmosférica del CO₂³⁰.

3.2.3 Riesgos

Los riesgos relacionados con las fugas del almacenamiento de CO₂ en depósitos geológicos quedan abarcados en dos categorías generales: riesgos mundiales y riesgos locales. Los riesgos mundiales comprenden la liberación de CO₂ con contribuciones significativas al cambio climático; mientras que los riesgos locales se refieren a las afectaciones que puedan sufrir los seres humanos, los ecosistemas y las aguas subterráneas.

³⁰ The Petroleum Economist Ltd, *Fundamentals of Carbon Capture and Storage Technology*, 2007

Con respecto a los riesgos locales, hay dos tipos de escenarios en que pueden producirse las fugas: de forma repentina y de forma gradual. Es probable que el escenario repentino de liberación sea detectado y atajado mediante la utilización de técnicas disponibles en la actualidad. Una concentración de CO₂ superior a un nivel del 7 al 10% en el aire causaría un peligro inmediato para la vida y la salud humana, no obstante, la cantidad total de CO₂ liberado sería muy baja en comparación con la cantidad inyectada total. Este tipo de riesgos son gestionados periódicamente de forma eficaz en el sector del petróleo y el gas mediante la utilización de controles técnicos y administrativos. En el segundo escenario, pueden producirse fugas a través de fallas o fracturas que no han sido detectadas, o por medio de pozos con pérdidas en que la filtración a la superficie es más gradual y difusa. En este caso, los peligros afectan principalmente a los acuíferos de agua potable y los ecosistemas en los que el CO₂ se acumula. En este escenario, también puede darse una acidificación y/o un desplazamiento de oxígeno en los suelos. Además, existe el riesgo de causar daños a las vidas humanas y animales.

Los métodos de vigilancia disponibles son prometedores, pero es necesario adquirir más experiencia para establecer los niveles de detección. También existen técnicas para eliminar el CO₂ de los suelos y las aguas subterráneas, pero es probable que resulten costosas. Se necesitará más experiencia para demostrar la eficacia y determinar los costos de estas técnicas para su uso en el almacenamiento de CO₂.

3.2.4 Costos

Las tecnologías y el equipo utilizados para el almacenamiento geológico son de uso generalizado en los sectores del petróleo y el gas, por lo que las estimaciones de los costos para esta opción tienen un grado de confiabilidad relativamente alto. Las estimaciones representativas de los costos de almacenamiento en formaciones salinas y yacimientos petrolíferos y de gas agotados oscilan entre 0,5 y 8 USD por cada tonelada de CO₂ inyectado. Los costos de vigilancia, que varían entre 0,1 y 0,3 USD por tonelada de CO₂, son adicionales. Los costos de almacenamiento más bajos corresponden a los depósitos terrestres, de poca profundidad y alta permeabilidad, y/o los lugares de

almacenamiento en que los pozos y la infraestructura de yacimientos petrolíferos y de gas existentes pueden ser reutilizados.

Cuando el almacenamiento se combina con la recuperación mejorada de crudo o con la recuperación mejorada de gas, el valor económico del CO₂ puede reducir los costos totales de CCS. En todos los casos, el beneficio económico de la producción mejorada depende en gran medida de los precios del petróleo y el gas.

3.2.5 Proyectos existentes de almacenamiento de CO₂

El almacenamiento geológico de CO₂ se está practicando en tres proyectos a escala industrial (proyectos del orden de 1 Mt³¹ de CO₂ al año o más): el proyecto *Sleipner* en el Mar del Norte, el proyecto *Weyburn* en el Canadá y el proyecto *In Salah* en Argelia. Entre 3 y 4 Mt de CO₂, que de otro modo serían descargadas en la atmósfera, son captadas y almacenadas anualmente en formaciones geológicas. Además de los proyectos CCS en curso, al año se inyectan 30 Mt de CO₂ para la recuperación mejorada de crudo, principalmente en Texas, Estados Unidos, donde comenzó a practicarse la recuperación mejorada de crudo a principios de la década de 1970. Casi todo ese CO₂ se obtiene de yacimientos naturales de CO₂ situados en regiones occidentales de los Estados Unidos, y una parte procede de actividades humanas como el refinamiento de gas natural. Gran parte del CO₂ que se inyecta para la recuperación mejorada de crudo se produce a partir de petróleo, del cual es separado y luego inyectado de nuevo. Al final del proceso de recuperación del petróleo, el CO₂ puede ser retenido para fines relacionados con la mitigación del cambio climático, en lugar de ser purgado en la atmósfera; esto es lo que se prevé en el proyecto *Weyburn*.

3.3 Concepto *Capture-Ready*

Actualmente se está planeando la construcción de nuevas centrales de generación eléctrica para cubrir la creciente demanda energética global. A falta de los incentivos materiales para disminuir los costos adicionales de la implementación de CCS en una planta nueva, las centrales que se construyan en los próximos años deberán presentar la

³¹ 1 Megatonelada (Mt) es equivalente a un millón de toneladas: 1,000,000 toneladas ó 10⁹ kilogramos

opción de adaptar la CCS para el momento en que la reducción de emisiones se vuelva necesaria. Este asunto va dirigido directamente a los países en vías de desarrollo, en los que aun no se tienen definidas las metas de reducción de CO₂.

El concepto “*capture-ready*” intenta marcar la pauta en la construcción de nuevas centrales que no pueden incorporar la captación de CO₂ en sus operaciones iniciales debido a cuestiones económicas y/o de normatividad. De este modo, la CCS podría ser adaptada a las plantas cuando la situación regulatoria-financiera lo permita, Figura 14. El principal objetivo de construir este tipo de plantas es reducir el riesgo de emitir CO₂ hasta que los activos en las centrales se vuelvan inutilizables.

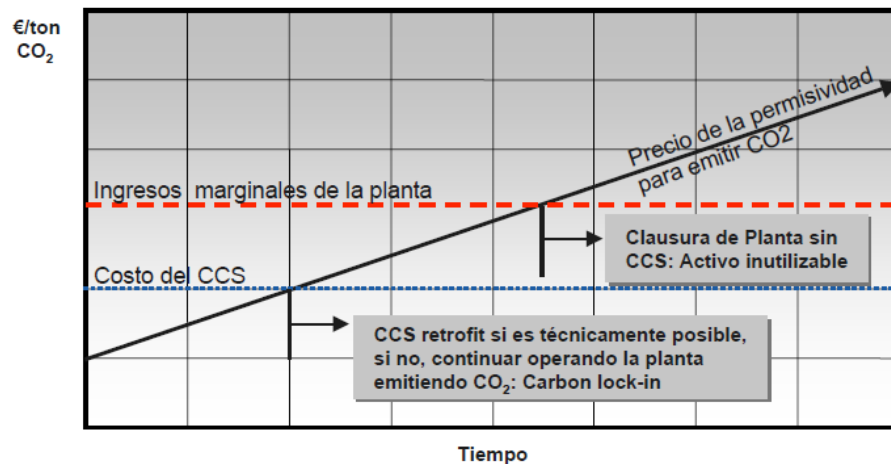


Figura 14. Riesgo de cierre de plantas condenadas a emitir CO₂ [Alstom, 2009]

Para que una planta pueda ser considerada “*capture-ready*”, debe cumplir los siguientes requisitos³²:

- Que pueda incluir procesos de captación de CO₂ cuando las cuestiones regulatorias y/o económicas estén bien establecidas.
- Que se hayan analizado diversas opciones de adaptación de captación de CO₂ y su pre-inversión potencial.

³² IEA, *CO₂ Capture and Storage, a key carbon abatement option*, 2008

- Que considere en su diseño, los accesos y espacios suficientes para las instalaciones adicionales.
- Que se hayan identificado las rutas hacia un posible lugar de almacenamiento de CO₂, incluyendo la caracterización geológica de éste, con su capacidad y su distancia de los puntos de emisión.
- Que se proporcione información suficiente a las autoridades competentes encargadas de expedir los permisos de generación, de forma que se evalúe si el desarrollador del proyecto ha cumplido los criterios establecidos.

4 TRANSPORTE DE CO₂

En esta sección se describen los mecanismos utilizados actualmente para el transporte de CO₂, haciendo énfasis en que los gasoductos terrestres son la tecnología más usual para el transporte de CO₂. También se revisan las propiedades y las dificultades que se pueden encontrar en sistemas de este tipo. Por último se presenta una revisión de costos de transporte.

4.1 Propiedades físicas del CO₂

Las características físicas del CO₂ complican su transporte, ya que, a diferencia de otros gases como el metano, el hidrógeno o el etileno, las condiciones críticas del CO₂ son relativamente bajas: 74 bar y 31°C, Figura 15.

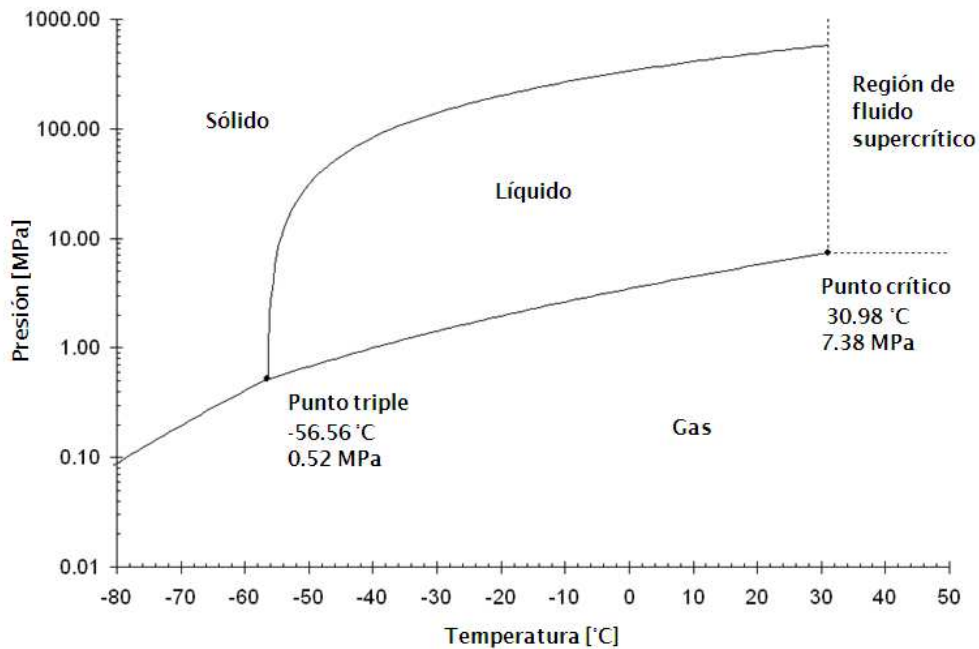


Figura 15. Diagrama de fase del CO₂
[El autor]

Esto significa que su transporte puede ocurrir en fase sólida, líquida, gaseosa, o como fluido supercrítico sobre un rango reducido de condiciones.

4.2 Métodos

En la actualidad, los gasoductos son tecnologías maduras, –y el método más común– de transporte de CO₂, pero también puede ser transportado en forma líquida en buques, o en camiones o vagones cisterna que lo transportan CO₂ de forma isotérmica a una temperatura muy inferior a la temperatura ambiente.

4.2.1 Por gasoducto

El primer gasoducto de CO₂ de larga distancia entró en funcionamiento en los primeros años de la década de 1970. En los Estados Unidos, más de 2 500 km de gasoductos transportan más de 40 Mt de CO₂ al año desde fuentes naturales y antropógenas hasta emplazamientos, principalmente, en Texas, donde el CO₂ es utilizado para la recuperación mejorada de crudo. Esos gasoductos operan en modo de “fase de condensación” (en la que tiene lugar una progresión continua del gas al líquido, sin que se produzca un cambio de fase bien definido), a la temperatura ambiente y a alta presión. En la mayor parte de esos gasoductos, el flujo es impulsado por compresores en el extremo inicial, si bien algunos gasoductos tienen estaciones de compresión intermedias (impulsoras).

En el caso de un gasoducto para CCS, mientras más denso sea el fluido, se reduce el diámetro de la tubería requerido; sin embargo, por encima del punto crítico, el fluido en condiciones supercríticas presenta una mezcla de propiedades de las fases gaseosa y líquida: el fluido tiene la densidad de un líquido con la compresibilidad y la viscosidad de un gas. Estas condiciones físicas hacen muy atractivo su transporte en ese estado debido a las ganancias en la eficiencia por fricciones bajas, y por lo tanto, caídas de presión reducidas.

Por otra parte, la calidad o pureza del CO₂ también tiene un impacto significativo en el transporte por gasoducto, ya que podría tener algunos impactos negativos, como son: implicaciones en la salud y en la seguridad, y cambios en las propiedades y, por ende, en los costos. Las impurezas presentes en el flujo dependen fuertemente de la fuente de CO₂, para las fuentes producidas por actividades humanas los contaminantes más comunes son:

metano, monóxido de carbono, agua, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, argón, óxidos de nitrógeno, óxidos de azufre. Estas impurezas pueden ser removidas hasta cierto punto para obtener un esquema práctico de CCS, sin embargo, una parte de contaminantes permanecerá y, por lo tanto, la calidad del flujo de CO₂ debe ser definida.

Al introducir un contaminante puede cambiar el punto crítico, así como otras propiedades. Si la presión crítica cambia en la mezcla, la hidráulica del sistema cambia. Para evitar estos cambios en las propiedades físicas, la variación que puede ocurrir debe estar controlada, por lo tanto debe encontrarse un punto de diseño en el cual, se puedan eliminar los cambios de fase dentro del gasoducto. Concretamente, la temperatura está limitada a no exceder los 30°C; en el caso de la presión, el paso por el punto crítico debe evitarse, por lo que una presión mínima de 100 bar sería aceptable, dando un margen de 30 bar de distancia del punto crítico para permitir caídas de presión dentro del sistema³³.

4.2.2 Otras tecnologías

En ciertas situaciones o lugares, el transporte de CO₂ por buque puede resultar más atractivo desde el punto de vista económico, especialmente si el CO₂ tiene que ser transportado a largas distancias o a ultramar. Los gases de petróleo licuados (GPL, principalmente el propano y el butano) son transportados en buques cisterna a gran escala comercial. El CO₂ puede ser transportado en barco prácticamente del mismo modo (por lo general, a una presión de 0,7 MPa), pero actualmente se lleva a cabo a pequeña escala debido a la escasa demanda. Las propiedades del CO₂ licuado son similares a las de los GPL y la tecnología podría ampliarse para ajustarse a los grandes medios de transporte de CO₂ si se materializara la demanda de esos sistemas.

Los camiones y los vagones cisterna también son opciones técnicamente viables. Estos sistemas transportan CO₂ a una temperatura de -20°C y a una presión de 2 MPa. Sin embargo, son costosos en comparación con los gasoductos y los buques, salvo a una escala muy reducida, y es poco probable que sean de utilidad para CCS a gran escala.

³³ Yorkshire Forward, *A carbon capture and storage network for Yorkshire and Humber*, 2008

4.3 Riesgos

Al igual que se aplican normas para la admisión de gas natural en los gasoductos, también deberían formularse normas mínimas para el CO₂ de “calidad de gasoducto” a medida que se desarrolla la infraestructura de gasoductos de CO₂. Las normas vigentes, elaboradas en gran parte en el marco de aplicaciones de recuperación mejorada de crudo, no son forzosamente idénticas a las que se necesitarían para la CCS, no obstante, no se prevé ningún obstáculo importante respecto del diseño de gasoductos para CCS.

Otra cuestión a considerar es que durante el transporte podrían producirse fugas de CO₂ a la atmósfera. El CO₂ seco (sin humedad) no es corrosivo para el acero al carbono-manganeso que suele utilizarse para los gasoductos, incluso si el CO₂ contiene contaminantes como el oxígeno, el sulfuro de hidrógeno, y los óxidos de sulfuro o de nitrógeno. En cambio, el CO₂ húmedo es sumamente corrosivo, de manera que, en este caso, un gasoducto de CO₂ tendría que construirse con una aleación resistente a la corrosión, o su interior tendría que estar revestido con una aleación o una capa continua de polímeros. Algunos gasoductos se construyen con aleaciones resistentes a la corrosión, si bien el costo de los materiales es varias veces mayor que el del acero al carbono-manganeso.

También pueden producirse accidentes. En el caso de los gasoductos de CO₂ existentes, de los cuales la mayor parte está en zonas de baja densidad demográfica, se ha registrado menos de un incidente al año (0.0003 por km al año) y ninguna lesión o muerte. Esto concuerda con la experiencia con los gasoductos de hidrocarburo y, probablemente, el impacto no sería más grave que el producido en los accidentes con gas natural. En el transporte marítimo, los tanques para el gas de hidrocarburos pueden ser peligrosos, pero el reconocimiento de ese riesgo ha dado lugar a la aplicación de normas relativas al diseño, la construcción y el funcionamiento, y los incidentes graves son poco frecuentes.

4.4 Costos

En general, los costos dependen en gran medida de la distancia y de la cantidad transportada. En el caso de los gasoductos, los costos dependen de si el gasoducto está

situado en la tierra o en el mar, si se trata de una zona muy congestionada, o si en su ruta hay montañas, grandes ríos o terrenos congelados. Todos estos factores podrían duplicar el costo por unidad de longitud, que aumentaría aún más en el caso de los gasoductos que atravesaran zonas habitadas. Todo costo adicional para la re-compresión (estaciones de compresión reforzadoras) que pueda necesitarse para los gasoductos de mayor longitud se contarían como parte de los costos de transporte, que son relativamente bajos.

En la Figura 16, se indica el costo del transporte por gasoducto para una distancia nominal de 250 km, que, por lo general, varía de 1 a 8 USD por tonelada de CO₂. La figura muestra también cómo el costo del gasoducto depende del flujo másico del CO₂. El costo del acero representa una fracción significativa del costo de un gasoducto, por lo que las fluctuaciones de ese costo (como su duplicación entre los años 2003 y 2005) podrían afectar a la economía general de los gasoductos.

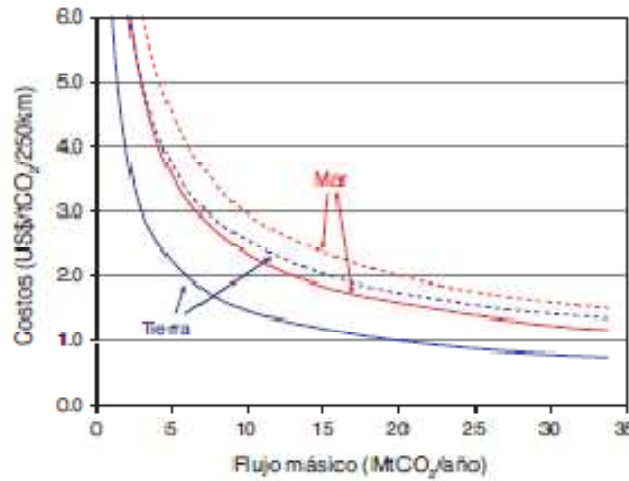


Figura 16. Costos de transporte para gasoductos terrestres y marítimos en USD/tCO₂ por cada 250 km, en función del flujo másico [IPCC, 2005]

En el transporte por barco, el volumen del tanque y las características de los sistemas de carga y descarga son algunos de los factores determinantes del costo general de transporte.

Los gastos relacionados con la compresión y la licuefacción del CO₂ están incluidos en los costos de captación presentados anteriormente. En la Figura 17, se comparan los costos

de transporte marítimo con los del transporte por gasoductos, y se muestra la distancia con respecto a la rentabilidad. Si existe la opción marítima, ésta suele ser más económica que los gasoductos para las distancias superiores a unos 1 000 km y para las cantidades inferiores a unos pocos millones de toneladas de CO₂ al año. En el almacenamiento oceánico, el sistema de transporte más apropiado depende del método de inyección: desde un buque flotante estacionario, un buque en desplazamiento, o un gasoducto desde la costa.

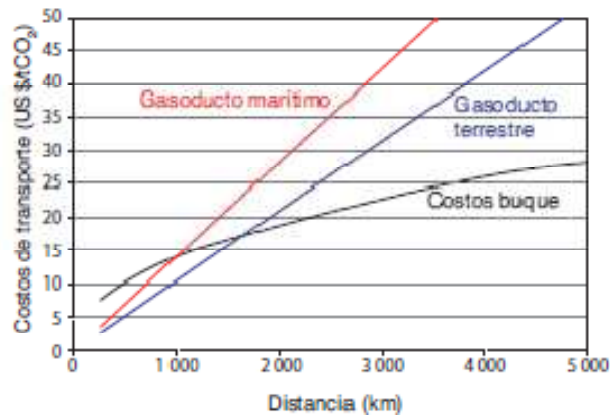


Figura 17. Costos expresados en USD/tCO₂ transportado en relación con la distancia, para el transporte por gasoductos terrestres, gasoductos marítimos y buques [IPCC, 2005]

5 EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS EN UN SISTEMA DE CONDUCCIÓN DE CO₂

En el presente trabajo, se desarrolló un modelo matemático para caracterizar los sistemas de conducción de CO₂ por medio de gasoductos terrestres, debido a que son las únicas tecnologías maduras de transporte de gases, o en otras palabras, que se aplica a escala comercial en todo el mundo. En el apartado de evaluación de alternativas, se proponen cinco configuraciones de *ceoductos* que serán analizadas desde el punto de vista técnico con apoyo del modelo desarrollado. A partir de los resultados que se obtengan, será posible discutir la conveniencia de cada una de las propuestas.

5.1 Modelo de conducción de CO₂ por gasoductos

El principal objetivo del modelo desarrollado es encontrar el diámetro de la tubería que cumpla con ciertos requerimientos especificados inicialmente. El modelo de conducción abarca todos los parámetros relacionados con operación y diseño del gasoducto, como son las presiones, las longitudes, los diámetros, la capacidad del gasoducto, la composición del fluido, etc. El modelo está dividido en dos secciones: transporte y compresión. En la primera se tratan los aspectos relacionados con el flujo de CO₂ en tuberías, mientras que en la segunda se aborda lo concerniente a las estaciones de compresión de CO₂. Todos los procesos de transporte fueron considerados como isotérmicos con el objetivo de facilitar el procesamiento de datos, mientras que los procesos de compresión se asumieron como politrópicos –en donde todas las propiedades varían– de forma que los resultados sean más veraces y aproximados a la realidad.

El comportamiento del CO₂ se obtuvo mediante la ecuación de estado de gas ideal y se introdujo al factor de compresibilidad como un factor de corrección. Este ajuste fue necesario debido a la desviación que presenta el comportamiento de los gases reales con respecto al de los gases ideales cuando están sometidos a altas presiones y bajas temperaturas. Todas las propiedades del CO₂ fueron obtenidas con el apoyo de la

paquetería *Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties* (REFPROP), versión 8.0 de NIST³⁴.

5.1.1 Transporte

El flujo de CO₂ en el gasoducto se modeló como un sistema abierto, al cual se le aplicó un balance de energía entre dos estados –inicial y final– para obtener la longitud de un segmento de tubería. Un segmento de tubería se define como la longitud de tubería entre dos estaciones de compresión. Partiendo del cálculo de la longitud de un segmento de tubería pueden obtenerse las longitudes de los segmentos de tubería subsecuentes que se deseen. El conjunto de segmentos de tubería y estaciones de compresión forma el gasoducto.

La presión de entrada y la mínima presión de salida del CO₂ en cada segmento de tubería se definen a partir del cambio de presión en cada estación de compresión y de la caída de presión máxima permitida en un segmento de tubería. El cambio de presión en cada estación de compresión está definido a su vez, por la presión inicial y final del CO₂ en el gasoducto, por el número de estaciones de compresión a instalar, y por la caída de presión máxima permitida en un segmento de tubería, por medio de la siguiente relación:

$$\Delta P_{compresión} = \frac{P_f - P_i}{n_e} - \Delta P_{máx\ segmento} \quad (5-1)$$

Dónde: $\Delta P_{compresión}$ es el cambio de presión en cada estación de compresión, P_f es la presión requerida del CO₂ al final del gasoducto, P_i es la presión inicial del CO₂ en el gasoducto, n_e es el número de estaciones de compresión a instalar y puede tomar valores de 1 a 5, y $\Delta P_{máx\ segmento}$ es la caída de presión máxima permitida en un segmento de tubería. La ubicación gráfica de estos elementos, se presenta en la Figura 18.

³⁴ NIST, siglas en inglés de *National Institute of Standards and Technology*

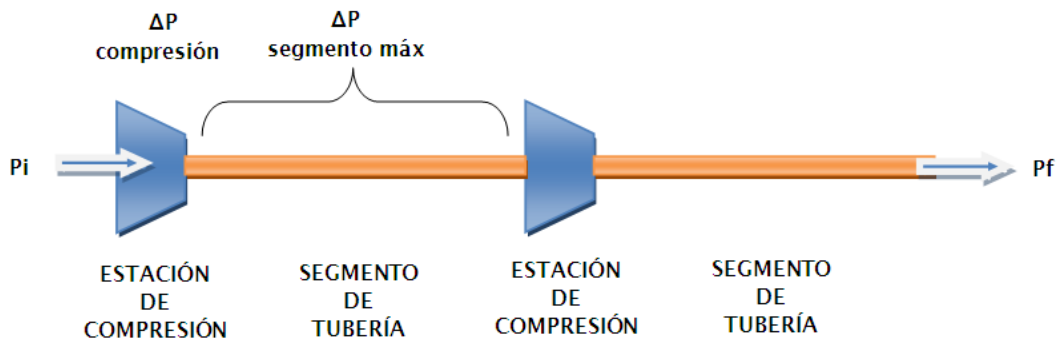


Figura 18. Esquema del gasoducto modelado y sus elementos
[El autor]

Cabe resaltar que el número de estaciones de compresión es igual al número de segmentos de tubería, iniciando siempre con una estación de compresión. Otro detalle a considerar es que el valor de $\Delta P_{m\acute{a}x\ segment}$ debe ser siempre un número negativo, de manera que el signo indique la caída de presión a lo largo de los segmentos de tubería.

5.1.1.1 Balance de energía

En el balance de energía se despreciaron los cambios en la energía cinética³⁵ y se tomaron en cuenta las pérdidas por fricción entre la tubería y el flujo, y las pérdidas por transferencia de calor entre el flujo y el medio circundante. A pesar de la presencia de transferencia de calor entre el sistema y sus alrededores, los tramos de tubería se consideraron como procesos isotérmicos.

Como ecuación general del proceso, se empleó la primera ley de la termodinámica en sistemas abiertos:

$$\dot{Q} - \dot{W} = \dot{m}_2 \left[h_2 + \frac{V_2^2}{2} + gz_2 \right] - \dot{m}_1 \left[h_1 + \frac{V_1^2}{2} + gz_1 \right] \quad (5-2)$$

Dónde: \dot{Q} es el calor por unidad de tiempo que entra o sale del sistema, \dot{W} es el trabajo por unidad de tiempo ejercido por o sobre el sistema, \dot{m} es el flujo másico que cruza las fronteras del sistema, h es la entalpía del fluido, V es la velocidad media del flujo, g es la

³⁵ Sean McCoy, *The Economics of CO₂ Transport by Pipeline and Storage in Saline Aquifers and Oil Reservoirs*, 2008

aceleración de la gravedad local, y z es la altura. Los subíndices 1 y 2 representan los estados inicial y final en un segmento de tubería respectivamente.

Como la tubería es un sistema con flujo permanente:

$$\dot{m}_1 = \dot{m}_2 = \dot{m}$$

Dividiendo la ecuación (5-2) entre el flujo másico:

$$q - w = \left[h_2 + \frac{V_2^2}{2} + gz_2 \right] - \left[h_1 + \frac{V_1^2}{2} + gz_1 \right] \quad (5-3)$$

Como el volumen de control es la tubería, y ésta no ejerce, ni recibe trabajo de los alrededores, el término de trabajo vale cero:

$$q = \left[h_2 + \frac{V_2^2}{2} + gz_2 \right] - \left[h_1 + \frac{V_1^2}{2} + gz_1 \right] \quad (5-4)$$

Incluyendo la definición de entalpía:

$$q = \left[u_2 + P_2 v_2 + \frac{V_2^2}{2} + gz_2 \right] - \left[u_1 + P_1 v_1 + \frac{V_1^2}{2} + gz_1 \right] \quad (5-5)$$

Siendo: u la energía interna, P la presión, y v el volumen específico del fluido.

En su forma diferencial:

$$\delta q = VdV + gdz + vdP + du + Pdv \quad (5-6)$$

Por otra parte, existe la siguiente relación entre propiedades³⁶:

$$Tds = du + Pdv \quad (5-7)$$

Dónde: T es la temperatura absoluta, y s la entropía específica de la sustancia.

Sustituyendo la ecuación (5-7) en la ecuación (5-6), resulta:

³⁶ Çengel, Yunus A., Boles Michael A. Termodinámica, 2005

$$VdV + gdz + vdP + Tds - \delta q = 0 \quad (5-8)$$

Además, la desigualdad de Clausius establece:

$$Tds - \delta q \geq 0$$

El signo de igualdad aplica en caso de un proceso reversible, por lo que a la cantidad llamada pérdidas se le identifica como:

$$d(\text{pérdidas}) \equiv Tds - \delta q \quad (5-9)$$

Al sustituir la ecuación (5-9) en la ecuación (5-8), se obtiene:

$$VdV + gdz + vdP + d(\text{pérdidas}) = 0 \quad (5-10)$$

5.1.1.2 Cálculo de pérdidas

Las pérdidas que se consideran en el modelo son: la fricción entre el fluido y la tubería, y la transferencia de calor entre el fluido y los alrededores de la tubería, matemáticamente:

$$VdV + gdz + vdP + dE_f + dE_q = 0 \quad (5-11)$$

Dónde: dE_f es la diferencial de energía de pérdidas debido a la fricción entre las paredes de la tubería y el fluido, y dE_q es la diferencial de energía de pérdidas debido a la transferencia de calor entre el fluido y los alrededores de la tubería.

5.1.1.2.1 Pérdidas por fricción

Para las pérdidas por fricción se utiliza la ecuación de Darcy-Weisbach:

$$h_f = f \frac{L}{D_i} \frac{V^2}{2g}$$

Dónde: f es el factor de fricción de Darcy, L es la longitud del tramo de tubería, y D_i es el diámetro interno de la tubería.

Para obtener el término dE_f , primero se debe multiplicar la ecuación de Darcy-Weisbach por la densidad ρ , y por la aceleración de la gravedad g , para obtener unidades de presión:

$$P_f = f \frac{L V^2}{D_i 2} \rho \quad (5-12)$$

Dónde: P_f es la caída de presión debido a la fricción entre la tubería y el fluido. Recordando que $\rho = 1/v$:

$$P_f = f \frac{L V^2}{D_i 2} \frac{1}{v}$$

Por último, se multiplica la ecuación con unidades de presión por el volumen específico v , para obtener unidades de energía:

$$E_f = f \frac{L V^2 v}{D_i 2} \quad (5-13)$$

En forma diferencial y acomodando términos:

$$dE_f = f \frac{V^2}{2D_i} dL \quad (5-14)$$

5.1.1.2.2 Pérdidas por transferencia de calor

Para las pérdidas por transferencia de calor, se utiliza la ecuación de transferencia de calor estacionaria a través de un cilindro compuesto por dos capas, de longitud L , y con convección interior y exterior. La primera capa es la tubería misma, mientras que la segunda capa es de material aislante con el objeto de minimizar las pérdidas. El esquema del sistema se muestra en la Figura 19.

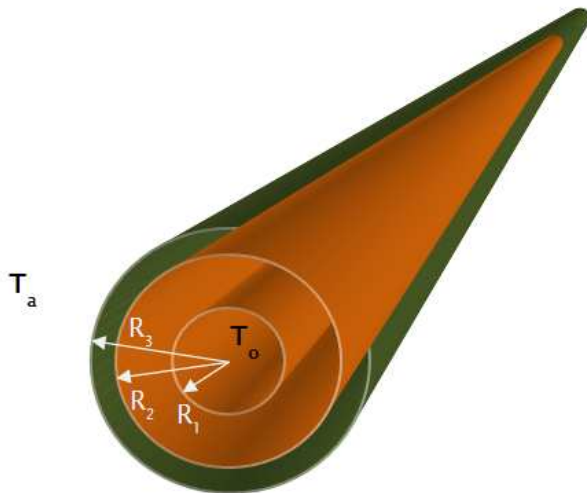


Figura 19. Representación de una sección de tubería
[El autor]

La ecuación que describe este fenómeno es:

$$\dot{Q} = \frac{T_o - T_a}{R_{total}}$$

Dividiendo la ecuación entre el flujo másico para obtener la ecuación en unidades de energía específica:

$$E_q = \frac{T_o - T_a}{\dot{m} R_{total}} \quad (5-15)$$

Dónde: T_o es la temperatura de operación en un segmento de tubería, T_a es la temperatura ambiente local, y R_{total} es la resistencia térmica total del sistema.

Las temperaturas T_o y T son exactamente las mismas, su diferencia radica en las unidades, la primera está definida en grados Celsius mientras que la segunda en Kelvin.

El cálculo de la resistencia térmica total está dado por:

$$R_{total} = \frac{1}{(2\pi R_1 L) h_o} + \frac{\ln(R_2/R_1)}{2\pi L k_{tubo}} + \frac{\ln(R_3/R_2)}{2\pi L k_{aislante}} + \frac{1}{(2\pi R_3 L) h_a}$$

Dónde: R_1 es la distancia radial medida desde el centro hasta la pared interna de la tubería, R_2 es la distancia radial medida desde el centro hasta la pared externa de la tubería, R_3 es la distancia radial medida desde el centro hasta la pared externa del material aislante, h_o es el coeficiente de transferencia de calor por convección dentro de la tubería, h_a es el coeficiente de transferencia de calor por convección del ambiente circundante cuyo valor es típico es de $50 \text{ W/m}^2\text{K}$ ³⁷, k_{tubo} es el valor de la conductividad del material del tubo, y $k_{aislante}$ es el valor de la conductividad del material aislante.

Pero en la ecuación (5–15) se requiere el valor de $1/R_{total}$, es decir:

$$\frac{1}{R_{total}} = 2\pi \left[\frac{R_1 R_3 h_o h_a k_{tubo} k_{aislante}}{R_3 h_a k_{tubo} k_{aislante} + R_1 R_3 h_o h_a k_{aislante} \ln\left(\frac{R_2}{R_1}\right) + R_1 R_3 h_o h_a k_{tubo} \ln\left(\frac{R_3}{R_2}\right) + R_1 h_o k_{tubo} k_{aislante}} \right] L$$

Por practicidad, en lo sucesivo se tratará a $1/R_{total}$ como el producto:

$$\frac{1}{R_{total}} = 2\pi\alpha L \quad (5-16)$$

Incluyendo la ecuación (5–16) en la ecuación (5–15):

$$E_q = \frac{2\pi\alpha L}{\dot{m}} (T_o - T_a) \quad (5-17)$$

En forma diferencial:

$$dE_q = \frac{2\pi\alpha(T_o - T_a)}{\dot{m}} dL \quad (5-18)$$

Es importante mencionar que el término dE_q , contabiliza únicamente las pérdidas por la transferencia de calor del sistema hacia los alrededores, y no viceversa, ya que esta situación representaría una ganancia de energía en el sistema.

5.1.1.3 Obtención de la longitud de un segmento de tubería

La ecuación que incluye las pérdidas por fricción y por calor resulta:

³⁷ Recomendación de Ing. Luis Enrique Noriega Giral

$$VdV + g dz + v dP + f \frac{V^2}{2D_i} dL + \frac{2\pi\alpha(T_o - T_a)}{\dot{m}} dL = 0 \quad (5-19)$$

Multiplicando toda la ecuación por $(1/v^2)$, y recordando que $\rho = 1/v$:

$$\frac{\rho V}{v} dV + \frac{1}{v^2} g dz + \frac{1}{v} dP + f \frac{(\rho V)^2}{2D_i} dL + \frac{1}{v^2} \frac{2\pi\alpha(T_o - T_a)}{\dot{m}} dL = 0$$

Además, los cambios en la energía cinética son despreciables³⁸:

$$\frac{1}{v^2} g dz + \frac{1}{v} dP + f \frac{(\rho V)^2}{2D_i} dL + \frac{1}{v^2} \frac{2\pi\alpha(T_o - T_a)}{\dot{m}} dL = 0 \quad (5-20)$$

Esta expresión es la ecuación en forma diferencial del flujo en tubería de cualquier fluido compresible simple que toma en cuenta las pérdidas por fricción y por transferencia de calor, y en la que se desprecian los cambios en la energía cinética.

Además, para cualquier fluido, el factor de compresibilidad está definido³⁹:

$$Z = \frac{Pv}{RT}$$

Dónde: Z es el factor de compresibilidad, y R es la constante del gas en cuestión, cuyo valor para el CO_2 es 0.1889 [kJ/kg K]. El factor de compresibilidad es una propiedad de los gases reales que incluye la desviación del comportamiento de un gas real con respecto al del gas ideal.

Al poner el volumen específico en términos del factor de compresibilidad y sustituyéndolo en la ecuación (5-20):

$$\left(\frac{P}{ZRT}\right)^2 g dz + \frac{P}{ZRT} dP + f \frac{(\rho V)^2}{2D_i} dL + \left(\frac{P}{ZRT}\right)^2 \frac{2\pi\alpha(T_o - T_a)}{\dot{m}} dL = 0 \quad (5-21)$$

³⁸ Sean McCoy, *The Economics of CO₂ Transport by Pipeline and Storage in Saline Aquifers and Oil Reservoirs*, 2008

³⁹ Çengel, Yunus A., Boles Michael A. *Termodinámica*, 2005

Integrando en un tramo de tubería, es decir del estado 1 (inicial) al estado 2 (final), y recordando que se trata de un proceso isotérmico:

$$\int_{z_1}^{z_2} \left(\frac{P}{ZRT}\right)^2 g dz + \int_{P_1}^{P_2} \frac{P}{ZRT} dP + \int_0^L f \frac{(\rho V)^2}{2D_i} dL + \int_0^L \left(\frac{P}{ZRT}\right)^2 \frac{2\pi\alpha(T_o - T_a)}{\dot{m}} dL = 0 \quad (5-22)$$

$$\left(\frac{P_p}{Z_p RT}\right)^2 g(z_2 - z_1) + \frac{1}{Z_p RT} \frac{P_2^2 - P_1^2}{2} + f \frac{(\rho V)^2}{2D_i} L + \left(\frac{P_p}{Z_p RT}\right)^2 \frac{2\pi\alpha(T_o - T_a)}{\dot{m}} L = 0 \quad (5-23)$$

Dónde: P_p es la presión promedio en el segmento de tubería, y Z_p es el factor de compresibilidad promedio en el segmento de tubería.

Como la presión varía de una forma no lineal, el valor de la presión promedio se calcula⁴⁰:

$$P_p = \frac{2}{3} \left(P_2 + P_1 - \frac{P_2 P_1}{P_2 + P_1} \right)$$

El valor del factor de compresibilidad promedio Z_p se obtiene a partir de la presión promedio y la temperatura, con ayuda de la paquetería REFPROP.

Incluyendo la ecuación de continuidad:

$$\rho V = \frac{\dot{m}}{A}$$

Dónde: A es el área de la sección transversal de la tubería. Para un conducto de sección circular:

$$\rho V = \frac{4\dot{m}}{\pi D_i^2} \quad (5-24)$$

Sustituyendo la ecuación (5-24) en la ecuación (5-23), y simplificando:

⁴⁰ Sean McCoy, *The Economics of CO₂ Transport by Pipeline and Storage in Saline Aquifers and Oil Reservoirs*, 2008

$$\left(\frac{P_p}{Z_p RT}\right)^2 g(z_2 - z_1) + \frac{P_2^2 - P_1^2}{2Z_p RT} + 8f \left(\frac{\dot{m}}{\pi}\right)^2 \frac{1}{D_i^5} L + \left(\frac{P_p}{Z_p RT}\right)^2 \frac{2\pi\alpha(T_o - T_a)}{\dot{m}} L = 0 \quad (5-25)$$

Despejando la longitud del segmento de tubería:

$$L = - \frac{\left(\frac{P_p}{Z_p RT}\right)^2 g(z_2 - z_1) + \frac{P_2^2 - P_1^2}{2Z_p RT}}{8f \left(\frac{\dot{m}}{\pi}\right)^2 \frac{1}{D_i^5} + \left(\frac{P_p}{Z_p RT}\right)^2 \frac{2\pi\alpha(T_o - T_a)}{\dot{m}}} \quad (5-26)$$

En la ecuación (5-26) todos los elementos son conocidos o en su defecto, pueden ser calculados. En la sección Anexos se detallan los cálculos del diámetro interior D_i y del espesor de la tubería E_{tubo} , del factor de fricción de Darcy f , y del coeficiente de transferencia de calor por convección h_o .

Evidentemente, la longitud del gasoducto será la suma de las longitudes de los segmentos de tubería, que dependen del número de estaciones de compresión n_e que se haya planteado. La longitud total del gasoducto está dada por:

$$L_{T \text{ calculada}} = \sum_{s=1}^{n_e} L_s \quad (5-27)$$

Dónde: $L_{T \text{ calculada}}$ es la longitud total calculada del gasoducto.

5.1.2 Compresión

En los procesos de compresión, es deseable enfriar los gases porque esto reduce el trabajo de entrada requerido; una técnica es la compresión por etapas múltiples con interenfriamiento, en la que el gas se comprime en etapas y se enfría entre cada una de éstas⁴¹. En el modelo de desempeño, las estaciones de compresión siguen este principio y fueron modeladas como sistemas abiertos a los que se les aplicó un balance de energía para obtener el trabajo requerido w_i en la etapa i de compresión, y la temperatura T_j en el

⁴¹ Çengel, Yunus A., Boles Michael A. Termodinámica, 2005

estado j posterior a la etapa i de compresión. El trabajo total requerido en una estación de compresión es la suma de los trabajos requeridos en cada etapa, es decir:

$$w_c = \sum_{i=1}^m w_i \quad (5-28)$$

Dónde: w_c es el trabajo por unidad de masa requerido en una estación de compresión, w_i es el trabajo por unidad de masa requerido la etapa i de compresión, y m es el número de etapas de compresión en una estación y puede tomar valores de 1 a 10. Sin embargo, un parámetro más significativo en el dimensionamiento de un compresor es la potencia requerida, cuyo valor es:

$$\dot{W}_c = \dot{m} w_c \quad (5-29)$$

Por otro lado, existe una relación de compresión óptima que minimiza el consumo energético en el proceso de compresión⁴². En otras palabras, es posible calcular el valor de las presiones en los estados intermedios, de forma que se reduzca la potencia de entrada requerida en las estaciones de compresión, por medio de:

$$P_j = P_{j-1} \left(\frac{P_0}{P_u} \right)^{1/m} \quad (5-30)$$

Dónde: P_j es la presión en el estado j posterior a la etapa i de compresión, P_{j-1} es la presión en el estado $j - 1$ anterior a la etapa i de compresión, P_0 es la presión en el estado anterior a la primera etapa de compresión de la estación, y P_u es el valor de la presión en el estado posterior a la etapa m de la estación.

El valor de la presión en los estados inicial y final de una estación de compresión es conocido, de acuerdo a:

$$P_u = P_0 + \Delta P_{compresión} \quad (5-31)$$

⁴² McCollum David L., Ogden Joan M., *Techno-Economic Models for Carbon Dioxide Compression Transport and Storage & Correlations for Estimating Carbon Dioxide Density and Viscosity*, 2006

Y, por ende, la potencia de compresión requerida por el gasoducto \dot{W}_{cT} es la suma de las potencias requeridas en cada una de las estaciones de compresión.

$$\dot{W}_{cT} = \sum_{u=1}^{n_e} W_{cu} \quad (5-32)$$

5.1.2.1 Balance de energía

En el balance de energía, las etapas de compresión en una estación se plantearon como dispositivos de flujo estable que experimentan procesos internamente reversibles, cuya expresión en forma diferencial es:

$$\delta q_{rev} - \delta w_{rev} = dh + VdV + gdz \quad (5-33)$$

Si se toma en cuenta la siguiente relación⁴³:

$$\delta q_{rev} = dh - vdP \quad (5-34)$$

Sustituyendo la ecuación (5-33) en la ecuación (5-32):

$$-\delta w_{rev} = dh + VdV + gdz - dh + vdP \quad (5-35)$$

Despreciando los cambios en la energía cinética y potencial:

$$-\delta w_{rev} = vdP$$

Integrando:

$$w_{rev} = - \int_{P_1}^{P_2} vdP \quad (5-36)$$

El signo negativo denota la entrada de trabajo en el compresor, y en lo sucesivo será suprimido, ya que de antemano se sabe que se debe suministrar energía en las estaciones de compresión.

⁴³ Çengel, Yunus A., Boles Michael A. Termodinámica, 2005

5.1.2.2 Obtención de la potencia requerida y de la temperatura de salida en una estación de compresión

Las etapas de compresión en una estación se modelaron como procesos politrópicos, siendo la ecuación que describe un proceso politrópico:

$$v = CP^{-\frac{1}{n}} \quad (5-37)$$

Dónde: n es el índice politrópico y su cálculo se detallará posteriormente, y C es una constante.

Sustituyendo la ecuación (5-36) en la ecuación (5-35):

$$w_i = - \int_{P_{j-1}}^{P_j} CP^{-\frac{1}{n}} dP \quad (5-38)$$

Integrando, desarrollando y simplificando:

$$w_i = \left(\frac{n}{n-1} \right) (P_j v_j - P_{j-1} v_{j-1}) \quad (5-39)$$

Sustituyendo la definición del factor de compresibilidad en la ecuación (5-38):

$$w_i = \left(\frac{n}{n-1} \right) R(Z_j T_j - Z_{j-1} T_{j-1}) \quad (5-40)$$

Además, es posible definir un factor de compresibilidad Z_i representativo de la etapa de compresión⁴⁴:

$$w_i = \left(\frac{n}{n-1} \right) R Z_i (T_j - T_{j-1}) \quad (5-41)$$

Y al factorizar el término T_{j-1} :

$$w_i = \left(\frac{n}{n-1} \right) R Z_i T_{j-1} \left(\frac{T_j}{T_{j-1}} - 1 \right)$$

⁴⁴ McCollum David L., Ogden Joan M., *Techno-Economic Models for Carbon Dioxide Compression Transport and Storage & Correlations for Estimating Carbon Dioxide Density and Viscosity*, 2006

O también⁴⁵:

$$w_i = \left(\frac{n}{n-1}\right) RZ_i T_{j-1} \left[\left(\frac{P_j}{P_{j-1}}\right)^{(n-1)/n} - 1 \right] \quad (5-42)$$

La diferencia entre el subíndice i y el subíndice j , radica en que el primero está definido para procesos, mientras que el segundo se refiere a los estados frontera de dichos procesos.

Y por último, se introduce un término de eficiencia mecánica $\eta_{mecánica}$, para obtener el trabajo real en una etapa de compresión:

$$w_i = \left(\frac{n}{n-1}\right) \frac{RZ_i T_{j-1}}{\eta_{mecánica}} \left[\left(\frac{P_j}{P_{j-1}}\right)^{(n-1)/n} - 1 \right] \quad (5-43)$$

Por otra parte, la temperatura de salida en cada etapa de compresión se obtiene de la ecuación (5-40), de la siguiente manera:

$$T_j = T_{j-1} + \left(\frac{n-1}{n}\right) \frac{w_i}{RZ_i} \quad (5-44)$$

Para obtener el índice politrópico n y el factor de compresibilidad Z_i representativo de cada proceso de compresión, es preciso definir valores de temperatura y presión promedio en cada etapa:

$$P_{med} = \frac{2}{3} \left(P_j + P_{j-1} - \frac{P_j P_{j-1}}{P_j + P_{j-1}} \right)$$

$$T_{med} = \frac{T_j + T_{j-1}}{2}$$

Con estas dos propiedades, es posible definir el valor de Z_i con el apoyo de la paquetería REFPROP. Para obtener el valor del índice politrópico n , es necesario indicar una eficiencia politrópica $\eta_{politrópica}$ del proceso que indica qué tanto se acerca la

⁴⁵ Çengel, Yunus A., Boles Michael A. Termodinámica, 2005

compresión a un proceso isotérmico, ya que los procesos de compresión isotérmicos (cuando $n = 1$) presentan el menor consumo de energía⁴⁶, mientras que los procesos isentrópicos –adiabáticos e irreversibles– (cuando $n = k$) exhiben los mayores requerimientos energéticos. Por lo tanto:

$$n = k - \eta_{politrópica}(k - 1) \quad (5-45)$$

Dónde: n es el índice politrópico y puede tomar valores desde 1 hasta k , siendo k el coeficiente de expansión isentrópica o relación de calores específicos de gas ideal. Asimismo, este coeficiente se obtuvo con el apoyo de la paquetería REFPROP, al ingresar el valor de la temperatura T_{med} .

Cabe mencionar que el valor de la eficiencia politrópica únicamente indica qué tanto se acerca la compresión a un proceso isotérmico; sin embargo, no muestra cuánto calor está siendo rechazado, ni qué tipo de enfriamiento debe ser empleado en el proceso.

⁴⁶ Siemens Ag, Energy Sector Germany, *Optimal Power Plant Integration of Post-Combustion CO₂ Capture*, 2009

5.1.2.3 Funcionamiento de la sección de compresión

Las relaciones anteriormente presentadas son dependientes entre sí, es decir, es necesario hacer uso de cálculos iterativos para encontrar los valores de temperatura de salida T_u y potencia requerida por la estación de compresión \dot{W}_c . Por lo anterior, se presenta en la Figura 20 la secuencia de cálculos que debe seguirse para obtener los resultados en una estación.

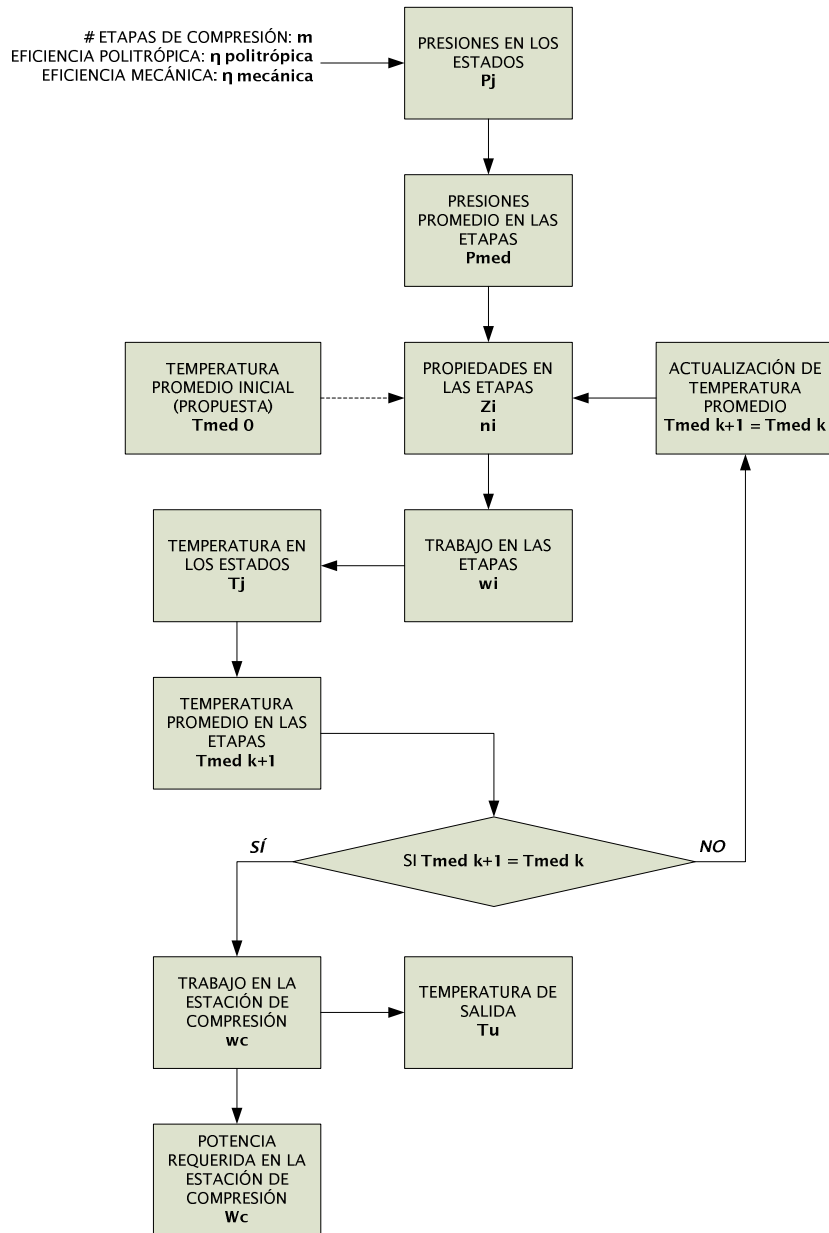


Figura 20. Diagrama de flujo de los cálculos en una estación de compresión [El autor]

Una vez obtenida la potencia requerida \dot{W}_c y la temperatura de salida T_u en una estación de compresión, es posible calcular estos parámetros en las estaciones de compresión subsecuentes, por medio del mismo algoritmo.

5.1.2.4 Resultados ilustrativos de la sección de compresión

En la Figura 21 se presentan los efectos en la potencia requerida por una estación de compresión en función del flujo másico, para procesos de compresión con eficiencia politrópica distinta.

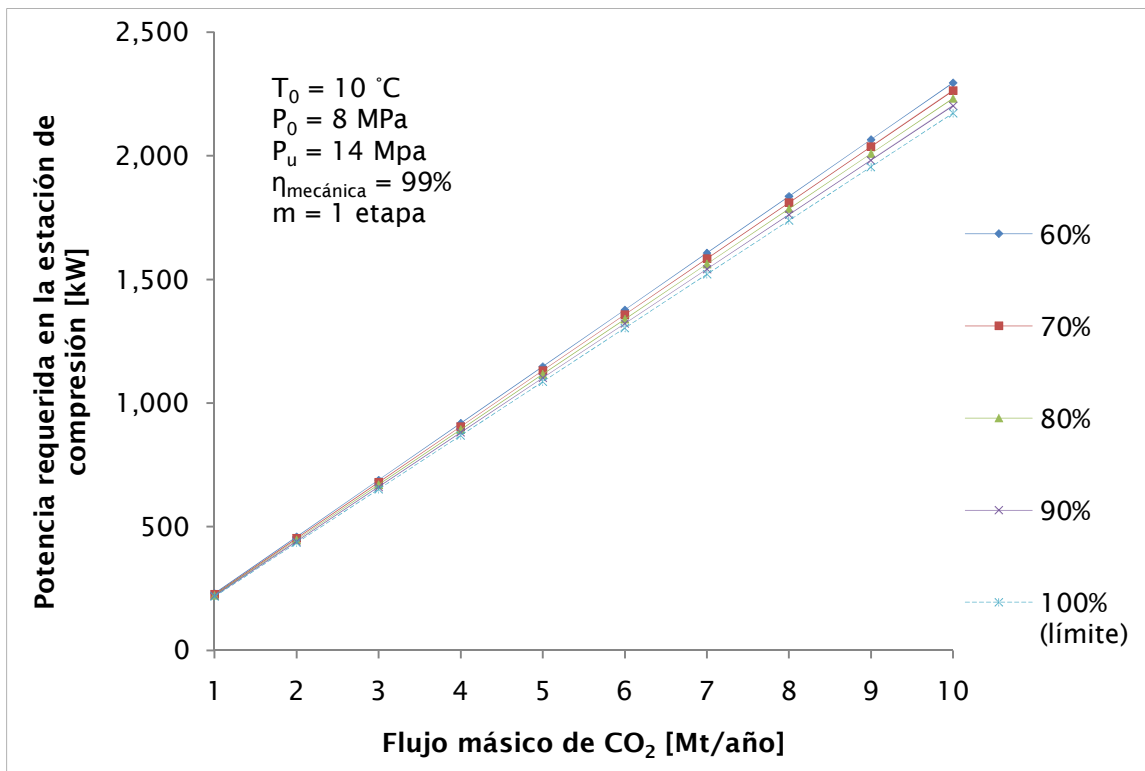


Figura 21. Potencia de una estación de compresión en función del flujo másico para diferentes valores de eficiencia politrópica [El autor]

Se observa que el cambio en la eficiencia politrópica no afecta de manera significativa a la potencia requerida por una estación de compresión. No obstante, es importante prestar atención a la elevación de la temperatura en la compresión, debido a que las pérdidas por transferencia de calor en la tubería podrían elevarse de manera importante si no se controla este incremento. En la Tabla 5.1, se muestra el cambio en la temperatura del CO₂

con respecto a la eficiencia politrópica en una estación de compresión con las mismas características que la presentada en la Figura 21.

*Tabla 5.1. Cambio en la temperatura con respecto a la eficiencia politrópica en una estación de compresión
[El autor]*

η politrópica [%]	60	70	80	90	100 (límite)
ΔT [°C]	17.18	13.18	8.99	4.60	0.00

5.1.3 Funcionamiento del modelo de conducción de CO₂ por gasoductos

La operación del modelo consiste en verificar si una serie de parámetros de entrada cumple con un objetivo establecido inicialmente; de no ser así, se proponen cambios a un parámetro específico y se verifica de nuevo, hasta encontrar una solución satisfactoria. Específicamente, se plantea el objetivo en forma de una longitud total deseada $L_{T\ deseada}$, y se establecen las variables de diseño, como son: el flujo másico, el número de estaciones de compresión –y por lo tanto, el número de segmentos de tubería–, las presiones inicial y final del gasoducto, la temperatura inicial del fluido, la caída de presión máxima permitida en un segmento de tubería, y otros datos más específicos del sitio y de la tubería⁴⁷. Posteriormente, se dimensionan las estaciones de compresión – como se revisó en el apartado 5.1.2.3– y se propone el uso de un diámetro nominal. En seguida se calcula el espesor mínimo y el diámetro interior de la tubería; luego, la longitud de los segmentos de tubería. Finalmente se suman dichas longitudes para encontrar el valor de la longitud total calculada y se compara la longitud total calculada con respecto a la deseada y se establece si el diámetro nominal propuesto cumple con los requerimientos establecidos en un inicio.

Para asegurar el correcto funcionamiento del modelo, es importante que los diámetros propuestos sean ingresados de forma ascendente, es decir, operar el modelo con el menor diámetro nominal disponible, y de no ser satisfactorio, examinar el siguiente diámetro nominal disponible. En el modelo, se considerarán valores nominales de diámetros entre 8

⁴⁷ La utilización de los *Datos de tubería* se detalla en la sección de Anexos.

y 24 pulgadas, ya que son los valores disponibles por los proveedores comerciales de tubería en México⁴⁸.

En la Figura 22 se presenta la secuencia de pasos o cálculos que debe seguirse para utilizar el modelo previamente desarrollado.

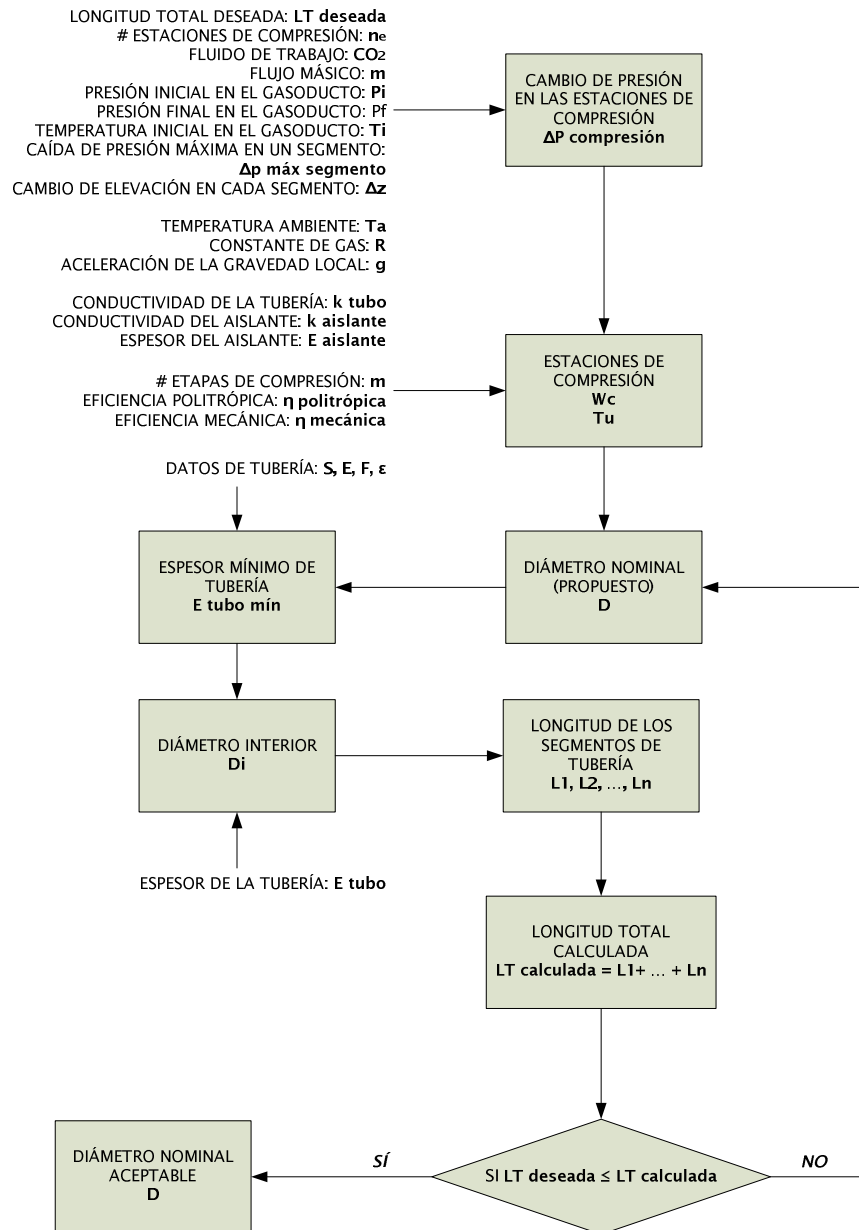


Figura 22. Diagrama de flujo del funcionamiento del modelo de conducción de CO_2 por gasoductos [El autor]

⁴⁸ Tubería Laguna, 2010

5.1.4 Resultados ilustrativos del modelo de conducción de CO₂ por gasoductos

En la Figura 23 se presenta un gráfico de resultados del modelo desarrollado. Para su obtención se especificaron: una distancia objetivo $L_{T\ deseada}$, una presión inicial P_i , una presión final P_f , una temperatura inicial T_i , y una caída de presión máxima permitida en un segmento de tubería $\Delta P_{m\acute{a}x\ segmento}$; y se variaron el flujo másico \dot{m} , el número de estaciones de compresión n_e , para obtener los diámetros nominales aceptables correspondientes.

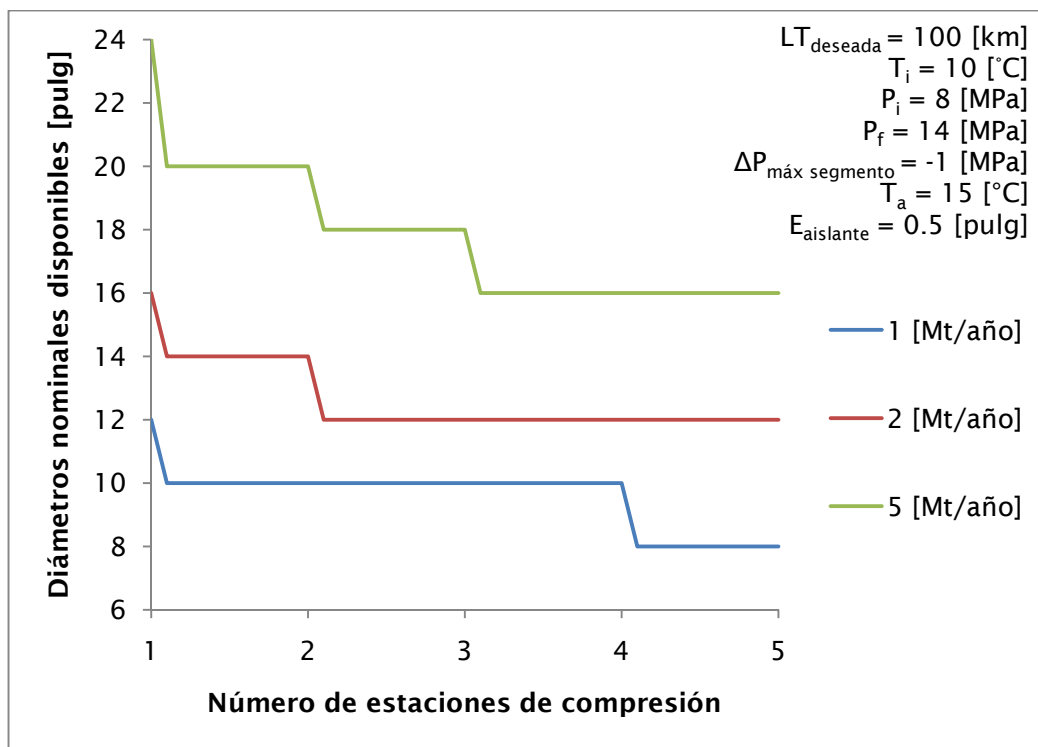


Figura 23. Diámetro requerido en el gasoducto como función del número de estaciones de compresión para diferentes flujos másicos [El autor]

De la Figura 23, se observa que el diámetro requerido disminuye conforme aumenta el número de estaciones de compresión. Los saltos en las curvas obedecen a la discontinuidad que existe entre un diámetro nominal disponible y otro. Por otra parte, en la Figura 23 únicamente se muestra el diámetro que debe utilizarse para cubrir una distancia de 100 km con las características que aparecen en la parte superior derecha del gráfico, sin embargo, es de especial interés conocer la distancia a la que deben ser

instaladas las estaciones de compresión, así como la cantidad de material aislante que se requiere. La Tabla 5.2 ilustra estos detalles para los casos en que se transporta 1 Mt/año con las mismas condiciones que se tienen en la parte superior derecha de la Figura 23.

*Tabla 5.2. Resultados a detalle de gasoductos que transportan 1 Mt/año
[El autor]*

n_e	D [pulg]	E_{tubo} [pulg]	L_1 [km]	L_2 [km]	L_3 [km]	L_4 [km]	L_5 [km]	L_{aislante} [km]
1	12	0.312	100	-	-	-	-	100
2	10	0.250	93	7	-	-	-	7
3	10	0.250	93	7	0	-	-	0
4	10	0.250	93	7	0	0	-	0
5	8	0.219	29	29	25	15	2	42

El modelo está planteado para alcanzar una distancia objetivo al proponer distintos valores de diámetro del gasoducto. Evidentemente esta meta puede ser alcanzada al variar otros parámetros diferentes del diámetro –como la caída de presión máxima permitida en un segmento de tubería o el espesor del material aislante–, abriendo la posibilidad de obtener resultados más favorables, sin embargo, dichos análisis están fuera del alcance de esta tesis.

5.2 Evaluación de alternativas

La evaluación de alternativas es la aplicación del modelo de conducción en un caso particular, con el objetivo de hallar la configuración que exhiba mayores ventajas. Las especificaciones del gasoducto se proponen con base en la información presentada en esta tesis sobre la CCS, y su aplicación está enfocada a las centrales termoeléctricas de carbón, ya que son las mayores fuentes estacionarias de CO₂.

5.2.1 Consideraciones

En un esquema general de CCS, el proceso integral de captación incluye el secado y una compresión inicial del CO₂ hasta una presión cercana a los 9 MPa para evitar cambios de fase durante el transporte por tubería; conforme a lo anterior, los procesos de compresión inicial y de secado no forman parte del gasoducto a analizar. Para fines de

almacenamiento geológico de CO₂, se asumirá una presión de inyección de 17 MPa, debido a la falta de conocimiento detallado de un reservorio en particular⁴⁹.

Las fuentes con volúmenes de CO₂ mayores a 1 Mt/año incluyen las centrales termoeléctricas, las refinerías y las plantas de producción de acero. La CCS resulta más económica en estas fuentes, debido a las grandes cantidades de dióxido de carbono presentes, así como a la disponibilidad de espacio para las unidades de extracción y compresión. Generalmente, este tipo de proyectos es económicamente viable en los siguientes rangos de distancias: entre 1 y 5 Mt/año de 100 a 500 km, o entre 5 y 20 Mt/año de 500 a 2 000 km⁵⁰, por lo que el volumen y la distancia de transporte de los gasoductos propuestos se encuentran dentro de estos rangos.

Otro factor a considerar es que los *ceoductos* generalmente están enterrados, por lo que la temperatura del ambiente circundante, es la temperatura del suelo que rodea la tubería. Esta temperatura varía en latitudes del norte desde unos cuantos grados bajo cero en invierno hasta 6-8 °C en verano, mientras que en lugares tropicales la temperatura del suelo puede alcanzar hasta 20°C⁵¹, por lo que se considerará una temperatura ambiente estándar de 15°C.

Finalmente, la sustancia de trabajo se asume como dióxido de carbono puro, debido a que la información de las propiedades del CO₂ con contaminantes es escasa.

⁴⁹ Yorkshire forward, *A carbon capture and storage network for Yorkshire and Humber*, 2008

⁵⁰ IEA, *CO₂ Capture and Storage, a key carbon abatement option*, 2008

⁵¹ Sean McCoy, *The Economics of CO₂ Transport by Pipeline and Storage in Saline Aquifers and Oil Reservoirs*, 2008

Con base en la información anterior, las especificaciones generales de los gasoductos de CO₂ a evaluar se muestran en la Tabla 5.3:

*Tabla 5.3. Especificaciones generales de los gasoductos de CO₂ a evaluar
[El autor]*

Sustancia a transportar	CO ₂ al 100%
Distancia objetivo	250 km
Flujo másico	2 Mt/año
Temperatura inicial	5°C
Presión al inicio del gasoducto	9 MPa
Presión al final del gasoducto	17 MPa
Caída de presión máxima permitida en un segmento de tubería	-2 MPa
Temperatura ambiente	15°C
Cambio de elevación en los segmentos de tubería	0 m
Espesor de material aislante (en caso de ser necesario)	0.5 pulg

Con respecto a las estaciones de compresión, la práctica de diseño de turbomaquinaria estándar es ajustar la velocidad angular para evitar ondas de choque y sus consecuentes pérdidas aerodinámicas. Esta limitación en la velocidad resulta en relaciones de compresión por etapa que oscilan entre 1.7:1 y 2.0:1 para el CO₂, por lo que se consideraron 2 etapas de compresión con interenfriamiento, de forma que la relación de compresión por etapa cumpla con estos requerimientos⁵². Además, las estaciones de compresión con la tecnología actual, pueden alcanzar eficiencias politrópicas en cada etapa de por lo menos 90%⁵³.

⁵² Ramgen Power Systems LLC, 2008

⁵³ Siemens Ag, Energy Sector Germany, *Optimal Power Plant Integration of Post-Combustion CO₂ Capture*, 2009

Por lo tanto, las especificaciones de las estaciones de compresión serán las mismas en todos los casos, y se presentan en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4. Especificaciones generales de las estaciones de compresión a evaluar
[El autor]

Etapas de compresión	2
Eficiencia politrópica	90%
Eficiencia mecánica	99%

Las tuberías que se utilizan en sistemas de conducción de CO₂, generalmente están construidas con materiales conforme al *American Petroleum Institute* especificación 5L. En este caso se seleccionó la tubería API 5L X60, que corresponde a una tubería de acero al carbono cuyo límite elástico mínimo es 415 MPa, y cuya rugosidad es aproximadamente 0.0457 mm⁵⁴.

5.2.2 Caso base: Gasoducto con una estación de compresión

El gasoducto con una estación de compresión inicial se considera caso base por ser la forma convencional para transportar CO₂ dentro de la CCS. Al ingresar los datos propuestos en las consideraciones, el modelo de conducción devuelve el siguiente diagrama, Figura 24.



Figura 24. Esquema con resultados de caso base
[El autor]

⁵⁴ Sean McCoy, *The Economics of CO₂ Transport by Pipeline and Storage in Saline Aquifers and Oil Reservoirs*, 2008

Se observa un incremento de algunos grados en la temperatura del CO₂, dicha elevación se debe enteramente al proceso de compresión, ya que el transporte en tubería se consideró a temperatura constante.

En la Tabla 5.5 se muestran otros resultados importantes que no aparecen en el esquema.

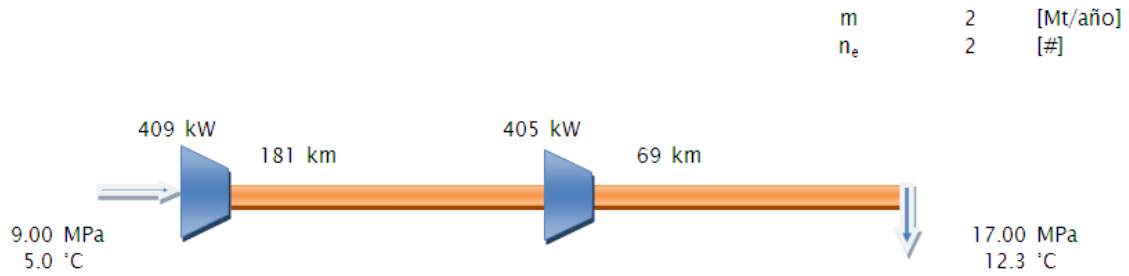
*Tabla 5.5. Resultados a detalle de caso base
[El autor]*

Caso base: una estación		
ΔP compresión	10.00	[MPa]
D nominal	16	[pulg]
E tubo	0.500	[pulg]
L aislante	0	[km]

La meta principal de esta tabla es mostrar el diámetro nominal y el espesor de la tubería, ya que sendos parámetros impactan de manera significativa la economía del *ceoducto*. Por otra parte, la tabla muestra el cambio de presión en la estación de compresión, por lo que se deduce que a la salida de ésta, el CO₂ tiene una presión de 19 MPa para cumplir el requerimiento de que la caída máxima de presión en un segmento de tubería sea -2 MPa. Finalmente, la longitud de material aislante vale cero debido a que no es necesaria su utilización.

5.2.3 Alternativa 1: Gasoducto con dos estaciones de compresión

La primera alternativa se presenta al seccionar al gasoducto en dos partes e introducir estos datos en el modelo de conducción, que proyecta el siguiente esquema de resultados, Figura 25.



*Figura 25. Esquema con resultados de Alternativa 1
[El autor]*

Naturalmente, cada una de las estaciones de compresión exhibe menor consumo de energía con respecto a la estación del caso base; sin embargo, en conjunto representan un alza importante en la capacidad instalada total. No obstante la capacidad de ambas estaciones de compresión es similar, la distancia del primer segmento de tubería es mucho mayor con respecto a la del segundo –alrededor de 2.6 veces– debido a la forma en que se definió el objetivo del modelo, en otras palabras, con el compresor utilizado en la segunda estación podría alcanzarse una distancia mucho mayor –y bastante similar a la del primer segmento–, pero el objetivo de distancia definido inicialmente de 250 km se logra antes de conducir el CO₂ la mayor distancia posible.

Los resultados detallados se presentan en la Tabla 5.6.

*Tabla 5.6. Resultados a detalle de Alternativa 1
[El autor]*

Alternativa 1: dos estaciones		
ΔP compresión	6.00	[MPa]
D nominal	14	[pulg]
E tubo	0.406	[pulg]
L aislante	0	[km]

De suma importancia es la disminución en el tamaño del diámetro requerido con respecto al caso base, así como la disminución en el espesor requerido por la tubería al transportar el CO₂ a una presión máxima (15 MPa) considerablemente menor. Además, se observa que el uso de material aislante en esta alternativa tampoco es necesario.

5.2.4 Alternativa 2: Gasoducto con tres estaciones de compresión

Al agregar otra estación de compresión se genera la segunda alternativa, esta opción se comporta de la siguiente forma, Figura 26.

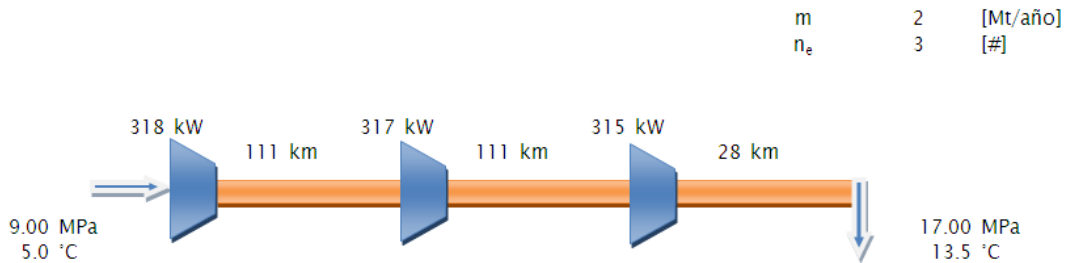


Figura 26. Esquema con resultados de Alternativa 2
[El autor]

Nuevamente se presenta el escenario esperado: la capacidad individual de las estaciones de compresión es menor que en los casos anteriores, pero la capacidad instalada asciende –alrededor de 100 kW– con respecto a la Alternativa 1. Asimismo, ocurre que la distancia del tercer segmento de tubería es casi 4 veces menor que en los dos anteriores a pesar de tener estaciones de compresión de capacidad similar, debido a que la distancia objetivo planteada se alcanza a lo largo del tercer segmento.

La Tabla 5.7 exhibe los resultados a detalle de la alternativa con tres estaciones de compresión.

Tabla 5.7. Resultados a detalle de Alternativa 2
[El autor]

Alternativa 2: tres estaciones		
ΔP compresión	4.67	[MPa]
D nominal	12	[pulg]
E tubo	0.375	[pulg]
L aislante	0	[km]

De nuevo se presentan dimensiones menores de tubería –en diámetro y espesor– con respecto a las anteriores, y una longitud de material aislante nulo.

5.2.5 Alternativa 3: Gasoducto con cuatro estaciones de compresión

Al aumentar el número de estaciones de compresión a cuatro, el sistema se comporta de la siguiente forma, Figura 27.

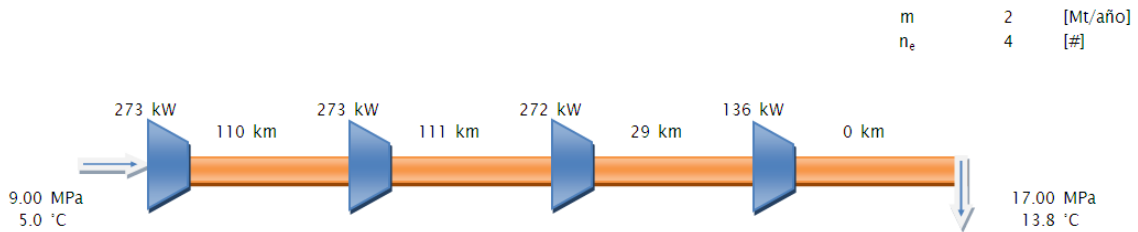


Figura 27. Esquema con resultados de Alternativa 3
[El autor]

En esta alternativa se verifica la tendencia observada en los casos anteriores: estaciones de compresión con capacidad individual menor, y un aumento mínimo en la capacidad instalada de compresión. Sin embargo, ocurre un fenómeno no antes visto: la distancia objetivo fue alcanzada en el tercer segmento de tubería, por lo que la cuarta estación de compresión únicamente debe elevar la presión del CO₂ a la presión de inyección requerida.

La Tabla 5.8 muestra un resultado característico: el diámetro nominal y el espesor se mantienen en 12 y 0.375 pulgadas respectivamente, es decir, idénticos con respecto a la alternativa anterior. Nuevamente, se prescinde del uso de material aislante.

Tabla 5.8. Resultados a detalle de Alternativa 3
[El autor]

Alternativa 3: cuatro estaciones		
ΔP compresión	4.00	[MPa]
D nominal	12	[pulg]
E tubo	0.375	[pulg]
L aislante	0	[km]

5.2.6 Alternativa 4: Gasoducto con cinco estaciones de compresión

Al aumentar el número de estaciones de compresión a cinco, el sistema se comporta de la siguiente forma, Figura 28.

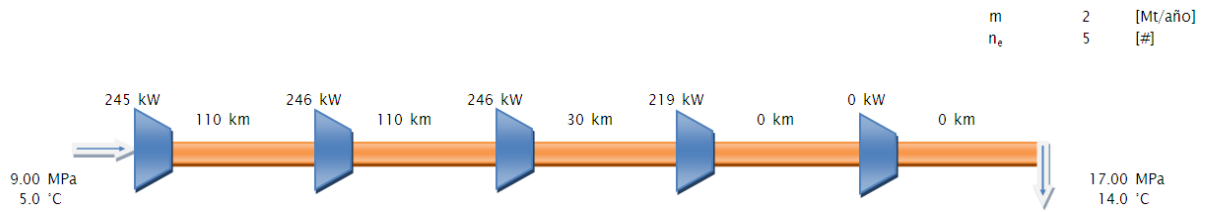


Figura 28. Esquema con resultados de Alternativa 4
[El autor]

Este aumento en el número de estaciones de compresión origina un *ceoducto* con características muy similares a las de la alternativa con cuatro estaciones de compresión, ya que la quinta –y última– estación no se utiliza, porque, tanto la distancia objetivo como la presión de inyección al final del gasoducto, se alcanzan a la salida de la cuarta estación. Además, esta opción presenta estaciones de compresión más balanceadas, es decir, con capacidades bastante similares entre sí.

En la sección de resultados específicos, Tabla 5.9, se observa que el diámetro y el espesor de la tubería se mantienen constantes respecto a la alternativa anterior; y que a pesar de que el CO₂ alcanza una temperatura de 14°C en el extremo final del gasoducto, tampoco se requiere material aislante, ya que no se produce transferencia de calor del gasoducto a sus alrededores.

Tabla 5.9. Resultados a detalle de Alternativa 4
[El autor]

Alternativa 4: cinco estaciones		
ΔP compresión	3.60	[MPa]
D nominal	12	[pulg]
E tubo	0.375	[pulg]
L aislante	0	[km]

6 ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Este último capítulo está dedicado a evaluar las alternativas generadas por la aplicación del modelo de conducción de CO₂ en un caso específico, y a valorar los resultados obtenidos en el marco de la captación y el almacenamiento de dióxido de carbono como una opción atractiva de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. En un primer apartado, se presentan los análisis concretos de este trabajo, para posteriormente presentar las conclusiones generales de esta investigación, destacando el conocimiento generado, y planteando distintas líneas que podrían dar continuidad a este estudio.

6.1 Análisis de resultados

La Tabla 6.1 es un resumen general de los resultados de las alternativas examinadas con el modelo de conducción.

*Tabla 6.1. Resultados generales de las alternativas generadas
[El autor]*

Número de estaciones	Diámetro [pulg]	Espesor [pulg]	Longitud 1 [km]	Longitud 2 [km]	Longitud 3 [km]	Longitud 4 [km]	Longitud 5 [km]
1	16	0.500	250	-	-	-	-
2	14	0.406	181	69	-	-	-
3	12	0.375	111	111	28	-	-
4	12	0.375	110	111	29	0	-
5	12	0.375	110	110	30	0	0

En la Tabla 6.1, se confirma lo expuesto en el apartado *Resultados ilustrativos del modelo de conducción de CO₂ por gasoductos* (pág. 62): el diámetro de tubería requerido disminuye conforme el número de estaciones de compresión aumenta. Este fenómeno resulta muy atractivo, ya que al manejar distancias considerables, el costo de transporte por unidad de longitud podría reducirse de manera importante. Sin embargo, existe un incremento en la capacidad instalada total de compresión en los gasoductos –como se puede confirmar en la Tabla 6.2–, resultado del aumento de pérdidas por fricción al transportar el CO₂ en tuberías con diámetros menores.

Asimismo, de la Tabla 6.1 se observa que, en cada alternativa, los segmentos de tubería tienen longitudes similares, con excepción de los tramos en los que se alcanza la distancia

deseada de 250 km. No obstante, la longitud que podría ser lograda en dichos tramos es bastante similar a la de los segmentos anteriores, debido a que la capacidad de las estaciones de compresión es similar, Tabla 6.2.

Tabla 6.2. Resultados en las estaciones de compresión de las alternativas generadas [El autor]

ΔP compresión [MPa]	Capacidad E1 [kW]	Capacidad E2 [kW]	Capacidad E3 [kW]	Capacidad E4 [kW]	Capacidad E5 [kW]	Capacidad instalada [kW]	Temperatura final [°C]
10.00	685	-	-	-	-	685	11.1
6.00	409	405	-	-	-	814	12.3
4.67	318	317	315	-	-	949	13.5
4.00	273	273	272	136	-	952	13.8
3.60	245	246	246	219	0	954	14.0

Por otra parte, a mayor número de estaciones de compresión, se produce una disminución en el espesor de tubería requerido, como resultado de una reducción en la presión máxima del gasoducto, Tabla 6.3. En este punto cabe mencionar la existencia de un espesor mínimo, a partir del cual se seleccionó el espesor de la tubería comercial, con base en diversos factores, entre los que figura la presión máxima en el gasoducto⁵⁵.

Tabla 6.3. Espesores y presiones máximas de las alternativas generadas [El autor]

Número de estaciones	Espesor mínimo [pulg]	Espesor [pulg]	Presión máxima [MPa]
1	0.458	0.500	19.00
2	0.401	0.406	19.00
3	0.365	0.375	19.00
4	0.327	0.375	17.00
5	0.327	0.375	17.00

Esta diferencia de presión máxima en las alternativas es consecuencia de la disminución del parámetro $\Delta P_{compresión}$ al aumentar el número de estaciones de compresión. Finalmente, la temperatura del CO₂ al final del gasoducto es mayor en las alternativas que presentan una mayor cantidad procesos de compresión.

⁵⁵ El cálculo del espesor mínimo se detalla en la sección de Anexos

Al valorar los resultados anteriores, la solución que exhibe mayores ventajas técnicas es la *Alternativa 4: Gasoducto con cinco estaciones de compresión*, ya que presenta estaciones de compresión de capacidad similar, con la ventaja adicional de que no es necesaria la instalación de la quinta estación; este fenómeno se presenta debido a que la longitud deseada se alcanza en el tercer segmento de tubería, y la cuarta estación de compresión únicamente está dedicada a elevar la presión del flujo de CO₂ hasta la presión de inyección. Además, comparada con las alternativas 2 y 3, la capacidad instalada total crece ínfimamente, como se muestra en la Figura 29, aumentando la capacidad instalada en un 39% respecto al caso base y 17% respecto a la Alternativa 1.

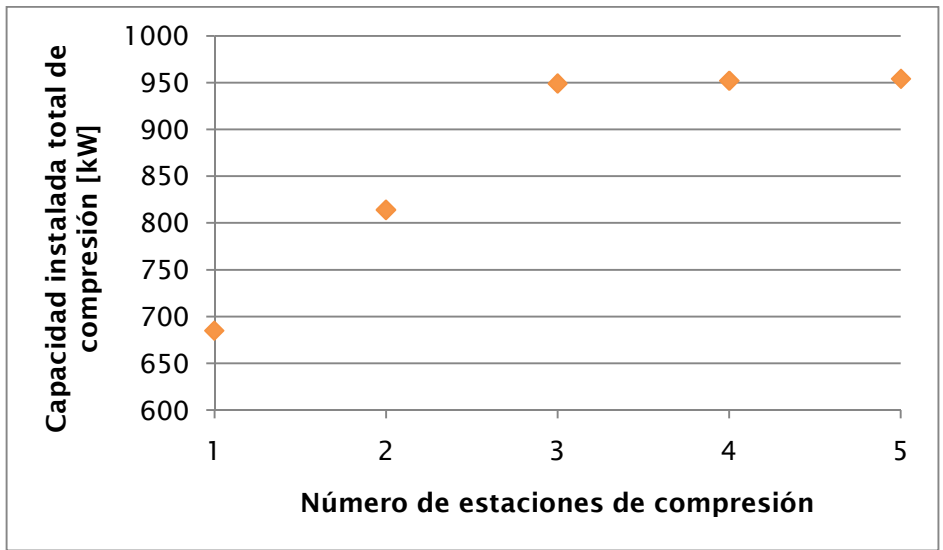


Figura 29. Capacidad instalada total de compresión en relación al número de estaciones de compresión
[El autor]

Por otra parte, esta alternativa presenta una presión máxima menor, lo que se traduce en mayores facilidades en la operación del *ceoducto*. Finalmente, la ventaja de mayor peso es que utiliza un diámetro de 12 pulgadas, situación que podría impactar de manera muy positiva la economía del gasoducto.

La *Alternativa 4: Gasoducto con cinco estaciones de compresión* demuestra ser la más atractiva desde el punto de vista técnico, ya que la construcción de estaciones de compresión de menor capacidad, resulta ser menos complejo, facilitando el desarrollo de la industria de los compresores para la CCS, con claras ventajas operacionales en las

secciones de transporte: como son el manejo de presiones menores, y el uso de un diámetro de tubería menor.

A pesar de haber obtenido resultados muy positivos a partir de este análisis, un criterio definitivo se lograría a través de un análisis económico, a partir del cual se encontraría un punto de equilibrio entre los costos de instalación de las estaciones de compresión adicionales y la ganancia que se obtiene al emplear tuberías de menor diámetro.

6.2 Conclusiones

Se ha observado una tendencia de calentamiento terrestre que inició a finales del siglo XIX, ocurriendo los cambios más pronunciados en las últimas décadas. Gran parte de este cambio climático es producto de las actividades humanas, en que se liberan hacia la atmósfera gases de efecto invernadero.

La estabilización de las concentraciones en la atmósfera de CO₂ –gas de efecto invernadero con mayor responsabilidad en el cambio climático– a 500 ppm para evitar los efectos más catastróficos es posible, pero no existe una solución única para este problema. Es necesario implementar diferentes medidas en diversos sectores, que comprenden: el uso eficiente y el ahorro de la energía –directamente relacionado con la mejora en la eficiencia de equipos y procesos–, el uso de fuentes de energía renovables, el uso de fuentes de energía que dependan menos intensivamente del carbono, entre otras. Asimismo, existe una opción tecnológica que presenta el potencial de completar hasta una cuarta parte de la reducción de emisiones necesaria para la estabilización: la captación y el almacenamiento de dióxido de carbono (*CO₂ Capture and Storage, CCS*). La CCS tendrá un papel central en la economía mundial a mediano plazo, ya que puede proporcionar el tiempo de maduración que necesitan las energías alternativas, generando en el camino un nuevo sector de actividad económica.

Una de las dificultades que ha presentado la CCS es la integración de los procesos que la conforman: la captación, el transporte y el almacenamiento de CO₂ deben ser estudiados y desarrollados de manera simultánea para que la CCS pueda producir la reducción de emisiones esperada.

En el presente trabajo se analizaron los sistemas de conducción de CO₂ por gasoductos, que son la forma más común de transportar el CO₂ dentro de la CCS. En la práctica de transporte de CO₂ para almacenamiento geológico, el gas se comprime rebasando la presión crítica de 7.38 MPa, y alcanzando presiones de alrededor de 15 MPa al inicio del gasoducto. Esto tiene el objetivo de aumentar la densidad del flujo y, por ende, reducir el diámetro requerido.

La hipótesis de este trabajo se basa en una compresión inicial, en la que se sobrepase la presión crítica del CO₂, y una vez en fase densa, se propone la compresión gradual del gas en diversas estaciones. Para lograr este estudio, fue necesario el desarrollo de un modelo que describiera estos procesos, con el objetivo de encontrar el diámetro de tubería requerido en un *ceoducto* al variar el número de estaciones de compresión.

Al operar el modelo existen se observan dos comportamientos concluyentes: el diámetro de tubería requerido disminuye conforme el número de estaciones de compresión aumenta, y el consumo de energía total del gasoducto aumenta, si el número de estaciones de compresión aumenta. Sin embargo, es posible encontrar un número óptimo de estaciones de compresión para cada proyecto –siendo cuatro estaciones para el caso analizado–.

A partir de este número óptimo se pueden determinar las capacidades óptimas de las estaciones de compresión, con el fin de reducir –y homogeneizar– el consumo de energía por estación, así como de minimizar la presión máxima del gasoducto, facilitando la operación.

Al parecer, los resultados presentados en este estudio son contundentes, no obstante, se requiere un análisis económico-financiero en el que se evalúe si la disminución en el diámetro de tubería requerido puede compensar el alza en el consumo energético global del sistema.

El transporte de CO₂ engloba otros aspectos que no fueron incluidos en el modelo de conducción como son los derechos de vía de los gasoductos o cuestiones de seguridad. Sin embargo, el uso de los derechos de vía existentes en gasoductos u oleoductos podría

representar una buena opción, tomando en cuenta los mecanismos de seguridad utilizados en éstos.

Esta investigación es un esfuerzo por estudiar aun más a las tecnologías CCS, que si bien no presentan una solución global a la problemática, son una de las maneras de combatir el cambio climático que puede ser muy atractiva desde el punto de vista económico.

ANEXOS

ANEXO 1. CÁLCULO DEL ESPESOR MÍNIMO Y DEL DIÁMETRO INTERIOR DE LA TUBERÍA

Como se mostró en el algoritmo del modelo, a partir del diámetro nominal propuesto D y de los datos de tubería, se calcula el espesor mínimo de tubería $E_{tubo\ mín}$, y con éste se determina un espesor de tubería E_{tubo} y se calcula el diámetro interior D_i . El espesor de tubería se selecciona de los catálogos de proveedor con el siguiente criterio: a partir del valor de espesor mínimo de tubería calculado $E_{tubo\ mín}$, se elige el siguiente espesor de tubería disponible para el diámetro nominal propuesto. El espesor mínimo de la tubería mínimo está dado por⁵⁶:

$$E_{tubo\ mín} = \frac{P_{máx} D_e}{2SEF} \quad (A1-1)$$

Dónde: $P_{máx}$ es el valor máximo de la presión en el gasoducto, D_e es el diámetro exterior de la tubería, cuyo valor se encuentra en los catálogos de proveedores al seleccionar un diámetro nominal D , S es el esfuerzo de límite elástico mínimo, para la especificación API 5L X60 es de 415 MPa, E es el factor de junta longitudinal (reflejando los diferentes tipos de soldadura longitudinal) con un valor de 1, F es el factor de diseño (introducido como un margen de seguridad para el cálculo de espesor mínimo) con un valor de 0.72 – de acuerdo al CFR⁵⁷–.

El diámetro interior se determina una vez seleccionado el espesor de la tubería E_{tubo} de los catálogos del proveedor. El valor del diámetro interior se establece de la siguiente manera:

$$D_i = D_e - 2E_{tubo} \quad (A1-2)$$

⁵⁶ Sean McCoy, *The Economics of CO₂ Transport by Pipeline and Storage in Saline Aquifers and Oil Reservoirs*, 2008

⁵⁷ CFR, siglas en inglés de *Code of Federal Regulations*

ANEXO 2. CÁLCULO DEL FACTOR DE FRICCIÓN DE DARCY

El factor de fricción de Darcy f para tuberías comerciales está definido de forma gráfica de acuerdo al diagrama de Moody, o en forma analítica por medio de la fórmula de Colebrook⁵⁸:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -0.86 \ln \left[\frac{\varepsilon/D_i}{3.7} + \frac{2.51}{Re\sqrt{f}} \right]$$

Dónde: f es el factor de fricción de Darcy, ε es la rugosidad de la tubería y tiene un valor aproximado de 0.0457 mm para tuberías de acero comercial, D_i es el diámetro interior de la tubería y Re es el número de Reynolds. Además, el valor del número de Reynolds está definido como:

$$Re = \frac{\rho V D_i}{\mu}$$

Tomando en cuenta la ecuación (5-24):

$$\rho V = \frac{4\dot{m}}{\pi D_i^2} \quad (5-24)$$

Y sustituyéndola en la definición del número de Reynolds:

$$Re = \frac{4\dot{m}}{\pi D_i \mu} \quad (A2-1)$$

Dónde: \dot{m} es el flujo másico de CO₂ transportado, y μ es la viscosidad del flujo de CO₂ obtenida a partir de las propiedades promedio –temperatura y presión– en un segmento de tubería con el apoyo de la paquetería REFPROP.

Como se observa, la fórmula de Colebrook contiene al factor de fricción de forma implícita y no puede ser despejado, por lo que debe hallarse por medio de iteraciones sucesivas.

⁵⁸ Streeter Victor L., Wylie E. Benjamin. Mecánica de los fluidos. 1982.

ANEXO 3. CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE TRANSFERENCIA DE CALOR POR CONVECCIÓN h_o

Para el cálculo del coeficiente interior de película h_o , se tomó en cuenta la siguiente relación⁵⁹:

$$h_o = \frac{0.023 C_p \dot{m}}{A_i \left(\frac{C_p \mu}{k_{fluido}} \right)^{2/3} \left(\frac{2 R_1 \dot{m}}{A_i \mu} \right)^{0.2}} \quad (A3-1)$$

Dónde: h_o es el coeficiente de transferencia de calor por convección dentro de la tubería, C_p es el calor específico del fluido en [kJ/kg K], μ es la viscosidad del fluido en [centipoise], k es la conductividad del fluido en [W/m K], \dot{m} es el flujo másico en [kg/hr], R_1 es el radio interior de la tubería en [m].

Todas las propiedades fueron obtenidas con la paquetería REFPROP, a partir de las presiones y temperatura promedio en cada segmento de tubería.

⁵⁹ Recomendación de Ing. Luis Enrique Noriega Giral

GLOSARIO

AAU	Unidad de cantidades asignadas: medida de las emisiones que el Protocolo de Kioto permite a una Parte. Siglas en inglés de <i>Assigned Amount Unit</i>
CCS	Captación y almacenamiento de dióxido de carbono: proceso de separar el CO ₂ de las fuentes industriales y las relacionadas con el sector energético, transportarlo a un lugar de almacenamiento y aislarlo de la atmósfera. Siglas en inglés de <i>CO₂ Capture and Storage</i>
CER	Reducción de emisiones certificada: crédito vendible equivalente a una tonelada de CO ₂ , generado a partir de un proyecto MDL. Siglas en inglés de <i>Certified Emission Reduction</i>
CFR	Siglas en inglés de <i>Code of Federal Regulations</i> .
COE	Costo de producción de electricidad, en USD/kWh
EOR	Recuperación mejorada de crudo: Inyección de gases en yacimientos de petróleo y gas para maximizar la obtención de recursos. Siglas en inglés de <i>Enhanced Oil Recovery</i>
EPA	Siglas en inglés de <i>Environmental Protection Agency</i>
ERU	Unidad reductora de emisiones: crédito vendible equivalente a una tonelada de CO ₂ , generado por un proyecto de acción conjunta. Siglas en inglés de <i>Emission Reduction Unit</i>

GEI	Gas de efecto invernadero: gases cuya presencia en la atmósfera contribuye al efecto invernadero
Gt	Gigatoneladas: 1 Gt es equivalente a 1,000,000,000 toneladas ó 10^{12} kilogramos
GWP	Índice GWP: medida del efecto de la emisión de un kilogramo de un GEI (diferente del CO ₂) comparada al efecto de un kilogramo de CO ₂ en un período de tiempo. Siglas en inglés de <i>Global Warming Potential</i>
IEA	Agencia Internacional de Energía: organización internacional que busca coordinar las políticas energéticas de sus Estados miembros. Siglas en inglés de <i>International Energy Agency</i>
IGCC	Ciclo combinado con gasificación integrada: se utiliza en centrales de ciclo combinado, pero se transforma el carbón en gas por medio de la gasificación, gas de síntesis. Siglas en inglés de <i>Integrated Gasification Combined Cycle</i>
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático: grupo de científicos que ha examinado y guiado las investigaciones científicas sobre los problemas climáticos. Siglas en inglés de <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
kWh	Kilowatt-hora
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio: acuerdo suscrito en el Protocolo de Kioto que permite a los gobiernos de los países industrializados invertir en proyectos de reducción de emisiones en países en vías de desarrollo como una alternativa para adquirir CERs

Mt	Megatoneladas: 1 Mt es equivalente a 1,000,000 toneladas ó 10 ⁹ kilogramos
PCI	Poder calorífico inferior: cantidad de energía que la unidad de masa puede desprender al producirse una reacción química de oxidación, es inferior debido a que el calor que se toma en cuenta es el calor realmente aprovechable.
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PIB	Producto Interno Bruto
ppb, ppm	Partes por billón, millón: unidades de medida de concentración
RMU	Unidad de eliminación: Siglas en inglés de <i>Removal Unit</i>
R&D	Investigación y Desarrollo: trabajo creativo llevado a cabo con bases sistemáticas con el objetivo de incrementar el conocimiento. Siglas en inglés de <i>Research & Development</i>
UNFCCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático: tratado internacional cuyo objetivo es estabilizar las concentraciones en la atmósfera de GEI a un nivel que prevenga interferencias peligrosas del ser humano en el sistema climático. Siglas en inglés de <i>United Framework Convention on Climate Change</i>
USD	Dólares de los Estados Unidos

REFERENCIAS

Bibliográficas:

- Baldwin, Peter, *Capturing CO₂: Gas Compression vs. Liquefaction*, Power Magazine, Junio 2009
- Çengel, Yunus A., Boles Michael A. *Termodinámica*, 2005
- Engwall, Ignacio, *Plantas Preparadas para la Captura y Disposición de CO₂ (CCS ready plants)*. 1er congreso anual conjunto AME, AMEE, WEC, León Guanajuato, 2009
- EPA, *About Global Warming and Climate Change: Back to basics*, 2009
- González S., José Miguel, *Escenario de Emisiones de CO₂ para México. Taller de Secuestro y Captura de CO₂*, México D.F., Julio 2008
- IEA, *CO₂ Capture and Storage, a key carbon abatement option*, 2008
- IPCC, *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of the WG I to the AR4 of the IPCC*, 2007
- IPCC, *La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono*, 2005
- McCollum David L., Ogden Joan M., *Techno-Economic Models for Carbon Dioxide Compression Transport and Storage & Correlations for Estimating Carbon Dioxide Density and Viscosity*, 2006
- Sánchez B. José Luis, *et ál.* *Experiencia de PEMEX en Reinyección de CO₂*. Taller de Secuestro y Captura de CO₂, México D.F., Julio 2008
- Sean McCoy, *The Economics of CO₂ Transport by Pipeline and Storage in Saline Aquifers and Oil Reservoirs*, 2008
- Siemens Ag, Energy Sector Germany, *Optimal Power Plant Integration of Post-Combustion CO₂ Capture*, 2009
- SRI Consulting, *Coal as an Alternative Source of Energy –Coal to power*. Chemical Engineering Webinar, Junio 2009
- Streeter, Victor L., Wylie E. Benjamin, *Mecánica de los fluidos*. 1982.
- The Petroleum Economist Ltd, *Fundamentals of Carbon Capture and Storage Technology*, 2007

- Yorkshire Forward, *A carbon capture and storage network for Yorkshire and Humber*, 2008

Electrónicas:

- PEMEX: <http://www.pemex.com/index.cfm>
- UNFCCC: <http://unfccc.int/2860.php>
- Tubería Laguna: <http://www.tuberialaguna.com.mx/tuberialagunasp/>
- Ramgen Power Systems: <http://www.ramgen.com/>
- Conselleria de Medio Ambiente, Agua, Urbanismo y Vivienda: <http://www.cma.gva.es/web/>