



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

SISTEMAS DE TRANSPORTE DEL DIÓXIDO DE
CARBONO PARA SU CAPTURA,
ALMACENAMIENTO Y USO

T E S I S P R O F E S I O N A L

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

JORGE ALBERTO CUERVO RAMOS



DIRECTOR DE TESIS:

ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

DIRECTOR ADJUNTO:

M. EN C. HERÓN GACHUZ MURO

MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA

2012

AGRADECIMIENTOS

*“Bienaventurado el hombre que halla la sabiduría, y que obtiene la
inteligencia” Proverbios 3:13*

*En primer lugar agradezco a Dios mi roca y mi sustento, por estar conmigo a cada
momento, por haberme dado la sabiduría y el entendimiento para concluir esta
etapa de mi vida.*

*A Isaura mi madre que es el ser más maravilloso de todo el mundo, gracias por tu
apoyo incondicional, por tus oraciones, tu cariño y comprensión que desde niño me
has brindado.*

*A Humberto mi padre porque desde pequeño ha sido para mí un gran ejemplo y un
hombre al que siempre he admirado, gracias por tu apoyo y comprensión.*

A mis hermanos Ninfa y Jonathan por el cariño, comprensión y apoyo brindado.

*A toda mi familia quienes con sus consejos me alentaron a lograr esta hermosa
realidad.*

*Y a todas aquellas personas que directa o indirectamente han tenido a bien
ayudarme en mi formación como ser humano y profesional, que comparten conmigo
este triunfo muchas gracias.*

*“Sabiduría ante todo; adquiere sabiduría; Y sobre todas tus posesiones adquiere
inteligencia” Proverbios 4:7*

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	- 1 -
CAPÍTULO 1.- GENERALIDADES Y PROPIEDADES DE CO ₂	- 4 -
CAPÍTULO 2.- TRANSPORTE DE CO ₂	- 10 -
CAPÍTULO 3.- SISTEMA DE TUBERÍAS.....	- 15 -
3.1.- TUBERÍAS TERRESTRES	- 16 -
3.2.- TUBERÍAS SUBMARINAS	- 25 -
3.3.- CONDICIONES OPERATIVAS	- 29 -
3.4.- CORROSIÓN	- 35 -
CAPÍTULO 4.- SISTEMA DE TRANSPORTE MARINO POR BUQUES.....	- 44 -
4.1.- LOS BUQUES PARA EL TRANSPORTE DEL CO ₂	- 44 -
4.2.- CARGA Y DESCARGA DE BUQUES.....	- 46 -
4.3.- DISEÑO	- 48 -
CAPÍTULO 5.- ALMACENAMIENTO	- 51 -
5.1.- ALMACENAMIENTO PROVISIONAL.....	- 51 -
5.2.- ALMACENAMIENTO PERMANENTE	- 56 -
CAPÍTULO 6.- RIESGOS	- 60 -
6.1.- TUBERÍAS.....	- 61 -
6.2.- BUQUES.....	- 66 -
CAPÍTULO 7.- COSTOS.....	- 68 -
7.1.- FACTIBILIDAD ECONÓMICA DE UNA APLICACIÓN DEL CO ₂	- 68 -
7.2.- COSTOS DE TRANSPORTE DEL CO ₂	- 70 -

II



7.3.- COSTOS DE TRANSPORTE POR TUBERÍAS	- 72 -
7.4.- COSTOS DE TRANSPORTE POR BUQUES	- 75 -
CONCLUSIONES	- 78 -
NOMENCLATURA	- 80 -
FACTORES DE CONVERSIÓN.....	- 82 -
BIBLIOGRAFÍA	- 83 -



INTRODUCCIÓN

El cambio climático tiene sus raíces en la esencia misma del desarrollo de la humanidad, siendo el uso del fuego en la jerga de la historia, o el uso de la energía, en una concepción más moderna. Mientras los combustibles fósiles constituyen la principal fuente de energía en el mundo, las emisiones globales de dióxido de carbono (CO₂) constituyen un peligro para el medio ambiente.

Para asegurar una reducción sustancial de los niveles de CO₂ en la atmósfera se requiere el desarrollo de soluciones tecnológicas y la aplicación de las mismas, dirigidas a su captura y almacenamiento en formaciones geológicas, tales como acuíferos salinos profundos, trampas de gas y/o petróleo y capas de carbón no explotables, pero ricas en CH₄.

El producto inevitable de la combustión y el gas de efecto invernadero, aumentan exponencialmente día a día. Por lo tanto, las políticas de cambio climático implican un cambio profundo en el sector más poderoso de los países desarrollados: las industrias del petróleo y la electricidad.

El sector energético, y en particular la industria petrolera mexicana representada por PEMEX, podrían participar en los esfuerzos internacionales para encontrar una solución al cambio climático que los favorece como un negocio y como país. México posee campos petroleros maduros sobre los cuales se tiene una buena cantidad de información, que a lo largo de sus años de producción se ha obtenido. Esto ayudará a determinar los perfiles de producción esperados a lo largo de la vida de proyectos.

En la industria del petróleo siempre ha sido de vital importancia la maximización de su recuperación, así como del gas que se encuentra en el yacimiento. Los factores de recuperación dependen no sólo de las condiciones del fluido y calidad del yacimiento, sino también de la tecnología que se aplica, para poder extraer el mayor porcentaje de los hidrocarburos.

Es por ello que se han desarrollado numerosos métodos o técnicas de recuperación mejorada (IOR), las cuales han sido apoyadas por los cambios tecnológicos ocurridos a lo largo de los últimos 80 años.



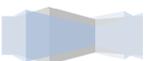
La inyección de gases inertes a los yacimientos se hace con el objetivo principal de recuperar parte de los hidrocarburos que aun se encuentran atrapados en el subsuelo y constituyen una técnica que ha tomado mucha importancia en los últimos 30 años.

La determinación del tipo de gas a inyectar, se define por las consideraciones de su costo del gas, disponibilidad en el campo, condiciones del yacimiento y requerimientos de medios ambientales. Inicialmente se utilizó el gas natural como fluido de inyección, para incrementar o mantener la presión del yacimiento.

En los últimos años se ha utilizado a gran escala y masivamente el dióxido de carbono (CO_2), conjuntamente con el nitrógeno, para mejorar las aplicaciones de recuperación de petróleo (EOR), en muchas industrias y en varios países, el CO_2 es una materia prima.

El presente trabajo tiene como objetivos el mostrar el potencial que México tiene en CO_2 , así como las expectativas que ha presentado su aplicación a nivel mundial, así como informar sobre la infraestructura actual en países que utilizan este recurso, costos, tecnologías existentes de transporte de CO_2 para su extracción (o captura), almacenamiento y uso, entendiendo cuales son las mejores condiciones de transporte y las características para el diseño de tuberías terrestres y marinas de CO_2 , dentro del marco normativo internacional, apoyando al medio ambiente o optimizando recursos, analizando cuales son los medios adecuados de almacenamiento temporal y permanente, para posteriormente incorporarlos a la red de distribución, con el fin de mejorar factores de recuperación en campos maduros.

Otro tema que también se menciona en este trabajo es el secuestro de dióxido de carbono en formaciones geológicas, como una solución de ingeniería directa y se puede definir como un proceso de tres pasos: la captura del dióxido de carbono, su transporte, y la inyección posterior a un depósito subterráneo, capaz de guardarlo durante miles de años sin fugas importantes.



MÉXICO ANTE EL CO₂

México asume el objetivo indicativo o meta aspiracional de reducir en un 50% sus emisiones de GEI al 2050, en relación con las emitidas en el año 2000; aspira así a contribuir a un posible escenario de estabilización de las concentraciones de GEI en la atmósfera, a un nivel no superior a 450 ppm (partes por millón) de bióxido de carbono equivalente (CO₂e), compatible con un límite del incremento de la temperatura superficial promedio entre 2° C y 3° C y una convergencia flexible hacia un promedio global de emisiones per cápita de 2.8 toneladas de CO₂e (5,2931.2 scf a 60 ° F y 1 atm) en 2050.

Una de las industrias principalmente comprometida con este tema en México, como ya se mencionó es PEMEX, éste genera cerca de 6% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del país, sabemos que en México las fuentes más importantes de CO₂ son las plantas de amoníaco y yacimientos de hidrocarburos con alto contenido de CO₂.

De las plantas petroquímicas solamente la de Cosoleacaque, Veracruz, produce CO₂ en la cantidad suficiente para considerar su uso en procesos de recuperación mejorada. De las fuentes naturales de CO₂ actualmente conocidas, son los Campos Carmito, Artesa, Gaucho, Topen y Secadero, ubicados en la región sur, dado por su fracción mol de CO₂ superior al 90% el Campo Carmito es considerado el mayor productor de CO₂, a diferencia de los demás campos mencionados.

Tabla I Distribución de Gas Natural y Bióxido de Carbono en PEMEX en MMPCD

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
A la atmósfera	545	425	318	297	180	198	286	560	1347	1044	611
-Bióxido de carbono (CO ₂)	95	78	52	43	27	16	15	13	13	12	11
-Gas natural	450	347	266	254	153	182	271	547	1334	1032	600
Bióxido de carbono (CO ₂) inyectado a yacimientos	1	9	26	25	31	23	9	8	5	6	7



CAPÍTULO 1.- GENERALIDADES Y PROPIEDADES DE CO₂

Para poder hablar del CO₂, tenemos que conocer cómo se encuentra presente en el medio ambiente; en la Figura 1.1 se presenta el ciclo del carbono por el que la energía fluye a través del ecosistema terrestre. El ciclo básico comienza cuando las plantas, a través de la fotosíntesis, hacen uso del CO₂ presente en la atmósfera o disuelto en el agua. Parte de este carbono pasa a formar parte de los tejidos vegetales en forma de hidratos de carbono, grasas y proteínas; el resto es devuelto a la atmósfera o al agua mediante la respiración.

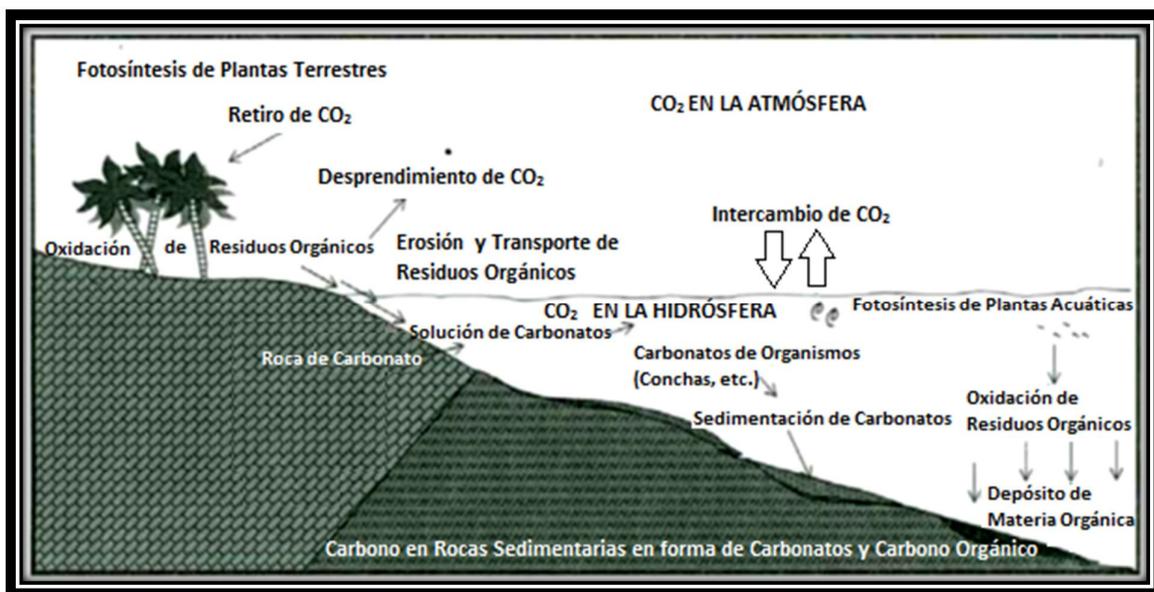


Figura. 1.1 Ciclo del Carbono

Así, el carbono pasa a los herbívoros que comen las plantas y de ese modo utilizan, reorganizan y degradan los compuestos de carbono. Gran parte de éste es liberado en forma de CO₂ por la respiración, como producto secundario del metabolismo, pero parte se almacena en los tejidos animales y pasa a los carnívoros, que se alimentan de los herbívoros. En última instancia, todos los compuestos del carbono se degradan por descomposición, y el carbono es liberado en forma de CO₂, que es utilizado de nuevo por las plantas.



Intercambio Agua-Aire

A escala global, el ciclo del carbono implica un intercambio de CO₂ entre dos grandes reservas: la atmósfera y las aguas del planeta. El CO₂ atmosférico pasa al agua por difusión a través de la interface aire-agua. Si la concentración de CO₂ en el agua es inferior a la de la atmósfera, éste se difunde en la primera, pero si la concentración de CO₂ es mayor en el agua que en la atmósfera, la primera libera CO₂ en la segunda.

En los ecosistemas acuáticos se producen intercambios adicionales. El exceso de carbono puede combinarse con el agua para formar carbonatos y bicarbonatos. Los carbonatos pueden precipitar y depositarse en los sedimentos del fondo. Parte del carbono se incorpora a la biomasa (materia viva) de la vegetación forestal y puede permanecer fuera de circulación durante cientos de años. La descomposición incompleta de la materia orgánica en áreas húmedas tiene como resultado la acumulación de turba. Durante el periodo carbonífero este tipo de acumulación dio lugar a grandes depósitos de combustibles fósiles: carbón, petróleo y gas.

Recursos del Carbono

Los recursos totales de carbono, estimados en unas 49,000 Gt (9.26296x10¹⁷ scf) (1 gigatonelada es igual a 1x10⁹ toneladas, y esta a su vez 1.890x10¹³ scf a 60 °F y 1atm), se distribuyen en formas orgánicas e inorgánicas. El carbón fósil representa un 22% del total. Los océanos contienen un 71% del carbono del planeta, fundamentalmente en forma de iones carbonato y bicarbonato. Un 3% adicional se encuentra en la materia orgánica muerta y el fitoplancton. Los ecosistemas terrestres en los que los bosques constituyen la principal reserva, contienen cerca de un 3% del carbono total. El 1% restante se encuentra en la atmósfera, circulante, y es utilizado en la fotosíntesis.

Adiciones a la atmósfera

Debido al uso de combustibles fósiles, la destrucción de los bosques y otras prácticas similares, la cantidad de CO₂ atmosférico ha ido aumentando desde la Revolución Industrial. La concentración atmosférica ha aumentado de unas 260 a 300 partes por millón (ppm) estimadas en el periodo preindustrial, a más de 350 ppm en la actualidad. Este incremento representa solo la mitad del dióxido de carbono que, se estima, se ha vertido a la atmósfera. El otro 50% probablemente haya sido absorbido y almacenado por los océanos. Aunque la vegetación del planeta puede absorber cantidades considerables de carbono, es también una fuente adicional de CO₂.



El CO₂ atmosférico actúa como un escudo sobre la Tierra. Es atravesado por las radiaciones de onda corta procedentes del espacio exterior, pero bloquea el escape de las radiaciones de onda larga. Dado que la contaminación atmosférica ha incrementado los niveles de CO₂ de la atmósfera, el escudo va engrosándose y retiene más calor, lo que hace que las temperaturas globales aumenten en un proceso conocido como efecto invernadero. Aunque el incremento aun no ha sido suficiente para destruir la variabilidad climática natural, el incremento previsto en la concentración de CO₂ atmosférico debido al uso de combustibles fósiles sugiere que las temperaturas globales podrían aumentar entre 2 y 6 °C en los próximos años. Este incremento sería suficientemente significativo para alterar el clima global.

Generación de CO₂ en el subsuelo.

Schmidt y McDonald (1979) creían que la formación de la porosidad secundaria a partir de CO₂ era generado por el decaimiento del Kerógeno. Esta fue una hipótesis muy popular debido a que se conoció bien en pruebas de laboratorio que el CO₂ era generado por maduración termal de la materia orgánica y debido al control de la solubilidad del Carbonato de Calcio ha sido conocido por más de 200 años. Un origen del CO₂ termoquímico depende del tipo de Kerógeno, ya que el material húmico rico en oxígeno genera más CO₂ que el Kerógeno amorfo (Hunt, 1979).

Franks y Forester (1984) interpretaron que la porosidad secundaria en una localidad en Wilcox, comenzó a incrementarse más su porosidad secundaria con la profundidad, este cambio en la naturaleza de la porosidad coincide con un incremento del CO₂, lo cual ellos interpretan que es el reactivo el que crea la porosidad.

De otra forma Lundegard, et al. (1984) y Bjorlykke (1984) calcularon que el CO₂ derivado de la maduración termal de la materia orgánica es muy inadecuado para explicar la porosidad secundaria en el Terciario de la costa del Golfo de México.

Lo siguiente es una breve discusión de las fuentes potenciales del CO₂.

1. **Termoquímica.**
2. **Oxidación de aceite crudo.**- Esto es relativo al evento de la etapa tardía, que es después del entrapamiento si la sincronía no es la ideal para la creación de la porosidad secundaria.



3. **Reacciones Bioquímicas.-** Este tipo de la reacción ocurre durante la diagénesis temprana a una decena de metros de la superficie. Aun más, la sincronía parece estar incorrecta. Los poros secundarios formados tempranamente podrían perderse debido a la compactación.
4. **Calentamiento de rocas carbonatadas.-** El metamorfismo de las rocas carbonatadas puede liberar considerable CO_2 . En la mayoría de las cuencas sedimentarias puede generarse debido a profundidades altas.
5. **Ígneos.-** El CO_2 es el principal componente de la erupciones volcánicas. Esta parece ser la principal fuente de la mayoría de los depósitos comerciales del CO_2 .
6. **Atmosféricos.-** El CO_2 es incorporado en las aguas de lluvias, la cual percola y modifica la mineralogía de los acuíferos.
7. **Reacciones Minerale.-** Hutcheon, et al., (1980) Propuso que cantidades significantes de CO_2 , pueden ser producidas por la reacción de la Dolomita y el Caolín, para producir Clorita y Calcita.

Propiedades del CO_2

El dióxido de carbono (anhídrido carbónico) ha sido conocido desde la antigüedad, pero los primitivos escritores lo confundían con el aire, J.B. Van Helmont (1577-1644), el primero que lo distinguió del aire ordinario, lo llamo "gas silvestre" y demostró que se produce en curso de la fermentación y durante la combustión de materia orgánica, reconociéndolo en las aguas minerales, (Donovan,1993), J. Black en 1775, probó que formaba parte de los álcalis fijos (carbonatos alcalinos), y lo llamo "aire fijo", Lavoisier en 1798 demostró que era un dióxido de carbono.

El dióxido de carbono, es un gas inerte que se encuentra en baja concentración en el aire (en torno a un 0,03% en volumen).

En las condiciones ambientales el CO_2 es un gas incoloro, de olor picante y tóxico cuando su contenido en la atmósfera alcanza un valor de 10 %. También puede encontrarse como líquido o en estado sólido. Su masa molecular es de 44.01 g/mol y tiene una densidad con respecto al aire de 1.529 a condiciones normales (1.033 kg/cm² y 0 °C) es soluble en agua en una proporción de un 0.9 de volumen del gas

por volumen de agua a 20 °C y a nivel del mar, su temperatura y presión crítica es de 31 °C y 73.87 kg/cm², respectivamente.

El CO₂ tiene una distribución irregular en la cubierta sedimentaria, siendo sus factores condicionales las siguientes fuentes múltiples: alta solubilidad en los fluidos de formación y alta reactividad química. Las principales fuentes de CO₂ son la oxidación de la materia orgánica dispuesta (MOD), la maduración de la MOD húmica, la termo descomposición de rocas carbonatas y el CO₂ de origen metamórfico profundo, entre otros (Gachuz,2005).

La solubilidad del CO₂ se incrementa con la presión, así bajo la presión de 1 kg/cm² y una temperatura de 20 °C en 1.0 de volumen de agua se disuelve 1.0 volumen de CO₂, mientras que a una presión de 300 kg/cm² en 1.0 volumen de agua se puede disolver 300 volúmenes de CO₂ (Gachuz 2005).

Comúnmente, el CO₂ está presente en los gases asociados al aceite y a los yacimientos de gas, alcanzándose hasta 35% de su contenido, pero generalmente varia de unas décimas porcentuales hasta 15%. Raramente se encuentra acumulaciones con predominio de CO₂.

El dióxido de carbono se produce por diversos procesos: por combustión u oxidación de materiales que contienen carbono, como el carbón, la madera, el aceite o algunos alimentos; por la fermentación de azúcares, y por la descomposición de los carbonatos bajo la acción del calor o los ácidos.

Recursos posibles de CO₂ son generalmente conocidos:

- Yacimientos naturales
- Unidades químicas
- Refinerías
- Plantas de carbón
- Plantas de cemento
- Plantas de etanol
- Plantas de amoníaco
- Plantas de procesamiento de gas natural



Existen cuatro fases del CO₂: sólido, líquido, gas y fase densa/supercrítica (esta fase es más densa que la fase líquida). En el diagrama de fase podemos determinar los límites entre cada fase.

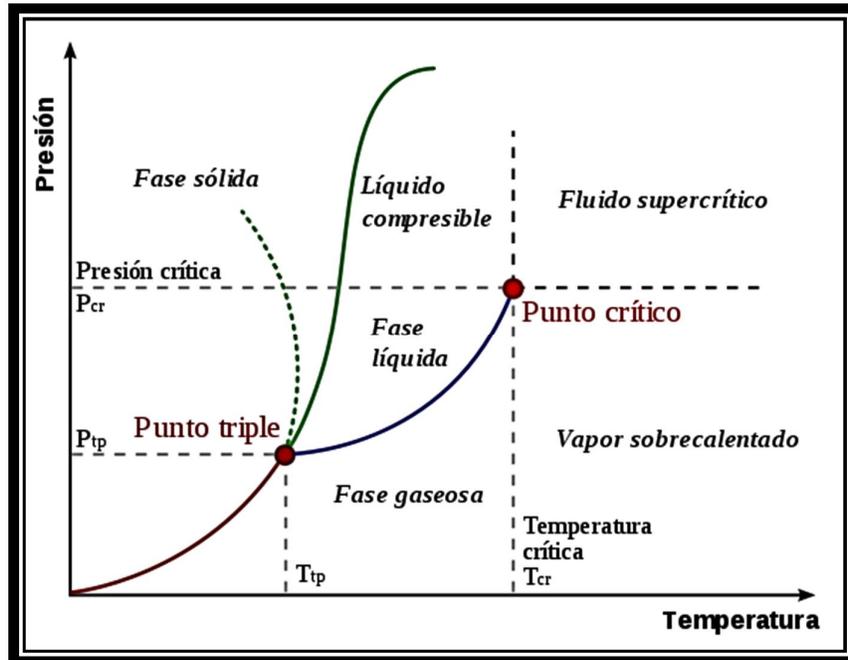


Figura. 1.2 Diagrama de Fases del CO₂

En la Figura 1.2 podemos encontrar el **Punto Triple**, donde coexisten el CO₂ en fase sólida, líquida y gaseosa a una presión de 5.3 kg/cm² y una temperatura de -56 °C, también podemos encontrar el **Punto Crítico** que por encima de éste, encontramos la fase densa/supercrítica, que es la fase favorable para una mayor eficiencia para transportar el CO₂.



CAPÍTULO 2.- TRANSPORTE DE CO₂

El transporte es la etapa de captura y almacenamiento de carbono que une las fuentes y los lugares de almacenamiento. Sólo en el caso de que las plantas estén ubicadas directamente sobre un lugar de almacenamiento geológico, el CO₂ captado debe ser transportado desde el punto de captación hasta un lugar de almacenamiento o para su uso. El gas transportado cerca de la presión atmosférica ocupa un volumen tan grande que se necesitan instalaciones muy grandes. Ocupa menos volumen de gas, si este se encuentra comprimido. Las propiedades de dióxido de carbono licuado no son muy diferentes de las propiedades de los gases licuados del petróleo, y la tecnología se puede ampliar a las compañías grandes de dióxido de carbono.

El volumen puede reducirse aún más por la licuefacción, la solidificación o hidratación. La licuefacción es una tecnología establecida para el transporte de gas por buque tanque, como el GLP (gas licuado de petróleo) y de GNL (gas natural licuado).

Esta tecnología y experiencia existente se puede transferir para el transporte de CO₂ líquido. La solidificación necesita mucho más energía en comparación con otras opciones, y es inferior desde un punto de vista de costos y energía. Cada una de las tecnologías comercialmente viables se utiliza actualmente para el transporte de dióxido de carbono.

El CO₂ se transporta en tres estados: gas, líquido y sólido. A escala comercial los transportes usados son: camiones cisternas, tuberías y buques tanques para dióxido de carbono líquido y gaseoso.

Cabe mencionar que la inyección de gas en pozos petroleros, es un método actual en donde el CO₂ juega un papel importante en los programas de recuperación mejorada de aceite, y por ende las inversiones en infraestructura para la extracción, explotación y transporte de CO₂ son cada vez más altas.

Una vez aislado el CO₂ de la corriente de gases de combustión debe ser llevado hacia el lugar en el que o bien se consuma en procesos industriales, o bien se desplace hasta los potenciales yacimientos que actualmente se están estudiando. Es evidente que debe encontrarse un tipo de transporte económico, viable y seguro y que seguramente dependerá de la fuente de la cual se consiga el CO₂ y de la naturaleza del yacimiento hacia el que se transporte.



Disponer del CO₂ en estado supercrítico es la opción más viable demostrada para el transporte del fluido en conducción mediante tuberías deducida de los proyectos de Recuperación Mejorada (IOR, Improved Oil Recovery), ya que en forma de gas el volumen específico es demasiado elevado. Para el transporte en vehículos marítimos y terrestres la opción más adecuada es disponer al fluido en estado líquido, como demuestra la experiencia del GLP (Gas Licuado de Petróleo) y el transporte a pequeña escala de CO₂ con fines industriales. En estado sólido el proceso de transformación es demasiado costoso desde el punto de visto energético.

2.1.- TECNOLOGÍAS DE TRANSPORTE

El **transporte terrestre** (Figura 2.1) parece ser una opción inviable por la enorme cantidad de vehículos necesarios para transportar todo el CO₂ capturado. Considerando una capacidad de transporte por vehículo de 60 toneladas de CO₂ (Odenberger&Svensson, 2003) y suponiendo una central térmica de unos 300 MW con unas emisiones de 2 millones de toneladas anuales, 5.480 toneladas/día, serían necesarios 92 viajes diarios. Resultados parecidos se obtienen con el tren con la ventaja de la reducción de viajes de manera proporcional a los vagones empleados.

El GLP es transportado normalmente en estado líquido, por lo que el CO₂ también podría hacerlo en estado líquido en depósitos especiales a una presión de 14.275-17.334 km/cm². Los depósitos ya diseñados para el GLP tienen una capacidad de 62 m³. El CO₂ a la presión de 14.275-17.334 km/cm² y temperatura de -25 °C, -30 °C tiene una densidad de unos 1000 kg/m³, siendo por tanto la carga que podrían transportar los depósitos 62 toneladas de CO₂.



Figura 2.1 Tanque contenedor ISO 20', de 20,000 lt, de la compañía ASCO, carga útil (kg) CO₂: 19'600 (370,518 scf aprox)



El **transporte marítimo** (Figura 2.2) tiene mayor capacidad y es más económico. Como ejemplo, una compañía que realiza transporte de CO₂ en barcos de Hydro Gas & Chemicals en Noruega. La cantidad anual de CO₂ transportada es de 300,000 a 350,000 toneladas. Esto supone unos 289 viajes anuales tomando como datos una capacidad de 1,125 toneladas por vehículo y un transporte anual de 325,000 toneladas considerando una densidad del CO₂ de unos 1,000 kg/m³.



Figura. 2.2 Buque tanque de CO₂

La **conducción mediante redes de tuberías** (Figura 2.3) está siendo utilizada en especial en Estados Unidos en proyectos IOR (Improved Oil Recovery), donde el CO₂ se aprovecha para aumentar la eficiencia de los yacimientos petroleros. La longitud total de red de tuberías de transporte de CO₂ es de unos 2,400 km, (Gale & Davison, 2002). Este tipo de transporte se considera el más efectivo puesto que presenta una conducción dinámica y continua desde la fuente hasta el potencial depósito. El costo de inversión es importante y muy dependiente del terreno a través del cual deba discurrir la línea de transporte.

A tal efecto se estima que el costo de inversión es un 50% mayor si la construcción es en zonas montañosas con respecto a zonas llanas mientras que la conducción marina es todavía más cara. Otro costo de inversión a tener en cuenta es el de la compresión extra del CO₂ para superar las pérdidas de cargas en la conducción. Se estima que para una tubería de 0,5 metros de diámetro hay una caída de presión de unos 30 kPa/km, estimándose que de 100 a 200 km de línea terrestre debe existir una estación de compresión dependiendo del diámetro de la tubería (Skovholt, 1993).



No ocurre lo mismo en conducciones marinas en las que es difícil disponer de estaciones de bombeo intermedias en el interior del agua, debiendo realizar toda la compresión en un principio, aunque bien es cierto que la gravedad ayuda al transporte del CO₂. Otra necesidad es la importancia de un pequeño volumen específico para transportar la máxima cantidad de materia por volumen conducido. Esto condiciona el estado físico del CO₂ a la hora de ser transportado, y hace muy atractivo llevar al gas hasta las condiciones de fluido supercrítico.



Figura 2.3 Red de tuberías de CO₂

Los **ferrocarriles** han sido usados como medio de transporte desde hace más de 100 años, y han demostrado ser un medio transporte muy efectivo por su desempeño de arrastre, estos se han utilizado como medio de transporte de carga, para lo cual se han diseñado diferentes tipos de plataformas y vagones para el fin destinado, dado que dependen de la infraestructura existente, países de Europa en su mayoría poseen miles de km de vías, dado que es uno de los medios de transportes principales.

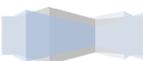
El ferrocarril en EU es uno de los transportes más eficientes, dado que su infraestructura existente permite un transporte a granel a grandes volúmenes, existen carros tanques



diseñados para el transporte de hidrocarburos (Gas LP, Gasolinas, Asfáltenos, etc...) Figura 2.4, de los cuales podemos tomar la tecnología actual de transporte para el CO₂.



Figura. 2.4 Carga de carros tanques trasportadores de Gas LP.



CAPÍTULO 3.- SISTEMA DE TUBERÍAS

Los primeros oleoductos se construyeron con el nacimiento de la industria del petróleo en Estados Unidos, a partir de 1880. Inicialmente, se empleaban para transportar el crudo desde las instalaciones de almacenamiento en los campos de extracción hasta las refinerías o hasta los puertos de embarque. Posteriormente, se construyeron otros tipos de oleoductos (Figura 3.1).

El transporte por tubería ofrece notables ventajas. En primer lugar, el consumo energético es reducido; el trazado es razonablemente recto; es insensible a las condiciones meteorológicas; los costos por unidad transportada son muy reducidos; las necesidades de personal son igualmente bajas; constituye un medio fácilmente automatizable y que permite obtener un elevado índice de utilización. Adicionalmente, dentro de cierto rango, la ampliación de capacidad no entraña siempre la construcción de un nuevo oleoducto, ya que es posible incrementar el número de estaciones de bombeo o instalar tuberías en paralelo en los segmentos saturados (Adams y Brock, 1983 y Hansen, 1983).



Figura. 3.1 Oleoducto ligeramente elevado

Una característica notable de los oleoductos es que lo único que se mueve es el producto transportado, a diferencia del resto de medios de transporte. Por ejemplo, al transportar mediante camión cisterna, es necesario mover tanto el fluido y como el camión, lo que supone un mayor trabajo en términos físicos y, por lo tanto, un costo mayor.

Adicionalmente, es necesario asumir los costos asociados a las personas que operan el camión, el buque o el tren, lo que incrementa notablemente el costo de estos medios de transporte.

Las tuberías han sido una herramienta de gran importancia en la industria del transporte, esta tecnología es considerada como el medio de transporte más rentable para transportar grandes cantidades de CO₂. En la actualidad el único sistema de transportación a gran escala son las tuberías, las cuales son usadas en los proyectos de IOR.

Las tuberías tienen la ventaja de proveer un estado de flujo estacionario, es decir, un flujo continuo desde la fuente hasta el destino final. Los gasoductos convencionales de gas amargo han sido diseñados y operados sobre la base de un buen conocimiento de la industria y la experiencia que se ha adquirido a lo largo de los años. A pesar de esta experiencia, algunos incidentes pequeños y grandes de fugas de gas son detectados y tratados por los equipos de emergencia, lo que confirma que incluso el buen diseño no puede evitar los accidentes. Cuando las fugas son pequeñas, el gas liberado se dispersa fácilmente. Grandes eventos, como la rotura de tuberías que producen explosiones que pueden causar quemaduras y disipaciones que puede resultar en muertes y graves daños a la tubería.

3.1.- TUBERÍAS TERRESTRES

Diseño

Los factores físicos, ambientales y sociales que determinan el diseño de una tubería se resumen en una base de diseño, que a su vez constituye el insumo para el diseño conceptual. Esto incluye una definición del sistema para la ruta preliminar y aspectos de diseño para la estimación de costos y efectos de definir el concepto. También es necesario tener en cuenta los datos de proceso que definen las características físicas de la mezcla de producto transportado, el tamaño óptimo y las presiones de la tubería, y el diseño mecánico, así como el funcionamiento de, las válvulas, bombas, compresores, sellos, etc. La topografía del derecho de paso de tuberías debe ser examinada. La topografía puede incluir montañas, desiertos, cruces de ríos y arroyos, y para las tuberías en alta mar, los diferentes retos de muy profundas o en aguas poco profundas, y desigual del fondo marino, también es importante incluir consideraciones geotécnicas.





Figura.3.2 Gasoducto tendido en suelo delgado de granito

Por ejemplo, este gasoducto que se muestra en la Figura. 3.2 se está construyendo en un suelo delgado de granito. Los datos locales del medio ambiente deben ser incluidos, así como la variación anual de la temperatura durante la operación y durante la construcción, laderas potencialmente inestables, la actividad de levantamiento por helada y sísmica.

También se incluyen la profundidad del agua, las corrientes marinas, en el caso de zonas de bajas temperaturas, alza de hielo en los mares, el crecimiento biológico, los acuíferos, y otras consideraciones ambientales tales como los hábitats protegidos Figura 3.3.



Figura 3.3 Tendido de tuberías de CO₂ en zanjas de bosques y desiertos

La planeación de la construcción puede comenzar antes o después de que los derechos de paso sean asegurados, pero una decisión de construir no vendrá antes de un derecho legal para construir un gasoducto, se aseguran y se reúnen con todas las regulaciones



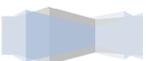
gubernamentales. En tierra y bajo el agua las tuberías de CO₂ se construyen en la misma forma que las tuberías de hidrocarburos, y por tanto hay una base establecida de experiencia en ingeniería.

El siguiente conjunto de desafíos es cómo el gasoducto tendrá en cuenta la infraestructura existente y el futuro - por carretera, ferrocarril, cruces de tubería, militares y las restricciones gubernamentales y el posible impacto de otras actividades, así como las vías de navegación, el medio rural o urbano, restricciones a la pesca, y usos conflictivos tales como el dragado. Por último, este estudio integrado servirá como base para una revisión de seguridad.

En una macro escala, las consideraciones de diseño para la transmisión de tuberías de CO₂ son bien conocidos. El número de proyectos de transmisión de CO₂ que han estado operando con éxito dan fe de este éxito. Sin embargo, las actuales líneas de transmisión de CO₂ en América del Norte sobre todo correr por zonas escasamente pobladas, y el impacto de un incidente puede ser limitado como el CO₂ liberado este disipa con pocas posibilidades de afectar a las poblaciones humanas.

Consideraciones de diseño para instalación de tuberías de CO₂:

- Control en el efecto de enfriamiento y cambios de presión
- Deshidratación de CO₂
- Enrutamiento de la topografía
- Dispersión de patrones de flujo
- Calidad de materiales de válvulas y sellos
- Compresores y equipos auxiliares
- Reducir al mínimo el flujo transitorio
- Evaluación del riesgo e impacto en la salud humana



Experiencia Existente

En países donde es utilizado el CO₂ en proyectos de Recuperación Mejorada son EU, Canadá, Trinidad y Tobago, Turquía, Libia, Venezuela y México. Todos estos proyectos usan tuberías de CO₂ de grandes distancias y la distancia total de líneas en operación es de aproximadamente 2400 Km. La Tabla 3.1 muestra la longitud de algunas líneas principales en el mundo.

Tubería	Localización	Operador	Capacidad (MtCO ₂ /año)	Longitud (Km)	Año terminado	Origen de CO ₂
Cortez	E.U.	Kinder Morgan	19.3	808	1984	McElmo Dome
Sheep Mountain	E.U.	BP Amoco	9.5	660	-	Sheep Mountain
Bravo	E.U.	BP Amoco	7.3	350	1984	Bravo Dome
Canyon Reef Carriers	E.U.		5.2	225	1972	Gasification plants
Val Verde	E.U.	Petrosource	2.5	130	1998	Plantas de Gas de Val Verde
Bati Raman	Turquía	Turkish Petroleum	1.1	90	1983	Dodan Field
Weyburn	E.U. y Canadá	North Dakota Gasification Co.	5	328	2000	Planta de Gasificación
Total			49.9	2591		

Tabla 3.1 Tuberías existente de CO₂ de larga Distancia (Gale y Davison, 2002) y las tuberías de CO₂ en América del Norte (Oil and Gas Journal).

La Tabla 3.1 lista de tuberías existentes de CO₂ de larga distancia. La mayoría de los proyectos que figuran a continuación se describen con más detalle en un informe elaborado por el Departamento Británico de Comercio e Industria (2002). Mientras que hay tuberías de CO₂ fuera de los EE.UU., la cuenca del Pérmico contiene más del 90% de los proyectos activos de CO₂ en el mundo (O & GJ, 15 de abril de 2002, EOR Survey). Desde entonces, y más de 1600 km de nuevas tuberías de CO₂ ha sido construidas para proyectos de recuperación mejorada de petróleo (IOR) en el oeste de Texas y estados cercanos.



A continuación se describen algunos datos adicionales de las tuberías más importantes:

Tubería Canyon Reef

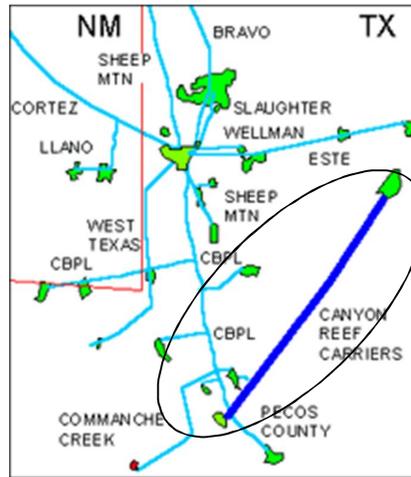


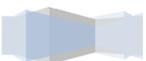
Figura 3.4 Tubería Canyon Reef marcada en color azul

La compañía Kinder Morgan CO₂, L.P. es propietaria de la tubería de la CRC. La tubería CRC construida en 1972 (Figura 3.4), es la más antigua tubería de CO₂ en el oeste de Texas. La tubería CRC se extiende por 225.4 km (140 millas) de McCamey, Texas, hacia el campo Kinder Morgan CO₂'s SACROC. Este tubería tiene 406.4mm (16 pulgadas) de diámetro y tiene una capacidad de aproximadamente 270 MMPCD.

Tubería Bravo Dome

Construida en la Cuenca del Pérmico (Figura 3.5) con 508 mm (20 pulgadas), propiedad de Occidental Permian, Kinder Morgan CO₂ y XTO Energy, corre 351 km (218 millas) hacia el Hub City Denver y tiene una capacidad de 382 MMPCD, la entrega de CO₂ en 126.6 - 133.6 kg/cm² (1800-1900 psi).

Los principales puntos de entrega a lo largo de la línea incluyen el campo Slaughter en los condados Cochran y Hockley, Texas, y el campo de Wasson en Yoakum County, Texas. BP opera la tubería en nombre de Occidental Pérmico.



Tubería Cortez

Construida en 1982 para abastecer de CO₂ el Domo McElmo en el sureste de Colorado, los 762 mm (30 pulgadas) de diámetro y 808 kilómetros (502 millas) de longitud transportan alrededor de 20x10⁹ kg de CO₂/año de Denver City Hub en el oeste de Texas, mientras que los 64.4 km (40 millas) de la tubería McElmo Creek de 203.2 mm (8 pulgadas) abastece a la unidad McElmo Creek en Utah ambas operadas por Kinder Morgan. La línea comienza cerca de Cortez, Colorado, y cruza las Montañas Rocosas, donde se interconecta con otras líneas de CO₂. En el contexto actual, recordamos que una central eléctrica de 1,000 MW de carbón produce alrededor de 7 millones de toneladas (132,328 MMPC) de CO₂/año, y así la tubería Cortés podía manejar las emisiones de tres de esas estaciones.

La tubería Cortés pasa a través de dos áreas edificadas, Placitas, Nuevo México (30 km al norte de Albuquerque, Nuevo México) y Edgewood / Moriarty, Nuevo México (40 km al este de Albuquerque). La línea está enterrada al menos de un metro de profundidad y se marca dentro de su derecho de paso. Cerca de las casas y las zonas edificadas se marca con más frecuencia para asegurarse de los residentes sean conscientes de los lugares de tuberías.



Figura. 3.5 Tuberías de CO₂ en América del Norte. (Cortesía de Oil and Gas Journal).



Tubería Sheep Mountain

La tubería de Sheep Mountain (Figura 3.6) con una longitud de 296.3 km (184 millas) que va desde el sureste del campo Sheep Mountain al campo Rosebud con conexión con el campo Bravo Dome. Esta línea de 508 mm (20 pulgadas) tiene una capacidad de 330 MMPCD. Desde la conexión Rosebud una línea de 610 mm (24 pulgadas) con una capacidad de 480 MMPCD con una longitud de 360.7 km (224 millas) que va al sur de la ciudad de Hub Denver y de ahí a la Unidad de Seminole San Andrés. Occidental Permian y ExxonMobil propietario de la porción norte de Sheep Mountain, mientras que Occidental Permian, ExxonMobil y Amerada Hess son dueños de la línea sur de Bravo Dome. Occidental Permian opera las dos secciones de este gasoducto.

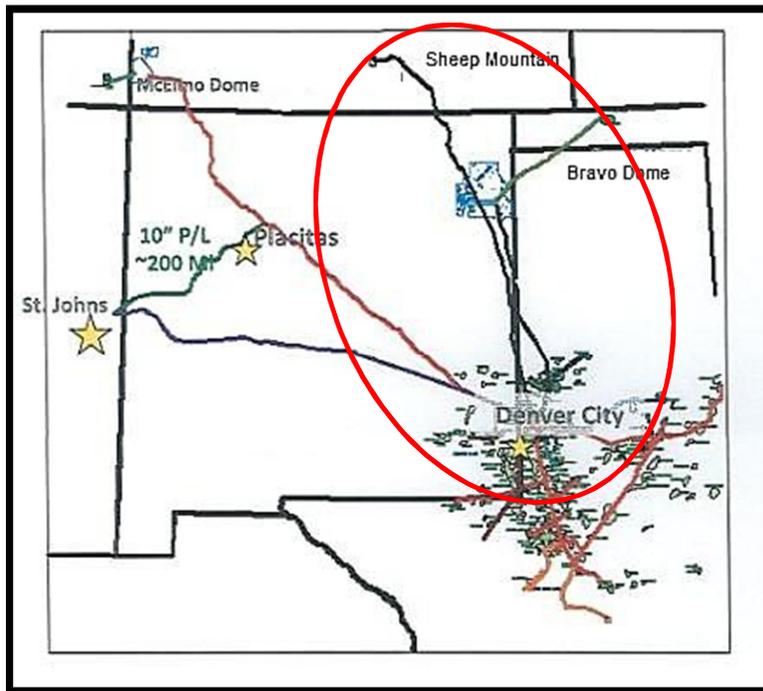


Figura. 3.6 Tubería Sheep Mountain que va desde el sureste del campo Sheep Mountain al sur de la ciudad de Hub Denver

Tubería Weyburn

En 1997, la compañía Dakota Gasification Company (DGC) aceptó enviar todo el gas residual (96% de CO₂) de su Planta Great Plains Synfuels a través de una tubería hacia el yacimiento de Weyburn (Figura 3.7). La entrega del primer CO₂ a Weyburn comenzó en septiembre de 2000. Este sistema de 330 km, (305 a 356 mm de diámetro) transporta más

de 5000 ton/día (1.8 millones de ton/año) de CO₂ de la planta de Great Plains Synfuels cerca de Beulah, Dakota del Norte al proyecto de recuperación mejorada de Weyburn en Saskatchewan.

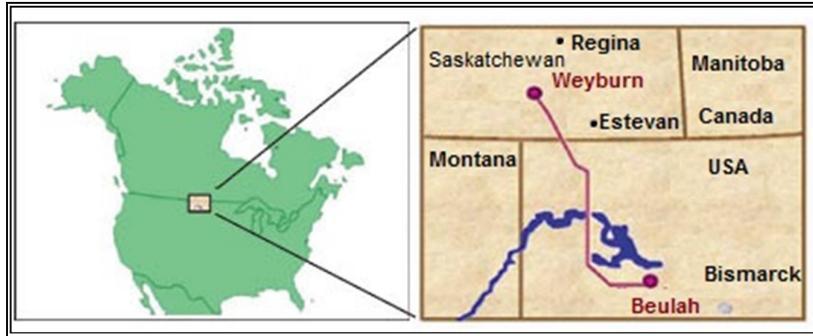


Figura. 3.7 Tubería Weyburn de Saskatchewan Canada a Dakota del Norte USA

Tubería Central Basin (CBPL)

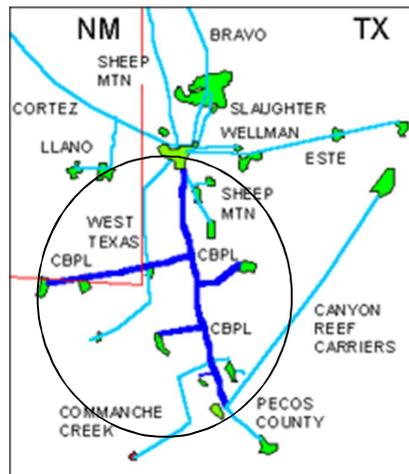


Figura. 3.8 Tubería Central Basin marcada en azul

La tubería Central Basin (Figura 3.8) es propiedad de Kinder Morgan CO₂ Company, L.P. La línea varía en diámetro de 660.4mm (26 pulgadas) en la ciudad de Denver y baja a 406.4mm (16 pulgadas) cerca de McCamey, Texas. La capacidad actual de la línea es de 600 MMPCD, pero si es necesario aumentar la producción, la capacidad podría aumentar a 1.200 MMPCD.



Tubería Este

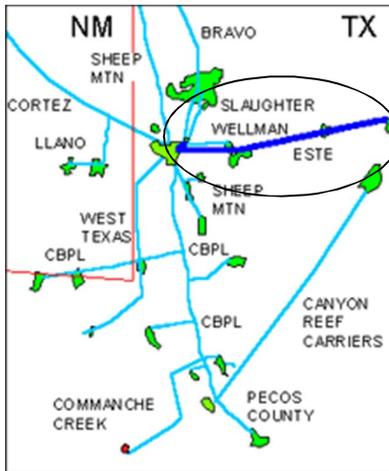


Figura. 3.9 Tubería Este marcada en azul

La tubería Este (Figura 3.9) es de 191.63 km (119 millas) de largo, 304.8mm a 355.6mm (12 a 14 pulgadas) de diámetro, y es propiedad y está operado por Occidental del Pérmico. La capacidad de la línea es de 250 MMPCD en la ciudad de Denver y 150 MMPCD en el término de Salt Creek.

Tubería Slaughter

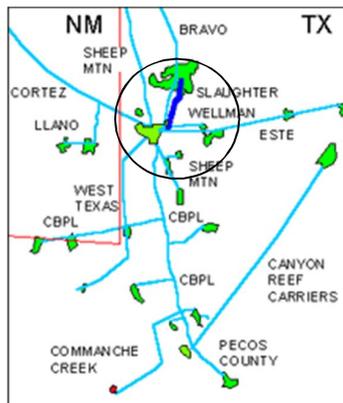


Figura. 3.10 Tubería Slaughter marcada en azul

Occidental Permian opera el oleoducto Slaughter, que es una línea de 304.8mm (12 pulgadas) con una capacidad de aproximadamente 160 MMPCD (Figura 3.10). La línea funciona de 64.41km (40 millas) de la ciudad de Denver City a Hockley County, Texas.



Tuberías West Texas y Llano Lateral

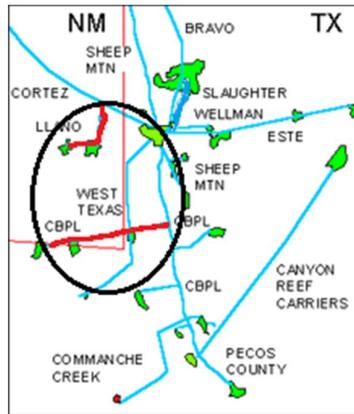


Figura. 3.11 Tuberías West Texas y Llano Lateral marcada en rojo

Trinity Pipeline LP es propietaria y opera estas dos tuberías (Figura 3.11). La tubería del oeste de Texas se extiende desde la ciudad de Denver Hub por 204.5 km (127 millas) al sur de Condado de Reeves, Texas. La tubería Llano Lateral corre 85.35 km (53 millas) de la línea principal de Cortés ambas tuberías varían de 305 mm a 203.2 mm (12 a 8 pulgadas) de diámetro y tienen una capacidad de aproximadamente 100 MMPCD.

3.2.- TUBERÍAS SUBMARINAS

La mayoría de ductos submarinos se construyen por el método de trazado de barcos (Figura 3.12), en la que 12 o 24 m de longitud de la tubería es presentada a una barcaza de posicionamiento dinámico o anclado (Figura 3.13), y soldados uno por uno hasta el final de la tubería.



Figura 3.12 Tendido del gasoducto mediante el agujón, Langeled (conocida como Britpipe) tubería de gran diámetro que transporta gas natural desde Nyhamna en la costa oeste de Noruega a Inglaterra a través de la plataforma de Sleipner.



La barcaza se mueve lentamente hacia adelante, y el oleoducto deja el barco por la popa, y pasa primero por una estructura de apoyo ("aguijón") y luego hacia abajo a través del agua en un período de suspensión, hasta que llega al fondo del mar, como el gasoducto construido por Statoil (Figura 3.14) con la barcaza BAAS KOBUS III (Figura 3.15) que va de la plataforma 16/11-E a las instalaciones en Alemania con una longitud de 620 km de gasoducto de 40". La presión de diseño de la tubería es de 159.07 kg/cm^2 . La ruta atraviesa zonas de aguas poco profundas cerca de la costa, con la llegada a tierra en la costa noroeste de Alemania del Mar de Wadden. Algunas líneas de hasta 450 mm de diámetro se construyen por el método de carrete, en el que la tubería es soldada en tierra, enrollada en un carrete en un barco y, a continuación desenrollada del carrete en su posición final.



Fig. 3.13 Barcaza tendedora de tubería en lecho marino.

Algunas líneas cortas y las líneas para cruzar la costa en aguas poco profundas son construidas por diferentes métodos de arrastrar y tirar, en los que se solda la línea en tierra y luego se coloca en su ubicación final. Si el diseño requiere que la tubería sea enterrada, que suele hacerse después de haber sido puesta en el fondo del mar, esta se entierra por un trineo a chorro, un arado.





Figura 3.14 Gasoducto construido por Statoil en 2 años para Bohlen & Doyen GmbH con una inversión de 75 millones de dólares.



Figura. 3.15 Barcaza tendedora BAAS KOBUS III para aguas poco profundas

Por otra parte, en los cruces de la costa y en aguas muy poco profundas la zanja a menudo es excavada antes de tender el gasoducto, y que es realizado por las dragas, excavadoras o redes de arrastre de sedimentos blandos, o en roca por voladura seguido de las palas plegable.

Muchos cruces de la costa se perforan horizontalmente desde la costa, este procedimiento elimina muchas incertidumbres asociadas a la zona de rompientes, y reduce el impacto ambiental de la construcción.

Las conexiones se realizan bajo el agua por varios tipos de sistemas de conexión mecánica, por soldadura hiperbárica (aire bajo la presión hidrostática local) o mediante el levantamiento de los extremos del tubo por encima de la superficie, juntas de soldadura y la reducción de la línea conectada a la parte inferior.





Figura 3.16 Plataforma tendedora de tubería en lecho marino para aguas profundas

Estas tecnologías se han establecido y extendido (Palmer y King, 2004). Tuberías submarinas de hasta 1422 mm de diámetro, se han construido en muchos ambientes diferentes, y las tuberías se han tendido en profundidades de hasta 2200 m (Figura 3.16). En la (Figura 3.17) trazos de los diámetros y profundidades máximas de las tuberías principales de aguas profundas construidos hasta el año 2004.

La dificultad de la construcción es aproximadamente proporcional a la profundidad multiplicada por el diámetro, y el valor máximo de ese producto se ha multiplicado por cuatro desde 1980. Sin embargo, tuberías más grandes y profundas son técnicamente factibles con la tecnología actual.

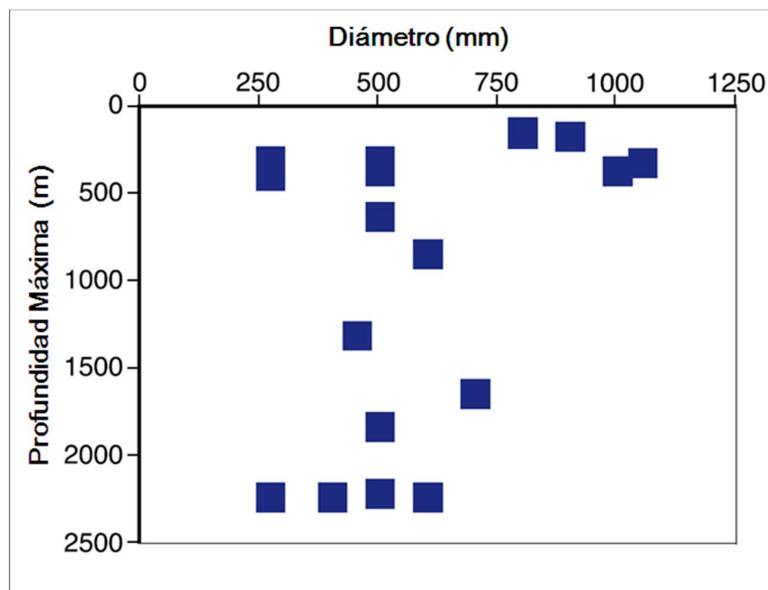


Figura 3.17 Tuberías en Aguas Profundas



3.3.- CONDICIONES OPERATIVAS

Operaciones

Aspectos operacionales de los gasoductos se dividen en distintas áreas: las operaciones diarias, el mantenimiento y la salud, la seguridad y el medio ambiente. Operaciones de un oleoducto de CO₂ en los EE.UU., por ejemplo, debe seguir las directrices operaciones federales (49 CFR 195). En general las consideraciones operativas incluyen la capacitación, inspecciones, integración de la seguridad, los signos y marcadores de tuberías, la educación pública, programas de prevención de daños, la comunicación, la protección de la instalación y detección de fugas. Tuberías fuera de los EE.UU. generalmente tienen necesidades similares de funcionamiento y reglamentación.

Todas las tuberías se encuentran en los sistemas de medición de última generación que cuentan con precisión del monitoreo continuo de entregas dentro y fuera de cada línea, SCADA (Control de Supervisión y Adquisición de Datos), sistemas de medición de las caídas de presión. En los EE.UU., estas tuberías se rigen por el reglamento del Departamento de Transporte.

Típicas consideraciones de operación para tuberías de CO₂:

- Presión de trabajo
- Temperatura de funcionamiento
- Composición de la mezcla de gas
- Corrosividad
- Temperatura ambiente
- Tubería de control (SCADA)

Las operaciones incluyen el mantenimiento diario, la planificación prevista y las políticas para la inspección, mantenimiento y reparación de todos los equipos en la línea y la propia tubería, así como el apoyo a la línea y en la tubería. Este equipo incluye válvulas, compresores, bombas, tanques, derechos de paso, los carteles públicos y los marcadores de línea, así como sobrevuelos periódicos tubería.

Los gasoductos de larga distancia se instrumentan a intervalos para que el flujo se pueda controlar. Los puntos de control, estaciones de compresión y el bloqueo de válvulas están ligados de nuevo a un centro de operaciones central. Los ordenadores de control son parte fundamental de la operación, y la intervención manual sólo es necesaria en trastornos inusuales o condiciones de emergencia.



Las líneas de tubería transportan CO₂ como un fluido en fase densa/supercrítica, lo cual ocurre cuando la presión excede los 75.25 kg/cm². Es evidente que una tubería de transporte pueden experimentar una amplia gama de temperaturas en el ambiente, por lo que mantener la estabilidad de esta fase es importante, para evitar que las consideraciones de flujo de dos fases den lugar a golpes de ariete.

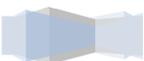
Sin embargo, la principal razón para usar estas fases no son los beneficios sino que las otras fases son más complicadas de manejar, especialmente el flujo bifásico, por ejemplo cuando el fluido existe en fase líquida y gas se provocan problemas de cavitación notorios en las estaciones de compresión. También sería difícil medir el flujo, los baches de líquido que ocurren en el flujo bifásico tienden a romper el medidor. Los cálculos para la capacidad de flujo para el CO₂ están dados por Skovholt (1993) y Fox (2002) respectivamente listados en la siguiente tabla:

Capacidades de flujo de las líneas en sus diferentes tamaños (Skovholt, 1993)				
Diámetro de la línea	16" (400 mm)	30" (750 mm)	40" (1000 mm)	64" (1600 mm)
Costa adentro [Mt/año]	3	20	35	110
Costa afuera [Mt/año]	5.5	35	60	210
Capacidades de flujo de las líneas en sus diferentes tamaños (Fox, 2002)				
Diámetro de la línea	4" (100 mm)	6" (150 mm)	8" (200 mm)	10" (250 mm)
Costa adentro [Mt/año]	0.3	0.6	1.2	2

Tabla 3.2 Capacidades de Flujo

Los cálculos de la tabla anterior fueron realizados bajo las siguientes premisas:

- Condiciones de transporte correspondientes a fase densa
- La distancia entre las estaciones de compresión fue simplificada a cada 250 Km
- La temperatura ambiente costa adentro es de 12 °C
- La temperatura ambiente costa afuera es de 6 °C
- La temperatura máxima después de la compresión es de 30 °C
- La presión máxima costa adentro es de 112.16 kg/cm² (159 psi)
- La presión máxima costa afuera es de 305.9 kg/cm² (435 psi)
- La presión mínima es de 91.77 kg/cm² (1305 psi)



Para mantener el CO_2 en esta condición, los intervalos de funcionamiento de la temperatura y presión son 15 - 30 °C y 101.97 - 152.95 kg/cm^2 , respectivamente. Sin embargo, debido a las propiedades especiales de CO_2 no es fácil mantenerlo dentro de los intervalos. Las tuberías sufren caídas de presión y para mantener la presión entre 101.97 - 152.95 kg/cm^2 , se deben tener instalados estaciones de compresión a lo largo de la ruta. Además, la compresibilidad y la densidad del CO_2 muestran una fuerte dependencia no lineal, de la presión y la temperatura, que hacen que sea difícil de predecir por completo el flujo de CO_2 . En el punto crítico del CO_2 (75.25 kg/cm^2 y 31 °C) un pequeño cambio en la temperatura o la presión produce un gran cambio en la densidad, por ejemplo, la densidad se duplica con un cambio en la temperatura de 47 a 37 °C a una presión constante de 91.77 kg/cm^2 . Por lo tanto, debido a que el comportamiento del flujo de CO_2 es complicado de predecir, las características hidráulicas de transporte por ductos de CO_2 .

Pequeñas cantidades de impurezas también afectan a las propiedades del CO_2 , por ejemplo, pequeñas adiciones de metano (CH_4) afectan a la presión de vapor de CO_2 . Otras impurezas que normalmente se producen son H_2S , C_2 , N_2 y agua (H_2O), que producen cambios de las propiedades de CO_2 y por lo tanto, deben reducirse a niveles que pueden ser manejados. Entre estas impurezas, el agua es una de las más críticas, ya que CO_2 en equilibrio con agua líquida forman un gas ácido que causa el llamado a la corrosión dulce, y pueden formarse hidratos (sólido, como cristales de hielo), que pueden obstruir las líneas de equipos y el flujo de intercambiadores de calor, etc. Estos problemas hacen que sea necesario deshidratar el CO_2 .

La otra impureza principal que debe ser considerada en los proyectos de recuperación asistida es H_2S ya que el H_2S es peligroso para la vida en concentraciones tan bajas como 300 ppm. En las tuberías actuales de CO_2 , la concentración de H_2S se ha limitado a menos de 100 ppm en el flujo de CO_2 .

Compresión

Si bien deseamos un transporte óptimo tenemos que mantener las condiciones operativas de transporte y para llegar a esta condición tenemos que comprimir el gas de tal manera que el CO_2 pase de fase gaseosa a fase supercrítica sin atravesar la región de la fase líquida. Para esto se debe de establecer estaciones de compresión para evitar caídas de presión y permanecer en la fase supercrítica.

Existen diversos tipos de compresores, estos se dividen en los de émbolos y motor, mientras que los de paletas en centrífugos y axiales. Es posible la división de los



compresores en grupos de acuerdo con el género de gas que se desplaza, del tipo de transmisión y de la destinación del compresor, entre ellos tenemos los Booster, Gas Lift, Flash Gas etc, ..

Estos se clasifican en dos grupos:

- ❖ Compresores de Desplazamiento Positivo
 - Compresor Alternativo o de Émbolo
 - Compresor de Émbolo Oscilante
 - Compresor de Membrana
 - Compresor de Émbolo Rotativo
 - Compresor Soplante
- ❖ Compresores de Desplazamiento No Positivo
 - Compresor Centrifugo
 - Compresor Axial

Limpieza

Las tuberías son limpiadas e inspeccionadas por los dispositivos "Pig" (*Herramienta de raspado también conocida como escareadores que se ve forzado a través de una línea de tubería o de flujo para limpiar las acumulaciones de cera, y los escombros de las paredes de la tubería*), como un pistón impulsado a lo largo de la línea por la presión del gas. Los Pig han alcanzado un alto nivel de sofisticación, y puede medir la corrosión interna, deformación mecánica, corrosión externa, la posición exacta de la línea, y el desarrollo de tramos en las líneas bajo el agua. Más funciones se desarrollarán a medida que evoluciona la tecnología de Pig, y no hay razón por la que los Pig utilizados para las tuberías de hidrocarburos no se deban utilizar para el dióxido de carbono.

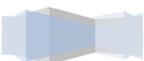




Figura 3.18 Existen gran variedad de Pigs con cepillos, escareadores, incrustaciones de carburo de tuxteno, etc..

Las tuberías también son monitoreadas externamente. Las tuberías terrestres son inspeccionadas desde el aire. La inspección aérea detecta excavación no autorizada o la construcción antes de que ocurra el daño.

En la actualidad, las tuberías bajo el agua son supervisadas por vehículos operados remotamente Figura 3.19, pequeños sumergibles no tripulados que se mueven a lo largo de la línea y hacen grabaciones de vídeo, y en el futuro, mediante vehículos submarinos autónomos que no necesitan estar conectados a una nave nodriza por un cable.

Algunas tuberías tienen sistemas independientes de detección de fugas que encuentran las fugas acústicamente o mediante la medición de emisiones de sustancias químicas, o por recoger los cambios de presión o pequeños cambios en el balance de masa. Esta tecnología está disponible y es de rutina.



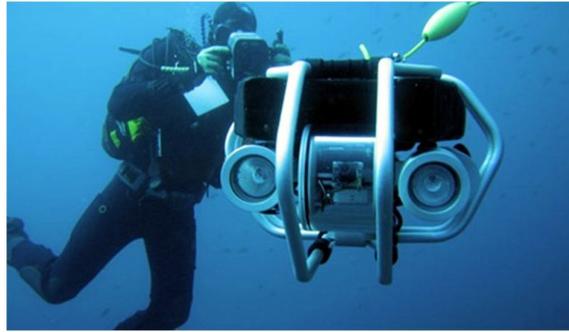


Figura. 3.19 Robot operado remotamente para la supervisión de tuberías en el lecho marino.

Operadores de gasoductos de CO₂ han establecido especificaciones mínimas para la composición en el cual dos propiedades tienen que ser consideradas temperatura y densidad. En la tabla 4.3 ofrece un ejemplo de proyecto Canyon Reef. Esta especificación es para gas, en proyectos de recuperación mejorada de aceite (EOR) y partes que no se aplican necesariamente en el almacenamiento de CO₂. Un bajo contenido de nitrógeno es importante para IOR, pero podría no ser significativo para CCS (captura y almacenamiento de dióxido de carbono). Una tubería de CO₂ a través de áreas pobladas podría tener un bajo contenido de H₂S máximo especificado.

Especificaciones de calidad en la entrega del CO₂, ejemplo en los E.U.	
Dióxido de Carbono.	El producto deberá contener por lo menos el noventa y cinco por ciento de mol (95%) de dióxido de carbono, medida en el medidor de entrega SACROC.
Agua.	El producto no debe contener agua libre, y no deberá contener más de 0.489m ⁻³ en la fase de vapor.
Sulfuro de hidrógeno.	El producto no deberá contener más de mil quinientos (1,500) partes por millón, en peso, de sulfuro de hidrógeno.
Total de azufre.	El producto no deberá contener más de mil cuatrocientos cincuenta (1450) partes por millón, en peso, del total de azufre.
Temperatura.	El producto no será superior a una temperatura de 48.9 °C.
Nitrógeno.	El producto no deberá contener más de cuatro por ciento del mole (4%) de nitrógeno.
Hidrocarburos.	El producto no deberá contener más de cinco por ciento del mole (5%) de los hidrocarburos y el punto de rocío del producto (con respecto a los hidrocarburos de este tipo) no será superior a -28.9°C.
Oxígeno.	El producto no deberá contener más de diez (10) partes por millón, en peso, de oxígeno.
Glicol.	El producto no deberá contener más de 4×10^{-5} L m ⁻³ de glicol y en ningún momento el glicol debe presentarse en estado líquido a las condiciones de presión y temperatura de la tubería.

Tabla 3.3 Especificaciones de Muestras de calidad de CO₂

3.4.- CORROSIÓN

La corrosión se define como la destrucción del metal por una reacción química o electroquímica con el medio ambiente. La corrosión entre el hierro y el oxígeno es la más común siempre y cuando el agua este presente. Existen varios tipos de corrosión, Corrosión por Microorganismos, Corrosión por CO₂, Corrosión por H₂S, Corrosión asistida por Fricción, Corrosión Fatiga, Corrosión Bajo Depósito, Corrosión por "Crevice", Corrosión Bajo Tensión, Corrosión Galvánica.

El CO₂ seco es inerte para uso común de materiales industriales. Sin embargo, el CO₂ es un gas ácido y reacciona con agua para formar ácido carbónico. Dado que el agua es uno de los factores esenciales para que exista la corrosión está en función del pH, *a mayor pH menor corrosión (pH>7) y a menor pH mayor corrosión (pH<6)* en una solución con un pH de 6, 5 y 4, ésta es más ácida entre 10, 100 y 1000 veces con respecto a un pH de 7.

La corrosión del ácido carbónico es un formidable desafío y se tiene que tener en consideración para las instalaciones de proceso de CO₂. La corrosión del ácido carbónico de aceros al carbono ha sido reconocido durante años como una fuente importante de daños en equipos para yacimientos petroleros y gasoductos, y que comúnmente se conoce como "gas dulce" a la corrosión.

La selección de materiales en estos ambientes se rige por la velocidad de corrosión, que puede ser establecido por una serie de herramientas de predicción. Por ejemplo, el de Waard / Milliams nomograma se utiliza para estimar las tasas de corrosión del acero de carbón en las temperaturas de funcionamiento diferentes y presiones parciales de CO₂.

Para aplicaciones de tuberías con alta concentración de ácido carbónico, especialmente en las zonas de flujo turbulento (como agua en las válvulas de control, o cerca de los surtidores), estas pueden ser provistos de protección con aceros inoxidable resistentes a la corrosión.

El dióxido de carbono seco no corroe la aleación de aceros de carbono-manganeso, generalmente usados para tuberías, siempre y cuando la humedad relativa sea inferior al 60% (Roger y Mayheu, 1980), esta conclusión también se aplica en la presencia de N₂, y contaminantes NO_x y SO_x. Seiersten, (2001) escribió "La velocidad de corrosión de acero al carbono en CO₂ seco supercrítico, es baja.



Para AISI (Instituto Americano del Acero y del Hierro) 1080 valores en torno a 0.01 mm/año se han medido en 91.77 – 122.36 kgf/cm² y 160 - 180 ° C durante 200 días. Pruebas a corto plazo lo confirman. En un ensayo realizado a 3 y 22 ° C a 142.76 kgf/cm² de CO₂, H₂S y 800 a 1000 ppm, la velocidad de corrosión para X - 60 de acero al carbono se midió a menos de 0.0005 mm/año. La experiencia de campo indica también muy pocos problemas con el transporte de CO₂ a alta presión en seco en tuberías de acero al carbono. Durante 12 años, la velocidad de corrosión de una tubería de explotación asciende a 0.00025 a 0.0025 mm/año.

El límite de solubilidad del agua en alta presión del CO₂ (509.86 kgf/cm²) es 5000 ppm a 75°C y 2000 ppm a 30°C. El metano reduce el límite de solubilidad, y H₂S, O₂ y N₂, pueden tener el mismo efecto.

Las tasas de corrosión son mucho más altas si el agua libre está presente; También podrían formar hidratos. Seiersten (2001) midió una velocidad de corrosión de 0.7mm/año, la tasa de corrosión en 150 a 300 horas expuestas a 40 °C en agua equilibrada con CO₂ a 96.87 kgf/cm², y tasas más altas a presiones más bajas. Ella encontró una pequeña diferencia entre la aleación de acero carbono-manganeso (Instituto Americano del Petróleo grado X65) y 0.5 a la corrosión de aleación de cromo-resistentes.

El máximo ritmo de corrosión por efecto del CO₂ se presenta en el rango de temperaturas de 70 a 80 °C como se muestra en la Figura 3.20. Para temperaturas menores, la solubilidad del FeCO₃ con el agua de formación decrece, haciéndose cristalina y tiende a protegerla.

En las etapas de perforación, terminación y durante la vida productiva del pozo, los flujos de los hidrocarburos en la mayoría de los casos vienen acompañados de ácido sulfhídrico y/o bióxido de carbono, especialmente en los campos que se ubican en el sureste de la República Mexicana, estos compuestos pueden estar presentes en pequeñas o altas concentraciones. Cuando en el flujo se presenta la combinación de los compuestos del H₂S y CO₂, hacen que el efecto sea más corrosivo sobre el acero.



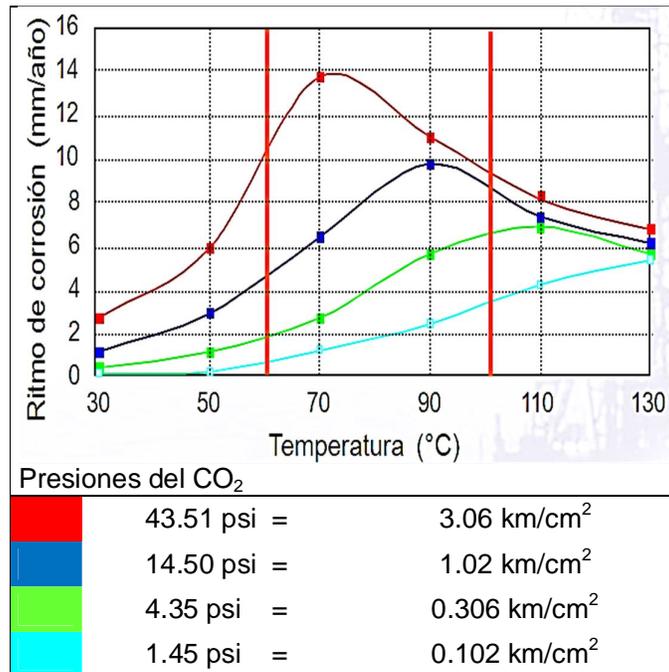


Figura. 3.20 Ritmo de corrosión por efecto del CO₂ vs Temperatura a diferentes presiones.

Existen diferentes tipos de corrosión. Sin embargo, en este trabajo nos enfocaremos a las comúnmente observadas en la conducción de fluidos:

- ♦ Corrosión por ácido sulfhídrico (amarga)
- ♦ Corrosión por bióxido de carbono (dulce)

Corrosión por Ácido Sulfhídrico (Amarga)

El ataque a la tubería por la presencia del ácido sulfhídrico es conocido como **corrosión amarga** (Figura 3.21). El ácido sulfhídrico reacciona con el agua bajo condiciones de presión y temperatura especiales, las cuales generan la disociación de átomos de hidrógeno. Una vez separado el hidrógeno a nivel atómico, éste se introduce en el acero, iniciando su difusión a través del espesor del cuerpo del tubo.

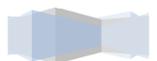




Figura. 3.21 Corrosión de H₂S en tubería de acero grado P-110 provocando ruptura

La difusión del hidrógeno atómico puede continuar si no existe algo que lo detenga. En el acero se encuentran inclusiones no metálicas, tales como el: sulfuro de manganeso (MnS), silicatos (SiO₃)⁻² ó alumina (AL₂O₃); por lo que el hidrógeno atómico se detiene, y empieza a acumularse.

El hidrógeno molecular va aumentando de presión en los espacios intergranulares del acero, dando origen a fisuras también intergranulares. Las fisuras intergranulares se propagan uniéndose con otras generadas, originando fisuras escalonadas. Finalmente la separación del acero es por planos.

En otro orden de ideas, en México se tiene la experiencia de campo, que registra el rompimiento de un aparejo de producción por efecto del H₂S, a una temperatura cercana a los 100 °C.

Corrosión por Bióxido de Carbono (Dulce)

El ataque a la tubería por la presencia del bióxido de carbono es conocido como **corrosión dulce** (Figura 3.22). El primer caso histórico a nivel mundial de este problema está ubicado un pozo de gas en Texas, EUA, en 1947. Desde entonces se tiene un registro estadístico de que un pozo de cada cinco, tienen problemas con este tipo de corrosión, y se presenta en pozos de aceite, gas, y gas y condensado.



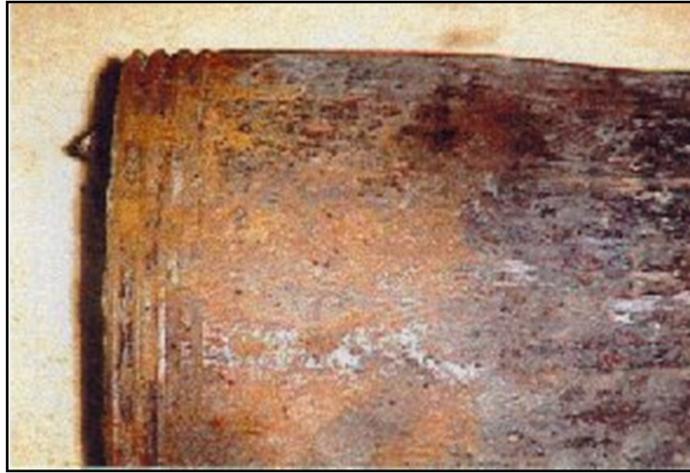
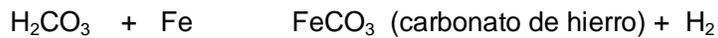
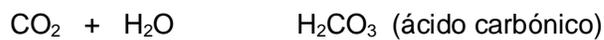


Figura 3.22 Corrosión por CO₂ en Tubería 3 1/2" grado de acero C-95

El bióxido de carbono está en una solubilidad equilibrada con el agua y los hidrocarburos. La concentración del CO₂ en el agua está determinada por la presión parcial del gas en contacto con el agua de formación. La reacción química por presencia del CO₂ es:



La corrosión por efecto del bióxido de carbono ocurre cuando se presenta el mojamiento del acero por el agua de formación; es decir, cuando se incrementa el porcentaje, se espera que la posibilidad de corrosión se incremente. De tal manera que la composición química del agua representa un papel importante en este efecto corrosivo (Figura 3.23).



Figura 3.23 Esta corrosión, ocasionada por CO₂, se denomina "pitting" y se presenta en todos los componentes tubulares, porta-estranguladores, conexiones superficiales, etc.



Cuando en el flujo de hidrocarburos del pozo se presenta la combinación de los compuestos del H_2S y CO_2 , hacen que el efecto sea más corrosivo sobre el acero (Figura 3.24).



Figura. 3.24 Corrosión por H_2S y CO_2 en Tubería 3 1/2" grado N-80

Factores que influyen en la corrosión

- ♦ Resistencia o dureza de la tubería
- ♦ Limpieza del acero (inclusiones y segregación central)
- ♦ Intensidad de esfuerzos aplicados
- ♦ Concentración del ácido sulfhídrico y del bióxido de carbono
- ♦ pH de la solución. (fluidos utilizados ó agua de la formación)
- ♦ Temperatura
- ♦ Presiones parciales del H_2S y CO_2

El máximo ritmo de corrosión por efecto del CO_2 se presenta en el rango de temperaturas de 70 a 80 °C. Para temperaturas menores, la solubilidad del $FeCO_3$ con el agua de formación decrece, haciéndose cristalina y tiende a protegerla.

- 40 -

Es poco probable que sea viable el transporte de CO_2 en condiciones húmedas, en tuberías de acero de baja aleación de carbono, debido a este tipo de corrosión. Si el CO_2 no se puede secar, puede ser necesaria la construcción de la tubería de una aleación resistente a

la corrosión ("de acero inoxidable"). Esta es una tecnología establecida. Sin embargo, el costo del acero ha aumentado mucho recientemente.

Una vez que el CO₂ se ha secado y cumple con los criterios de transporte, el CO₂ se mide y se transporta al sitio de uso final.

Presiones Parciales

La presión parcial es la que ejerce un gas en un líquido, el cual está en equilibrio con la solución. En una mezcla de gases, la presión parcial de algún gas es tantas veces la presión total de la fracción de gas en la mezcla. Las presiones parciales deben determinarse para cada tubería, ya que representan una de las variables de gran importancia y que a su vez depende de las condiciones de flujo y tiempo.

PP H₂S = (Presión en el pozo) * (% mol de H₂S)

PP CO₂ = (Presión en el pozo) * (% mol de CO₂)

	Presiones Parciales	Corrosión esperada
CO ₂	Mayores o iguales a 30 psi	Alta
	Entre 3 a 30 psi	Media
	Menores a 3 psi	No se presenta
H ₂ S	Mayores a 1.5 psi	Alta
	Entre 0.05 a 1.5 psi	Media
	Menores a 0.05	No se presenta

Tabla 3.4 Tabla de corrosión esperada de CO₂ y H₂S a diferentes presiones parciales

Pueden obtenerse valores elevados de presiones parciales y por lo tanto, es de esperarse altos niveles de corrosión por lo que el usuario puede seleccionar un material especial basándose en rangos de corrosión esperados (Tabla 3.4). Sin embargo, la producción de agua puede ser baja con un pH neutro, entonces la corrosión será baja o nula.

Por el contrario, un pH ácido del agua de formación puede causar altos niveles de corrosión, aun cuando las presiones parciales sean bajas.



Por lo que una recomendación, antes de seleccionar el material, es conveniente conocer el porcentaje, pH y Cl⁻ del agua de formación, así como su temperatura durante los diferentes eventos, ver Figura 3.25 y Tabla 3.5.

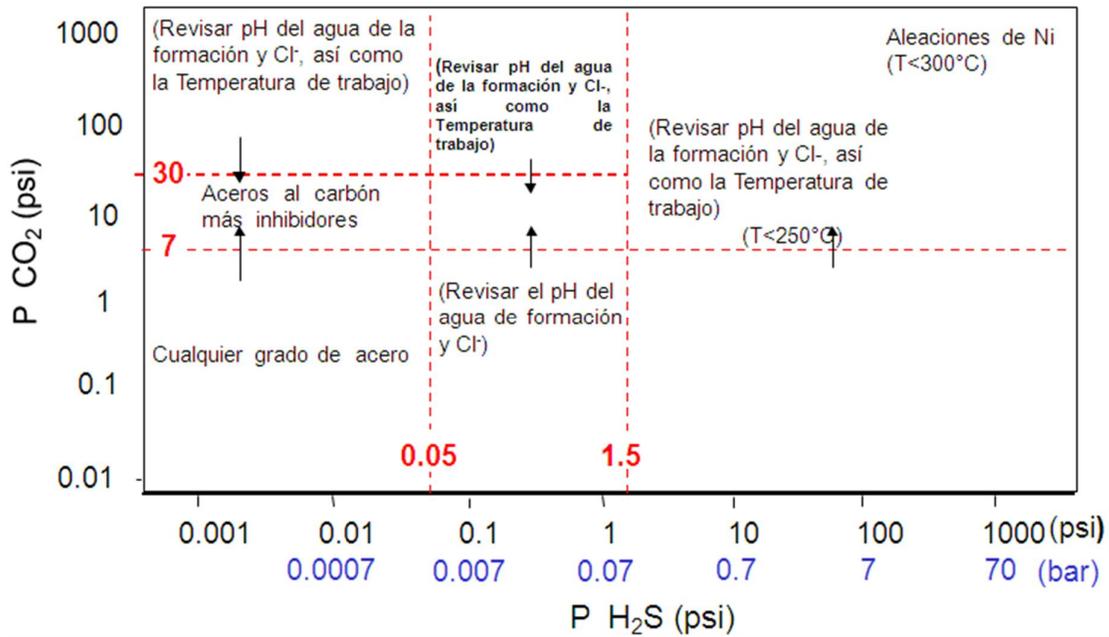


Figura 3.25 Puntos a considerar para la selección del material

Concepto	Grado N-80	Grado L-80	Grado TRC-95
No. Elementos API5CT	2	7	9
Uso de cromo	No	No	Si
Proceso limpieza acero	Indirectamente	Directamente	Directamente
Uso desgasificador vacío	No	No	Si
Tipo de tratamiento	Enfriamiento	Tratamiento Térmico	Tratamiento Térmico
Grano del acero	Austenita	Martensita Revenida	Martensita Revenida
Máxima dureza	No s indica	23 HRC	21 HRC
Control de dureza	No s indica	Si	Si

Tabla 3.5 Diferencia en grados de acero



Recomendaciones para Evitar Procesos Corrosivos

- ♦ Medición de concentraciones de ácido sulfhídrico y bióxido de carbono de la producción.
- ♦ Medición del pH en los fluidos utilizados en las operaciones de perforación, terminación y mantenimiento de pozos; así como del agua de formación y su composición química.
- ♦ Para el caso de pozos inyectoros el pH y composición química de los fluidos a inyectar.
- ♦ Cálculo de las presiones parciales del H_2S y CO_2 ; de acuerdo al comportamiento del yacimiento en el tiempo.
- ♦ Cálculo de los gradientes de temperatura durante los diferentes eventos de perforación, terminación, mantenimiento de pozos y su vida productiva.
- ♦ Selección adecuada del tipo de conexión acorde a las necesidades.
- ♦ Selección adecuada de soldadura y técnica de aplicación para el caso de tubería de conducción.



CAPÍTULO 4.- SISTEMA DE TRANSPORTE MARINO POR BUQUES

4.1.- LOS BUQUES PARA EL TRANSPORTE DEL CO₂

El transporte de mercancías por vía marítima ha sido siempre muy rentable debido a la gran capacidad de carga. Experiencias de transporte de barco a gran escala de CO₂ se limitan a aplicaciones anteriores se encuentran principalmente en la industria de alimentos y cerveza con las cantidades transportadas en el rango de alrededor de 100.000 toneladas de CO₂ anuales, es decir, cantidades mucho menores que las cantidades asociadas con la Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS, Carbon Capture Storage). Dado que las condiciones de transporte de CO₂ muestran similitudes con gas licuado de petróleo (GLP), que es transportado por barco a una escala relativamente grande, las experiencias y criterios de diseño para el GLP de envío se puede utilizar en la creación de una gran escala de CO₂ infraestructura de transporte, como se muestra en la Figura 4.1.



Figura. 4.1 "Energy Frontier" Metanero Japonés de 289 m de largo por 49 m de ancho.



Experiencia Existente

El uso de buques para el transporte de CO₂ a través del mar se encuentra hoy en una fase naciente. En todo el mundo sólo hay pequeñas naves utilizadas para este propósito (Figura 4.2). Estos barcos de transporte de CO₂ licuado categoría alimenticia de las grandes fuentes de carbono concentrados tales como el dióxido de plantas de amoniaco en el norte de Europa a los terminales de distribución costera en las regiones consumidoras. A partir de estas terminales de distribución de CO₂ se transporta a los clientes, ya sea por camiones cisterna o en cilindros a presión. El trabajo de diseño está en curso en Noruega y Japón para los buques más grandes de CO₂ y sus asociados de licuefacción e instalaciones de almacenamiento intermedio.



Figura 4.2 Se muestran buques para CO₂ propiedad de *Hydro Gases and Chemical* y *Anthony Veder*.



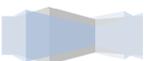
4.2.- CARGA Y DESCARGA DE BUQUES

El dióxido de carbono es continuamente capturado en la planta en tierra (Figura 4.3), pero el ciclo de transporte marítimo es discreto, y por lo tanto un sistema de transporte marítimo incluye el almacenamiento temporal en tierra y un centro de carga. La capacidad, velocidad de servicio, el número de buques y el calendario de envío serán planificadas, teniendo en cuenta, la tasa de captura de CO₂, la distancia de transporte, y las restricciones sociales y técnicas. Este problema, por supuesto, no específica para el caso del transporte de CO₂, el transporte de CO₂ en un buque tiene una serie de similitudes con gas licuado de petróleo (GLP) el transporte por barco.



Figura 4.3 Planta de proceso y almacenamiento temporal de CO₂.

Si el punto de entrega es en tierra, el CO₂ se descarga de los barcos a los tanques de almacenamiento temporal. Si el punto de entrega es en alta mar - como en la opción de almacenamiento marino - barcos podrían descargar a una plataforma, a una instalación de almacenamiento flotante (similar a un flotante de producción y almacenamiento de rutina aplicados a la producción de petróleo en alta mar) (Figura 4.4), con una sola boya de amarre o directamente a un sistema de almacenamiento.



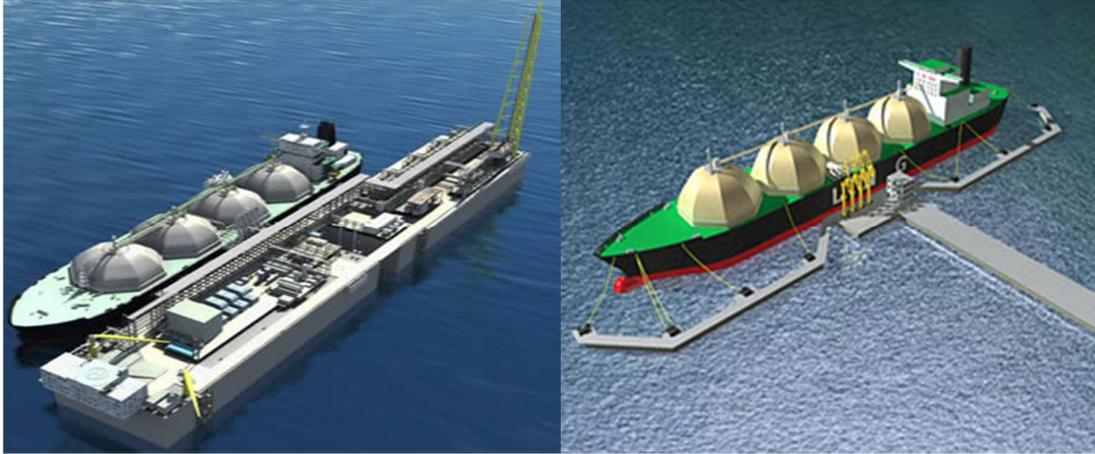


Figura 4.4 Posibles puntos de carga y descarga en altamar.

Una planta de licuefacción toma el CO_2 de la planta de captura de carbono, lo comprime, se deshidrata y se licua para su almacenamiento. Las siguientes etapas se pueden identificar:

Tren de licuefacción: El CO_2 se licua utilizando un proceso de licuefacción sub-crítico, operando en un ciclo de compresión de vapor y condensación, con múltiples temperaturas de evaporación. Este proceso de licuefacción se ha seleccionado para alcanzar los requisitos específicos de energía más bajos.

Ciclo de refrigeración: El ciclo de refrigeración es convencional, ciclo de compresión de vapor y condensación contra el agua de enfriamiento.

Almacenamiento: El CO_2 se almacena en las balas de almacenamiento criogénico. La capacidad total de almacenamiento depende de la solución logística del concepto de transporte marítimo que tiene.

Carga: En la mayoría de los casos, se usa un solo brazo de carga líquida debido a la velocidad de carga, relativamente baja, que es necesaria para buques pequeños.

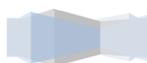
El vapor del buque se devuelve a la planta de licuefacción a través del brazo de retorno de vapor.

La descarga: El CO_2 generalmente se vierten en un sistema de tuberías o en alta mar, o en un yacimiento de gas agotado. Una torre de descarga puede ser utilizada o un buque puede ser conectado a un sistema de boya flotante.



4.3.- DISEÑO

Los buques existentes de CO₂ están diseñados para el transporte de CO₂ en la fase líquida a una presión entre 14.27 y 17.33 kg/cm² y con un intervalo de temperatura de -25 ° C a -30 °C. La fase líquida proporciona una alta densidad de CO₂, es decir, 1100 kg/m³, pero debido a la alta presión, el tamaño del buque y por lo tanto la capacidad para los buques existentes de CO₂ es relativamente baja, es decir, entre 850-1,400 toneladas de CO₂. Esta capacidad es demasiado pequeña para el transporte de forma efectiva de cantidades de CO₂ que se asocia con CCS. Para el GLP, hay tres tipos de diseño de barcos: el tipo de baja temperatura, que está diseñado para mantener el GLP líquido a baja temperatura y presión atmosférica, el tipo de presión que se ha diseñado con el punto de ebullición del GLP mantener el GLP líquido a temperatura ambiente y del tipo semi-ref que es una combinación de ambos, es decir, el barco es a la vez presurizado y enfriado. Visto desde una perspectiva de transporte a granel, el tipo de baja temperatura es preferible debido a que este diseño no requiere de tanques a presión. Los barcos existentes de baja temperatura tienen una capacidad de hasta 80.000 m³. Esta opción, no es posible para los buques de CO₂ debido a que el CO₂ a presión atmosférica sólo puede existir en estado gaseoso o sólido, pero no como un líquido. La mejor opción para el transporte de CO₂ a granel es del tipo de diseño semi-ref. A nivel de semi-ref el buque de GLP tiene una capacidad de 22.000 m³, es decir, 24 000 toneladas de CO₂, y está diseñado para una presión de 7.13 kg/cm² y un temperaturas de -50 ° C. Dado que el transporte del buque no permite un flujo continuo desde el origen al lugar de almacenamiento, la logística debe incluir instalaciones adecuadas para el almacenamiento intermedio para manejar carga de CO₂ (por ejemplo, en los puertos). Hay dos principales tecnologías de almacenamiento intermedio de GLP, ya sea bajo tierra, roca y cavernas de sal, o en tanques de acero de gran tamaño sobre el suelo. En la actualidad, no sólo la tecnología de tanques de acero se utiliza para el CO₂, sino también en la caverna de almacenamiento puede ser aplicada. Existentes cavernas rocosas que tienen una capacidad de almacenamiento de hasta alrededor de 500,000 m³, que corresponden aproximadamente a 500,000 toneladas de CO₂. Los tanques de acero tienen una capacidad de almacenamiento de hasta 3,000 toneladas de CO₂.



Coral Carbonic - 1250 m³ FP / FR CO₂ de Anthony Veder.

Es el primer petrolero del mundo construido con el propósito de transportar CO₂ (Figura 4.5). El dióxido de carbono se transporta en la actualidad en cantidades pequeñas.

La Coral Carbonic, tiene una capacidad de "sólo" 1,250 metros cúbicos, con toda la carga transportada en un tanque. El recipiente puede ser descrito como FP/ FR con la presión máxima de 18.35 kg/cm² y la temperatura mínima es de -40 ° C (Ver características en Tabla 4.1). Como el área de comercio es el Báltico y el noroeste de Europa se toma en cuenta que es hierro reforzado clase 1A.

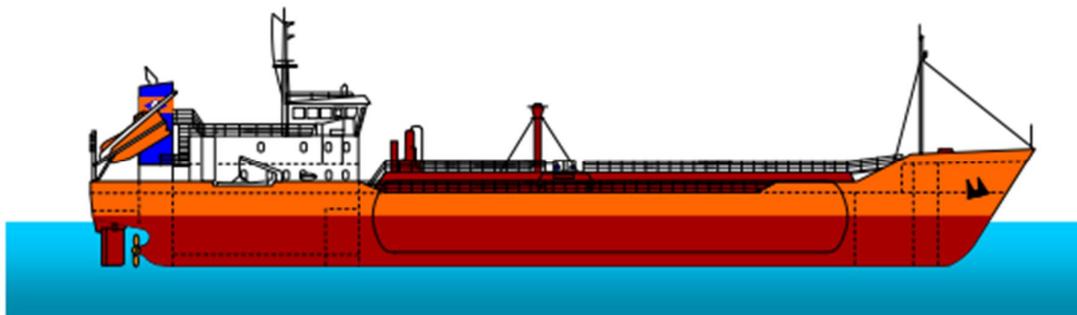


Figura 4.5 Coral Carbonic - 1250 m³



Datos Principales			
General		Dimensiones Principales	
Tipo	Transporte de CO ₂	Volumen	1250 m ³
Construido	1999	Longitud Total	79,40 m
Temperatura	- 40°C	Longitud entre perpendiculares	74,00 m
Presión	18.35 kg/cm ²	Elevación	13,75 m
Bandera	Holanda	Tonelaje Bruto	1825
Clase	Bureau Veritas	Tonelaje Útil	547
		Tasa de carga	250 m ³ /h
		Tasa de descarga	250 m ³ /h

Tabla 4.1 Datos Principales del buque Coral Carbonic

Beneficios por uso de Barcos para transporte de CO₂

El envío de CO₂ y las tuberías se encuentran en muchos casos complementarios. Sin embargo, los beneficios indicados a continuación podrían ser considerados en el proceso de evaluación de transporte.

- Envío de CO₂ por buque puede garantizar que el CO₂ capturado será licuado y transportado por barco y se inyecta en un campo costa afuera.
- Envío de CO₂ por buque es una opción flexible. Los buques se puede utilizar después de que los proyectos de CCS y que puede continuar en el comercio de CO₂ o se convierte en el comercio de gas cisterna estándar.
- Envío de CO₂ por buque es flexible a lo largo de la vida del proyecto, ya que permite al cliente crear un centro de emisiones de CO₂ mediante el almacenamiento y transporte de CO₂ para las otras partes.
- El tiempo de entrega de la solución de envío es generalmente menor que la construcción de una tubería.
- Una solución de envío puede ser de tamaño por la adición de los buques, mientras que una tubería es necesario ser de un tamaño para el crecimiento futuro del transporte durante su construcción inicial.



CAPÍTULO 5.- ALMACENAMIENTO

En la industria petrolera la captura y el almacenamiento de CO₂ es un proceso de uso relativamente común desde hace 30 años. En muchos campos de producción de crudo y gas se obtienen corrientes de CO₂ que, estando presente en el yacimiento junto a los hidrocarburos, es separado de éstos durante el proceso de producción con el fin de obtener productos aptos para su venta.

En determinados casos, estas corrientes de CO₂ son inyectadas de nuevo en el yacimiento para incrementar la presión de éste y recuperar una cantidad adicional de hidrocarburo que, de otro modo, quedaría en el yacimiento sin poder ser extraído. Es por esta razón que se desarrollan proyectos para procesos de recuperación de petróleo, donde regularmente las fuentes de CO₂ no se encuentran a disposición de los yacimientos con proyectos de recuperación o no se cuentan tuberías disponibles, es por esta razón que se necesita transportar el CO₂ en tanques contenedores, en los cuales en el área logística se tienen pérdidas por errores de calendarización e incidentes no previstos, por tal motivo, se han diseñado tanques contenedores lo suficientemente grandes para establecerlos en los lugares donde se lleva a cabo el proceso de recuperación mejorada, y abastecerlos por un periodo mas largo de tiempo, a esto lo llamamos **almacenamiento provisional**.

Actualmente se busca la aplicación de esta tecnología contra el cambio climático, descartando el CO₂ con fuertes grados de impurezas y capturando el CO₂ que se produce en grandes focos emisores para posteriormente almacenarlo en cualquiera de las formaciones geológicas aptas, siempre en condiciones seguras y duraderas, a esto lo llamamos **almacenamiento permanente**.

Estos proyectos están sirviendo para demostrar la viabilidad de la tecnología, tanto desde el punto de vista económico como de la seguridad del almacenamiento.

5.1.- ALMACENAMIENTO PROVISIONAL

Entendemos por almacenamiento provisional de CO₂ a la retención del gas en tanques tras ser capturado en cualquiera de los procesos. Se denomina provisional porque después el CO₂ debe ser transportado para darle un uso definitivo.



El dióxido de carbono es un gas no inflamable, no tiene color ni olor y se puede encontrar en estado líquido o gaseoso. Este gas es aproximadamente 1.5 veces más pesado que el aire, por lo que tiende a bajar a la superficie de la tierra. El dióxido de carbono es un componente minoritario de la atmósfera, en promedio, la atmósfera contiene 0.03% ó 300 ppm (partes por millón), por volumen. Debido a que el dióxido de carbono es un gas relativamente inerte, no se requieren recipientes hechos de materiales especiales para su almacenamiento. Sin embargo, en altas concentraciones, ante la presencia de humedad se puede formar ácido carbónico, por lo que es necesario utilizar materiales resistentes a éste ácido.

El dióxido de carbono no es tóxico, pero puede producir asfixia al disminuir la cantidad de oxígeno en el aire a niveles inferiores a los requeridos para la vida. También puede crear atmósferas peligrosas de forma inmediata.

En concentraciones superiores al 1.5%, este gas puede causar hiperventilación, dolor de cabeza, trastornos visuales, temblor, pérdida de la conciencia y en casos extremos, la muerte.

Cuando la velocidad del CO₂ en circulación es muy elevada, o la presión de almacenamiento muy baja, la temperatura del gas se acerca al punto de ebullición, situados a -78.5 °C, para una presión de 5.57kg/cm². Si este punto se rebasa, parte del gas se condensa y puede aparecer lo que vulgarmente se conoce como hielo seco. Cuando se prevén estas condiciones de circulación, deben usarse materiales correctos para tuberías de conducción o depósitos que no se vuelvan quebradizos o frágiles a bajas temperaturas.

Las tuberías y recipientes para manejar el CO₂, deben estar diseñadas bajo las normas adecuadas, como la norma ASME (Asociación Americana de Ingenieros Mecánicos), o de la DOT (Departamento de Transporte de EU), de acuerdo con la presión y temperatura a la que serán expuestos. Por ejemplo siguiendo la norma ASME, el dióxido de carbono en estado líquido puede almacenarse en grandes recipientes con capacidades de 5 toneladas en adelante (Figura 5.1). El líquido dentro del tanque de almacenamiento se mantiene a presiones entre 17.22kg/cm² y 21.44 kg/cm². Si la presión del tanque de almacenamiento sobrepasa los 21.44 kg/cm², un sistema de refrigeración mecánica se activa para enfriar el contenido del tanque, reduciendo la presión hasta 20.74 kg/cm². Si la presión del tanque baja a un nivel inferior a 17.22 kg/cm², una parte del líquido pasa a una bobina de presurización que lo vaporiza y el vapor resultante se envía al espacio del vapor del tanque hasta que éste alcance una presión de 17.92kg/cm².



Los tanques de almacenamiento de dióxido de carbono en grandes volúmenes se llenan utilizando pipas con dióxido de carbono líquido (Figura 5.2). El CO₂ también es bombeado en estado líquido a cilindros de alta presión que son llenados por peso (Figura 5.3). La cantidad de gas contenida en un cilindro, se obtiene multiplicando el peso del líquido por el volumen específico a 20 °C y a una presión de una atmósfera (0.5431 lt/gr = 8.7 pies³/lb). La presión del vapor líquido almacenado en el cilindro a 20 °C es de 57.37 kg/cm².



Figura 5.1 Tanque de almacenamiento de CO₂ vertical con capacidad de 37 ton, P_{máx} = 22.43 km/cm²





Figura 5.2 Tanque contenedor ISO 20' y Tanque contenedor ISO 20' en Tráiler de 3 ejes con capacidad para 20,000 lt y una $P_{m\acute{a}x} = 22.43 \text{ km/cm}^2$

El dióxido de carbono en grandes volúmenes es almacenado en tanques con capacidades de 6, 14, 26 y 50 toneladas. Estos tanques poseen un aislamiento de poliuretano con una barrera de vapor que provee protección contra el medio ambiente a la intemperie. Estos son fabricados en acero al carbón, de acuerdo a las normas ASME. El gas es mantenido a presiones inferiores a los 21.4 kg/cm^2 , con una bobina de presurización que le permite ser almacenado por un periodo de tiempo indefinido, sin tener que ser venteado a la atmósfera.



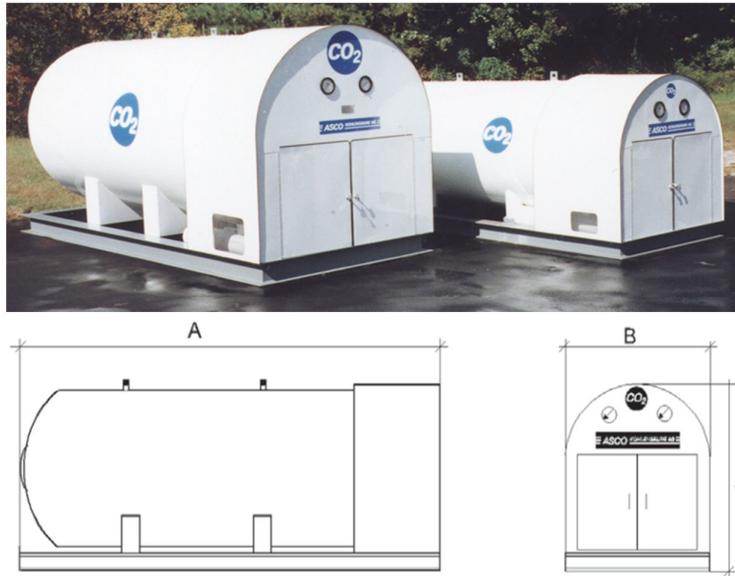
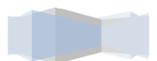


Figura 5.3 Tanque horizontal de almacenamiento de CO₂, tiene una capa de pintura resistente a la intemperie, y están aislados con 100 mm de espuma de poliuretano. El revestimiento exterior de aluminio tiene un espesor de 1.6 mm, y operan a una P_{máx}=22.43 km/cm²

Capacidad del taque estándar	A	B	C	Peso en vacío aprox. kg
CO ₂ líquido	Longitud Máx.	Anchura Máx.	Altura Máx.	
kg	mm	mm	mm	kg
3,180	3,350	1,880	2,230	3,400
5,450	4,570	1,880	2,230	3,650
8,200	5,820	1,880	2,230	5,900
9,070	4,870	2,280	2,540	5,500
11,500	5,790	2,030	2,280	7,000
16,300	7,310	2,280	2,540	8,000
23,600	9,750	2,280	2,540	12,500
29,400	11,730	2,280	2,540	14,000
30,800	12,190	2,280	2,540	14,700
36,300	14,630	2,280	2,540	17,000
45,400	17,070	2,280	2,540	19,000

Tabla 5.1 Capacidades, dimensiones y pesos del tanque horizontales de almacenamiento de CO₂



5.2.- ALMACENAMIENTO PERMANENTE

Las grandes fuentes puntuales de CO₂ comprenden a las instalaciones de combustibles fósiles o de energía de biomasa de grandes dimensiones, principales industrias emisoras de CO₂, la producción de gas natural, las plantas de combustible sintético y las plantas de producción de hidrógeno alimentadas por combustibles fósiles.

Los posibles métodos técnicos de almacenamiento son los siguientes: **almacenamiento geológico** (en formaciones geológicas, como los yacimientos de petróleo y gas, las capas de carbón inexplotables y las formaciones salinas profundas), **almacenamiento oceánico** (liberación directa en la columna de agua oceánica o en el fondo oceánico) y **la fijación industrial de CO₂ en carbonatos inorgánicos**.

Almacenamiento geológico

El almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas profundas en el mar o en la tierra utiliza muchas de las tecnologías desarrolladas por la industria petrolera y gas, se ha demostrado ser económicamente viable en condiciones específicas para los yacimientos de petróleo y gas, así como en formaciones salinas, pero todavía no para el almacenamiento en capas de carbón (Figura 5.4).

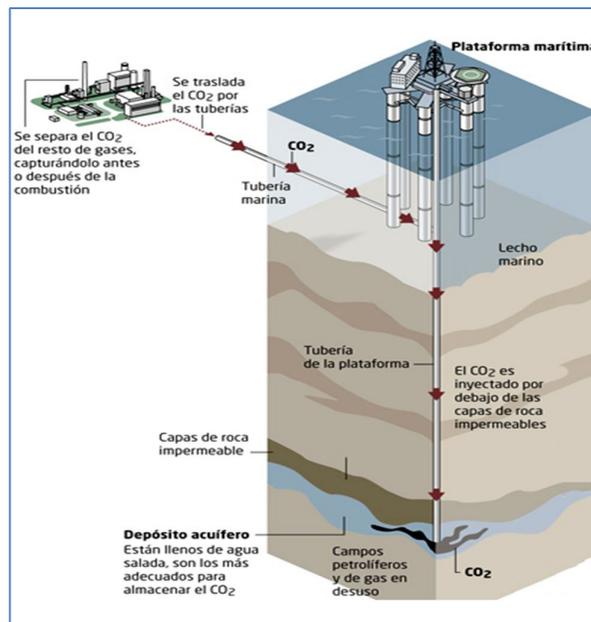


Figura 5.4 Almacenamiento Geológico



Si se inyecta CO₂ en formaciones salinas o yacimientos de petróleo o gas apropiados, a una profundidad mayor de 800 m que brinda la posibilidad de utilizar de forma eficiente el espacio de almacenamiento subterráneo que por propiedades del CO₂ sabemos que en su estado gaseoso el volumen que ocupa es muy grande, es por eso que es una ventaja almacenarlo a profundidades mayores de 800m por las condiciones de presión y temperatura que presenta el CO₂ ya que se encuentra en estado supercrítico, como se muestra en la Figura 5.5, y a su vez mejora la seguridad del almacenamiento y diversos mecanismos de retención físicos y geoquímicos que evitan que se desplace hacia la superficie. Por lo general, un mecanismo de retención físico fundamental es la presencia de una roca sello.

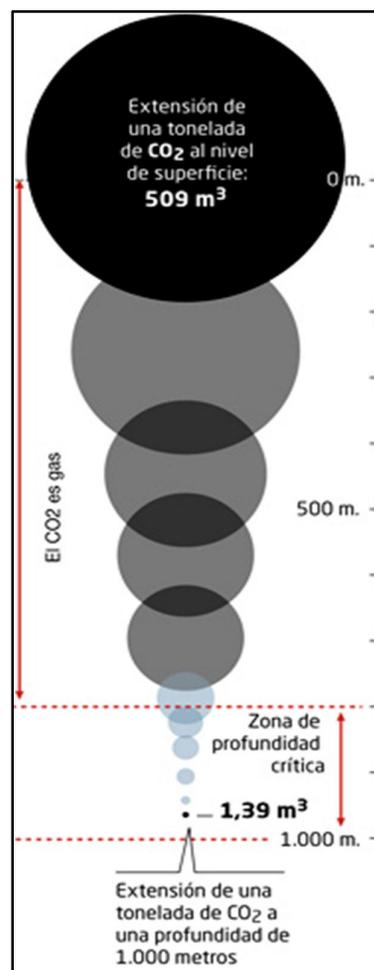


Figura 5.5 A una profundidad de más de 800 a 1000 m, el CO₂ se vuelve supercrítico y adquiere una densidad de líquido aproximadamente, entre 500 y 800 kg por m³



El almacenamiento en capas de carbón puede realizarse a menos profundidad y depende de la adsorción de CO_2 por la hulla, pero la viabilidad técnica depende en gran medida de la permeabilidad de la capa de carbón. La combinación del almacenamiento de CO_2 con la recuperación mejorada de petróleo o, potencialmente, la recuperación mejorada de metano en capas de carbón podría propiciar ingresos adicionales de la recuperación de petróleo o gas.

La tecnología de perforación de pozos, la tecnología de inyección, la simulación del comportamiento de los depósitos de almacenamiento y los métodos de vigilancia de aplicaciones existentes sigue desarrollándose para su uso en el diseño y la ejecución de proyectos de almacenamiento geológico.

Almacenamiento Oceánico

En el almacenamiento oceánico por “disolución”, el CO_2 se disuelve rápidamente en las aguas oceánicas, mientras que en el almacenamiento oceánico de “lago”, inicialmente, el CO_2 es un líquido en el fondo oceánico como se muestra en la Figura 6.6.

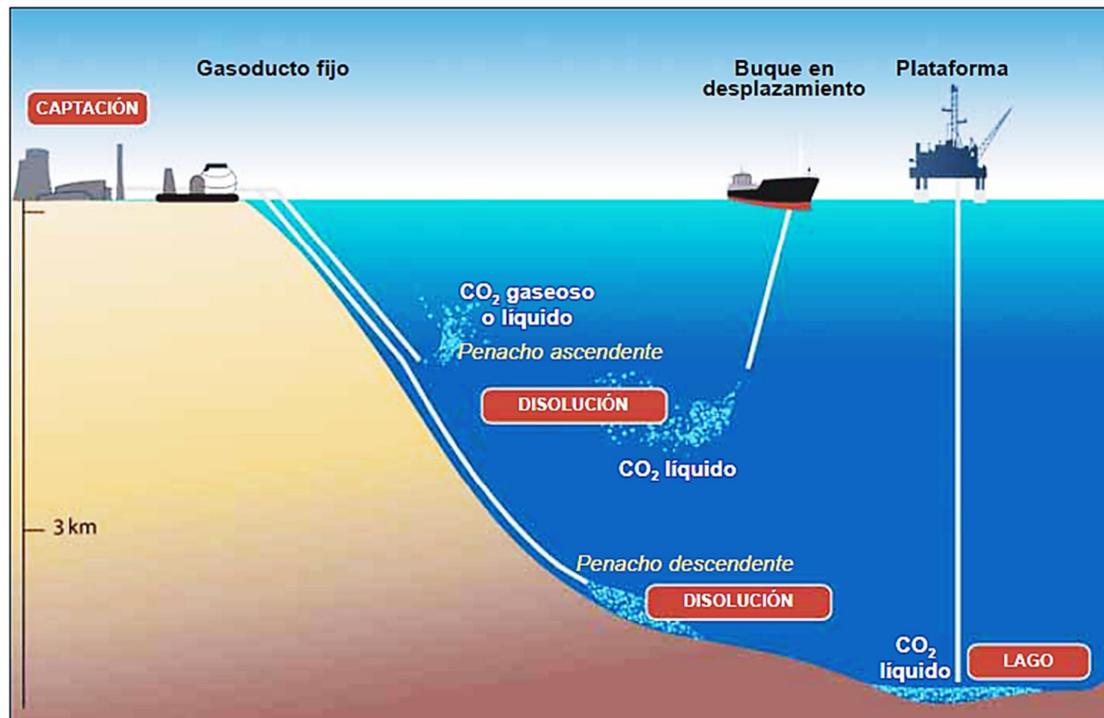


Figura 6.6 En el almacenamiento oceánico por “disolución”, el CO_2 se disuelve rápidamente en las aguas oceánicas, mientras que en el almacenamiento oceánico de “lago”, inicialmente, el CO_2 es un líquido en el fondo oceánico

El almacenamiento oceánico podría llevarse a cabo de dos formas: mediante la inyección y disolución de CO₂ en la columna de agua (por lo general, a más de 1 000 metros de profundidad) por medio de un gasoducto fijo o un buque en desplazamiento, o mediante el depósito de CO₂ por medio de un gasoducto fijo o una plataforma marítima en el fondo oceánico a más de 3 000 m de profundidad, donde el CO₂ tiene mayor densidad que el agua y se espera que forme un “lago” que retrasaría la disolución de CO₂ en el entorno. El CO₂ disuelto y disperso pasaría a formar parte del ciclo global del carbono y, llegado el momento, se estabilizaría con el CO₂ de la atmósfera.

Hay tres proyectos de almacenamiento a escala industrial (escala del orden de 1 Mt de CO₂ al año) en funcionamiento: el proyecto Sleipner en una formación salina marítima en Noruega, el proyecto Weyburn de recuperación mejorada de petróleo en el Canadá, y el proyecto In Salah en un yacimiento de gas de Argelia.

La Fijación Industrial de CO₂ en Carbonatos Inorgánicos.

La reacción del CO₂ con óxidos metálicos, que abundan en los minerales silicatos y se pueden encontrar en pequeñas cantidades en corrientes de desechos, produce carbonatos estables. La tecnología está en fase de investigación, pero ciertas aplicaciones que utilizan corrientes de desechos se hallan en la fase de demostración.



CAPÍTULO 6.- RIESGOS

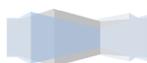
Hay riesgos calculables y perceptibles para cualquier opción de transporte. No estamos considerando los riesgos perceptibles porque está fuera del alcance de este trabajo. Las tuberías y los sistemas de transporte marítimo tienen establecido un buen registro de seguridad. Comparando los sistemas de CO₂ con los sistemas existentes para el transporte de tuberías de larga distancia de gas y petróleo o con el transporte marítimo de petróleo, los riesgos deben ser comparados en términos de fallas y tasas de accidentes.

Para el sistema de transporte existente, estos incidentes son percibidos por la comunidad en general como aceptable, a pesar de incidentes ocasionales de contaminación grave, como el Exxon Valdés y los desastres del Torrey Canyon (Van Bernem y Lubbe, 1997). Debido a las consecuencias de los accidentes de tuberías de CO₂, son potencialmente de gran preocupación, las normas son más estrictas para las tuberías de CO₂ que los de tuberías de gas natural en la actualidad y están en vigor en los EE.UU. Los riesgos locales relacionados con el transporte de CO₂ por gasoductos podrían ser similares o más bajos a los que plantean los gasoductos para hidrocarburos que ya están en funcionamiento.

Para los gasoductos de CO₂ existentes, principalmente en zonas de baja densidad demográfica, las cifras de accidentes registrados por kilómetro de gasoducto son muy bajas y son comparables a las correspondientes a los gasoductos de hidrocarburos. Una repentina e importante liberación de CO₂ representaría un peligro inmediato para la vida y la salud humana, si las personas fueran expuestas a concentraciones de CO₂ de más del 7 al 10 por ciento en volumen en el aire.

El transporte de CO₂ por gasoductos que atraviesan zonas habitadas requiere que se preste atención a la selección de la ruta, la protección contra la presión excesiva, la detección de fugas y otros factores relacionados con el diseño. Estadísticas de los incidentes de tuberías se han presentado sobre la base de datos del Departamento de Transporte en la Oficina de Seguridad de Tuberías, de EE.UU. Durante un período de 11 años (1990-2001), se reportaron 10 incidentes de tuberías de CO₂. El tamaño de la muestra para las tuberías de CO₂ era pequeño en comparación con los de gas natural y transporte de fluidos peligrosos, y es razonable sugerir que estadísticamente, el número de incidentes relacionados con CO₂ deben ser similares a los de transporte de gas natural.

Con el conocimiento de incidentes existentes, las tuberías deben ser diseñadas, construidas, operadas y planear un mantenimiento periódico para mitigar estos



incidentes. Estos podrían ser el resultado de una fuerza externa, corrosión, soldadura, o falla en la pipa, un error del operador, u otros factores. Aunque la posibilidad de un incendio o explosión, siempre esta presente con una tubería de gas natural o hidrocarburos líquidos, no se da con una tubería CO₂, pero el impacto en la seguridad de un comunicado de CO₂ es considerable.

Sin embargo, una liberación de CO₂ tiene consecuencias potencialmente devastadoras, y el diseño del sistema de tuberías debe reflejar los riesgos implicados.

Otro aspecto del diseño es asegurar que los diversos elementos más pequeños, tales como válvulas y conexiones, son adecuados para funcionar a temperaturas muy bajas, y son adecuados para este servicio. La temperatura muy fría causada por fugas puede producir fragilidad de los componentes de la válvula, lo que lleva a la rotura y otros eventos no deseados.

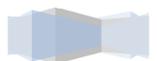
Materiales de menor calidad de vez en cuando se pasan por alto cuando se consideran puntos clave en el diseño de tuberías de CO₂ incluyendo juntas y sellos en una válvula que puede no ser adecuado para el servicio de CO₂ o de baja temperatura.

6.1.- TUBERÍAS

Las tuberías terrestres se construyen bajo los estándares definidos y están sujetos a la aprobación regulatoria. Esto a veces incluye revisiones independientes de diseño. Sus rutas son con frecuencia objeto de las preguntas del público. El proceso de obtener la aprobación regulatoria en general, incluye la aprobación de un plan de seguridad, de control y procedimientos detallados de inspección y de planes de respuesta de emergencia

En las zonas densamente pobladas, el proceso de planificación, las licencias y la construcción de nuevos gasoductos pueden ser difíciles y requiere mucho tiempo. En algunos lugares puede ser posible convertir las tuberías de hidrocarburos en tuberías de CO₂.

Los gasoductos en operación son controlados internamente por los *pigs de inspección* (dispositivos internos de inspección de tuberías) y externamente mediante el control de corrosión y los sistemas de detección de fugas. El monitoreo también es realizado por las patrullas a pie, helicóptero y avión.



Las razones de los incidentes en gasoductos de CO₂ fueron por la insuficiencia de la válvula de alivio, la soldadura de juntas, error de empaque de las válvulas, la corrosión y la presión exterior. Por el contrario, la principal causa de los incidentes de tuberías para el gas natural es la presión exterior, como daños ocasionados por retro excavadoras. La penetración de las palas puede conducir a la pérdida de líquido a la tubería y algunas veces las fracturas que se propagan a grandes distancias. Las medidas preventivas tales como el aumento de la profundidad de la cobertura y el uso de barreras de concreto por encima de un gasoducto y una cinta de advertencia puede reducir el riesgo.

El dióxido de carbono que se escapa de una tubería, forma un peligro potencial fisiológico de los seres humanos y animales. Las consecuencias de los incidentes de CO₂ pueden ser modeladas y sobre una base específica de sitio por medio de técnicas industriales, teniendo en cuenta la topografía local, las condiciones meteorológicas, densidad de población y otras condiciones locales. Un estudio realizado por Vendrig et al. (2003) ha modelado los riesgos de los gasoductos de CO₂ y las estaciones de bombeo.

Una característica de CO₂ que debe tenerse en cuenta al seleccionar una ruta del gasoducto es el hecho de que el CO₂ es más denso que el aire y por lo tanto puede acumularse o concentrarse en zonas bajas potencialmente peligrosas.

Si las cantidades considerables de impurezas, especialmente H₂S, se incluyen en el CO₂, esto podría afectar a los posibles efectos de una fuga o rotura de tuberías. El umbral de exposición en los que el H₂S es un peligro inmediato para la vida o la salud, según el *Instituto Nacional para la Seguridad y la Salud*, es de 100 ppm, frente a 40,000 ppm de CO₂.

Si el CO₂ se transporta a grandes distancias en las regiones densamente pobladas, el número de personas que pudieran estar expuestos a riesgos derivados de los servicios de transporte de CO₂ puede ser mayor que el número de expuestos a los riesgos potenciales en las instalaciones de captura y almacenamiento de CO₂. Las preocupaciones del público sobre el transporte de CO₂ pueden formar una barrera significativa para el uso a gran escala de CCS. En la generación actual la mayoría de la electricidad u otras plantas de conversión de combustible se construyen cerca de los consumidores de energía o las fuentes de suministro de combustible.

- 62 -



Las nuevas centrales con captura de CO₂ se podrían construir cerca de los sitios de almacenamiento de CO₂, para reducir al mínimo el transporte de CO₂. Sin embargo, esta labor puede requerir un mayor transporte de combustibles o electricidad, que tienen sus

propios impactos ambientales, los riesgos potenciales y las preocupaciones del público. Un sistema de recolección sería necesario si el CO₂ se trajera de fuentes distribuidas a una tubería principal, y para algunas opciones de almacenamiento de un sistema de distribución también sería necesario planificar y ejecutar con la misma consideración de riesgos.

Tuberías marinas

Los oleoductos marinos son sometidos a un régimen de reglamentación similar. La incidencia de fallas en el servicio es más bajo. Arrastrar anclas de los buques causan fallas, pero que sólo se produce en aguas poco profundas (menos de 50 m). Muy rara vez los barcos se hunden en materia de gasoductos, o que los objetos caen en ellos. Tuberías de 400 mm de diámetro y más grandes se han encontrado para estar a salvo de los daños causados por los artes de pesca, pero tuberías más pequeñas son enterradas para protegerlas. La mayoría de las fallas son resultado de un error humano. Impactos ecológicos de un accidente de tubería de CO₂ aún no se ha evaluado.

Oleoductos marinos son controlados internamente por los dispositivos de control llamado "Pig", como en el exterior mediante una inspección visual periódica de los vehículos a control remoto. Algunos tienen sistemas independientes de detección de fugas.

Seguridad

La percepción pública es que hay una gran experiencia con diseño de la tubería y que el CO₂ es relativamente benigno. Los de la industria saben que esto no es el caso y que en las consideraciones de diseño especiales es necesario aplicar medidas de seguridad en la construcción de instalaciones para el procesamiento y la canalización de CO₂. Existe información importante que ya se ha publicado en la cual se detallan los riesgos de CO₂ y de los peligros presentes en las liberación, estos son relativamente bajos. El incidente del lago Nyos, en Camerún, y, quizás, la antigua Pompeya, se encuentran entre los los accidentes más conocidos que involucran CO₂ de origen natural. Otros incidentes aislados con CO₂ de origen natural han ayudado a renovar nuestro interés en los aspectos de seguridad pública de la manipulación, el transporte o el almacenamiento de CO₂.

Algunos de los riesgos son revisados en este documento y se presta atención a la selección del material para el equipo y las válvulas, tuberías de enrutamiento, y otros temas para promover la seguridad de los seres humanos, la fauna y el medio ambiente en las inmediaciones de estas instalaciones.



Reducción del Riesgo

Las tuberías son una tecnología madura. Además de los problemas de diseño más importantes, las "cosas pequeñas" también deben ser consideradas con el fin de garantizar una operación segura. Teniendo en cuenta que es razonable asumir que habrá un incidente, es necesario planificar para la contención para asegurar un impacto mínimo.

Una evaluación de riesgos debe tener en cuenta *tubería, bloque de válvulas, la filosofía de separación*. Esta evaluación debe tener en cuenta los requisitos del código y la regulación de detección de fugas, así como los riesgos potenciales (erosión de los ríos, la actividad sísmica, etc), los requisitos medioambientales, el acceso a los sitios de la válvula, y operaciones y mantenimiento.

La especificación del material de la tubería debe tener en cuenta el código y los requisitos reglamentarios. Las propiedades mecánicas son un componente crítico de la especificación de resistencia y dureza. El espesor del acero utilizado en la tubería está relacionado directamente con su fuerza, y también tiene un impacto considerable en el costo del acero, la disponibilidad de materiales y soldadura. Desde una perspectiva de operación segura, su solidez es una propiedad fundamental y está directamente relacionado con garantizar el control apropiado de fractura.

Planificación de Emergencia-Respuesta

Sabiendo que la mayoría de las tuberías de CO₂ puede tener un número de incidentes por año, los diseñadores deben asegurarse de los procedimientos adecuados para manejar las fugas ya que hay un proceso de revisión con una respuesta de emergencia del equipo durante el estudio de riesgo.

Mucha gente reconoce el olor desagradable de gas natural, debido a la adición de odorantes al gas (Mercaptanos). El olor es un indicador de alerta temprana de una fuga el CO₂ no tiene olor, por lo que, dada su peligrosidad, puede haber ventajas al uso de un aditivo similar al olor del gas natural que serviría de estrategia para la transmisión de CO₂ y de detección de fugas, sobre todo si la tubería de CO₂ se dirige cerca de los centros de población humana.

La odorización de CO₂ en las tuberías es una necesidad para que haya una detección temprana de fugas. La desventaja de este método de detección es que no puede haber un aumento en el nivel de olor para indicar que los límites letales se acercan. Precauciones especiales y elementos de diseño deben ser investigados y se incorporan como sea necesario. Es muy importante que un estudio profundo se haga de la ruta, del terreno y los



efectos estacionales, para asegurarse de que un estudio de una buena dispersión se haga para ayudar al equipo de respuesta de emergencia para identificar de inmediato las necesidades de evacuación.

Imagen Térmica

Los reconocimientos aéreos de tuberías son un método común para el monitoreo de tuberías. La liberación de CO₂ a presión va acompañado, por lo general en un descenso de la temperatura. Esta propiedad presenta una oportunidad de inspeccionar las liberaciones o fugas de CO₂ utilizando imágenes térmicas. Un reconocimiento aéreo de bajo nivel, permitiría imágenes térmicas de alta resolución que podrían ayudar a detectar las emisiones en una tubería de CO₂ sobre el suelo y posiblemente de tuberías enterradas dependiendo de la magnitud de la liberación de CO₂.

Comentarios de Seguridad

Un experimentado equipo de revisión de riesgos debe formarse para evaluar cuidadosamente el diseño del sistema y para asegurar que los parámetros de operación no darán lugar a riesgos. Si tal riesgo sucede, las medidas adecuadas de mitigación deben estar en su lugar.

Todos los equipos, tuberías, compresores, válvulas de control, deben ser cuidadosamente seleccionados, con controles de calidad suficiente para garantizar que no de lugar a una gran catástrofe.

La tubería debe ser considerada como un sistema completo de tuberías, compresores, válvulas. El sistema tiene que ser visto como lo que sería bajo Análisis de Operación y Riesgo (HAZOP, Hazard and Operability Analysis), para determinar sus posibles riesgos fallas operacionales. Un equipo del estudio HAZOP, normalmente formado por técnicos que tienen una importante experiencia en el diseño, operación, control y seguridad de procesos particulares, en forma conjunta revisa el diseño y los intentos para encontrar áreas donde los problemas de seguridad y operatividad que podrían verse comprometida o considerados inadecuados.

A modo de ejemplo, en un estudio HAZOP típico, el "sistema" o "subsistemas" se supone que operan dentro de los parámetros de diseño de presión, temperatura, flujo y la composición del fluido.



Riesgos a partir de estas condiciones se considera intencionales para ver:

- a) el efecto de los cambios en los parámetros de diseño y
- b) si estos cambios entrañan riesgos para la seguridad o la operatividad. Si se encuentra que, por ejemplo, el flujo de diseño pueden aumentar debido al exceso de velocidad de los compresores, y si estos son impulsados por turbinas de gas o de vapor, los componentes del sistema deben ser revisados para asegurar una protección adecuada para prevenir o mitigar estos riesgos.

En este ejemplo, esto hubiera sido una tubería de gas natural, el aumento del flujo puede haber causado la válvula de seguridad para operar. Sin embargo, la operación inadvertida de una válvula de escape en una tubería de CO₂ podría causar el congelamiento de la válvula debido a la formación de hielo seco con la repentina expansión de los fluidos supercríticos. Diseñadores por lo tanto, necesidad de revisar cada uno de los parámetros para asegurar que el flujo, presión y variaciones de temperatura pueden manejar con seguridad con este fluido supercrítico.

6.2.- BUQUES

El sistema de buques puede fallar de varias maneras: a través de choque, naufragio, varada y fuego. Ejemplos de siniestros ocurridos en buques fueron registrados por el Servicio de Información Marítima Lloyds ocurridos entre 1978 y 2000, hubo 41,086 casos de diferentes grados de severidad identificados, de los cuales 2.129 fueron clasificados como «grave» (véase la Tabla 6.1).

Tipo de Barco	Número de Barcos	Incidentes Serios	Frecuencia
	2000	1987-2000	(incidentes/ año de barco)
<i>Buque Tanque LPG</i>	982	20	0.00091
<i>Buque Tanque LNG</i>	121	1	0.00037
<i>Buque Tanque Aceite</i>	9678	314	0.00144
<i>Carguero/</i>	21407	1203	0.0025

Tabla 6.1 Estadísticas de incidentes graves, según el tipo de buque.

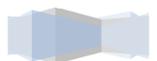


En buques tanque se puede ver que tienen estándares más altos que los buques en general. Varamientos es la fuente de la mayoría de los incidentes petroleros que han llevado a la preocupación pública. Puede ser controlada por la navegación cuidadosa a lo largo de los itinerarios prescritos, y por los rigurosos estándares de funcionamiento. Metaneros son potencialmente peligrosos, pero están diseñados cuidadosamente y son operado a un nivel muy alto. No se han producido pérdidas accidentales de la carga de los buques de GNL. El buque tanque de GNL El Paso encalló en Paul Káiser a 17 nudos en 1979, y sufrió daños importantes en el casco, pero los tanques de GNL no fueron penetrados y no se perdió carga. Existe una amplia literatura sobre el transporte marítimo de gas licuado, con un fuerte énfasis en la seguridad, por ejemplo, en Ffooks (1993).

Buque tanques de dióxido de carbono y las terminales son claramente menos riesgosas para el fuego, pero existe un riesgo de asfixia si la colisión provocara una rotura en un tanque. Este riesgo puede reducirse al mínimo asegurando que los altos estándares de construcción y operación que se aplican actualmente a GLP también se apliquen a dióxido de carbono. Un accidente de un buque tanque de CO₂ líquido puede liberar gas licuado en la superficie del mar. Sin embargo, el examen de tal evento es una brecha de conocimiento que requiere más estudio. Emisiones de CO₂ se prevén no tener los efectos ambientales a largo plazo que la de los derrames de petróleo crudo.

El CO₂ se comporta de manera diferente que el GNL, ya que el CO₂ líquido en un tanque no es tan frío como el gas natural licuado, pero es mucho más denso. Sus interacciones con el mar serían complejas:

Hidratos y hielo pueden formarse y las diferencias de temperatura inducen corrientes fuertes. Parte del gas se disuelven en el mar, pero alguna parte serían liberados a la atmósfera. Si hubiese viento y una variación de temperatura, las nubes de gas de CO₂ podrían conducir a la asfixia y puede parar los motores de los buques. El riesgo puede reducirse al mínimo mediante una cuidadosa planificación de rutas, y por un alto nivel de formación y gestión.



CAPÍTULO 7.- COSTOS

7.1.- FACTIBILIDAD ECONÓMICA DE UNA APLICACIÓN DEL CO₂

La inyección de CO₂ requiere de entre 10 a 40 MMPCD para cada yacimiento en promedio, algunas veces más. En general, la economía y la disponibilidad del gas favorecerían el uso. El costo del gas es una variable de mucha importancia, puede variar mucho dependiendo ya sea de tener recursos naturales de CO₂ o gas procesado de las industrias o unidades químicas y también del método de transporte y por supuesto de la distancia. Volúmenes enormes tienen que ser transportados en determinados casos cientos de kilómetros hacia los campos productores de aceite.

En EU, análisis de costos con abasto por tubería han permitido catalogar a los yacimientos en 4 tipos:

Yacimientos con Grandes Volúmenes.- Yacimientos con grandes acumulaciones y que se encuentran a una distancia considerable, permiten el abasto a través de tuberías de gran capacidad.

Yacimientos Grandes a Pequeños, Cercanos a Tuberías Principales.- Yacimientos que pueden ser abastecidos por líneas a partir de tuberías principales.

Yacimientos Grandes a Pequeños, Cercanos a Recursos Naturales.- Yacimientos próximos a recursos naturales donde solamente mínimos cargos de transporte serían requeridos para entregar el gas.

Yacimientos Pequeños.- Las alternativas aquí son la construcción de una tubería pequeña o la entrega vía camiones.

El campo McElmo Dome produce 300 Bscf por año a través de una tubería que recorre 800 km hasta el Oeste de Texas (otra pequeña fracción es enviada hacia el suroeste de Utah). Otra tubería importante transporta 90 Bscf por año de los campos de Bravo Dome y Sheep Mountain hacia esta misma zona, 38 Bscf/año son enviados del campo Big Piney-La Barge hacia los campos Wertz y Rangely a través de una tubería de 180 km y 268 km (19 BPC cada una), respectivamente, además de ser tirados a la atmósfera cerca de 114 Bscf/año.



La Tabla 7.1 presenta los costos totales calculados para los casos de obtener el gas de recursos naturales o extraerlo de las industrias en los EUA. Altos precios se aprecian al tratar de obtener el CO₂ directamente por procesos industriales, como se muestra en la Figura 7.1 donde el precio considerando el transporte, la extracción, la compresión, la operación y el mantenimiento, entre otros factores pueden sobrepasar los \$ 4.00 dls por MPC.

Capacidad de la tubería (MMPCD)	Distancia (millas)	Costo total extraído de recursos naturales (dls/t de CO ₂)	Costo total extraído de industrias (dls/t de CO ₂)
300	100	0.52	1.50
	200	0.58	1.56
	300	0.64	1.62
	400	0.70	1.68
200	100	0.54	1.52
	200	0.62	1.60
	300	0.70	1.68
	400	0.78	1.76
100	100	0.58	1.83
	200	0.70	1.95
	300	0.82	2.07
	400	0.94	2.19
50	50	0.56	2.14
	100	0.67	2.25
	200	0.88	2.46
	300	1.09	2.67
	400	0.30	2.88
25	50	0.65	2.23
	100	0.84	2.42
	200	1.22	2.80
	300	1.60	3.18
10	50	0.91	2.47
	100	1.36	2.92
	200	2.26	3.82
5	50	1.34	2.02
	100	2.22	2.90
	200	3.98	4.66

Tabla 7.1 Tabla de precios de tonelada de CO₂, extraídos de fuentes naturales y de industrias en función de la distancia y capacidad de la tubería.

Con los precios por encima de los \$ 30 dls, las compañías, principalmente en los EUA, están considerando implementar este sistema de recuperación ya que se presenta económico en estos momentos. Están planeados 4 proyectos adicionales en EUA y uno mas en Canadá (solo uno de recuperación no miscible). Algunas veces un proyecto puede ser técnicamente exitoso pero el aspecto económico puede ser no positivo. El 65 % de los



proyectos desarrollados han sido exitosos, demostrando así las bondades de este tipo de recuperación.

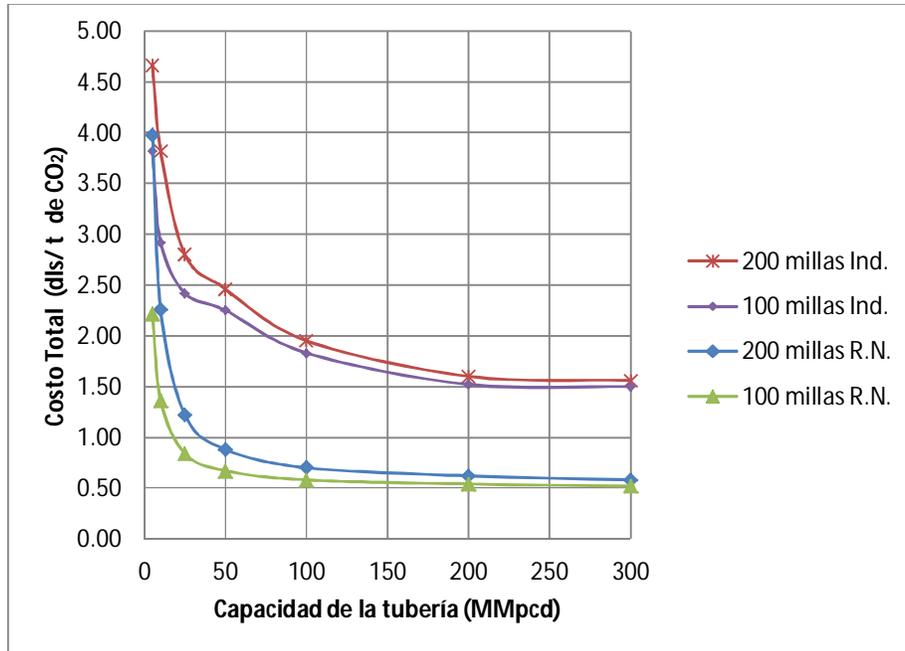


Figura 7.1 Costos totales de adquisición natural e industrial de CO₂ para diferentes capacidades de tuberías en 100 y 200 millas

7.2.- COSTOS DE TRANSPORTE DEL CO₂

Se ha realizado una estimación de los costos tanto para el transporte por gasoductos como para el transporte marítimo de CO₂. En cada caso, 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, ríos grandes 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 recompresión que pueda necesitarse para los gasoductos de mayor longitud, se contarán como parte de los costos de transporte, que son relativamente bajos y que no están incluidos en las estimaciones presentadas.

- 70 -



La gráfica de la Figura 7.2 se indica el costo de transporte por gasoducto para una distancia nominal de 250 km, que por lo general, es de 1 a 8 dólares por tonelada de CO₂. El gráfico muestra también cómo el costo del gasoducto depende del flujo másico del CO₂. Hay que

tener en cuenta que 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.

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 la captación. En el gráfico de la Figura 7.3 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 1000 km, aunque esto no tiene por qué ser del todo cierto, ya que no se dan datos sobre la cantidad de CO₂ transportada, que también es otro factor importante en el análisis. 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.

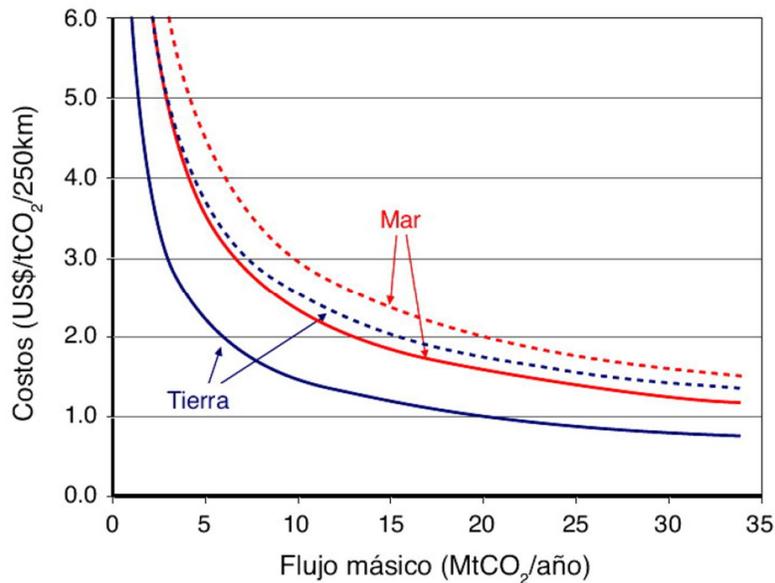
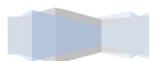


Figura 7.2 Costos de transporte para los gasoductos terrestres y marítimos, en dólares de los EU. por tonelada de CO₂ por cada 250 km en función del flujo másico del CO₂. En el gráfico se muestran las estimaciones al alza (líneas punteadas) y a la baja (líneas continuas).



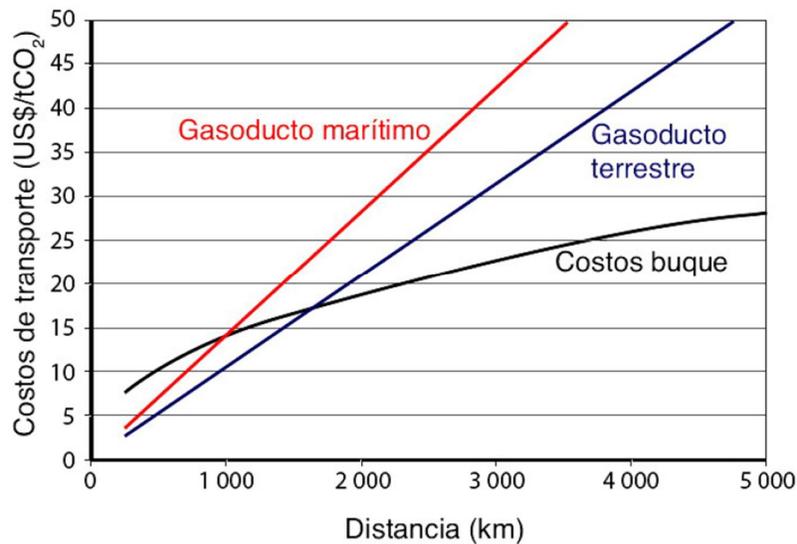


Figura 7.3 Costos, expresados en términos de dólares de los EU. por tonelada de CO₂ transportado en relación con la distancia, para el transporte por gasoductos terrestres, gasoductos marítimos y buques. Los costos correspondientes a los gasoductos se refieren a un flujo másico de 6 Mt de CO₂ al año. Los costos correspondientes a los buques incluyen las instalaciones de almacenamiento intermedias, los derechos portuarios, los costos de combustible, y las actividades de carga y descarga. También comprenden los costos adicionales para la licuefacción en comparación con la compresión.

7.3.- COSTOS DE TRANSPORTE POR TUBERÍAS

Los costos de las tuberías se pueden clasificar en los siguientes puntos:

- Costos de construcción
- Costos de Material/Equipos (Tuberías, recubrimiento de tuberías, protección catódica, equipo de telecomunicaciones; posibles estaciones de refuerzo)
- Costos de instalación (de trabajo)
- Costos de Operación y Mantenimiento
 - Costos de supervisión
 - Costos de mantenimiento
 - (Posibles) Costos de energía
 - Costos de Compresión
- Otros gastos (diseño, gestión de proyectos, derechos reglamentarios de representación, los costos de derechos de vía, prestaciones contingencias)

Los gastos de material de la tubería depende de la longitud de la tubería, el diámetro, la cantidad de CO₂ para su transporte y la calidad del dióxido de carbono. Problemas de



corrosión se han examinado con anterioridad. Para los costos, se supone que el CO₂ es emitido desde el sistema de captura de 102 kg/cm² (10 MPa).

En la Figura 7.4 muestra los costos de capital de inversión para las tuberías. Las inversiones son más altas cuando en las estaciones de compresión es necesario compensar la pérdida de presión a lo largo de la tubería, o para tuberías más largas o por terreno montañoso. Las estaciones de compresión se pueden evitar mediante el aumento del diámetro de tuberías y la reducción de la velocidad del flujo. La velocidad de transporte registrado varía de 1 a 5 m/s. El diseño actual será optimizado con respecto al diámetro de la tubería, la pérdida de presión (se requiere estaciones de compresión y potencia) y el espesor de pared de la tubería.

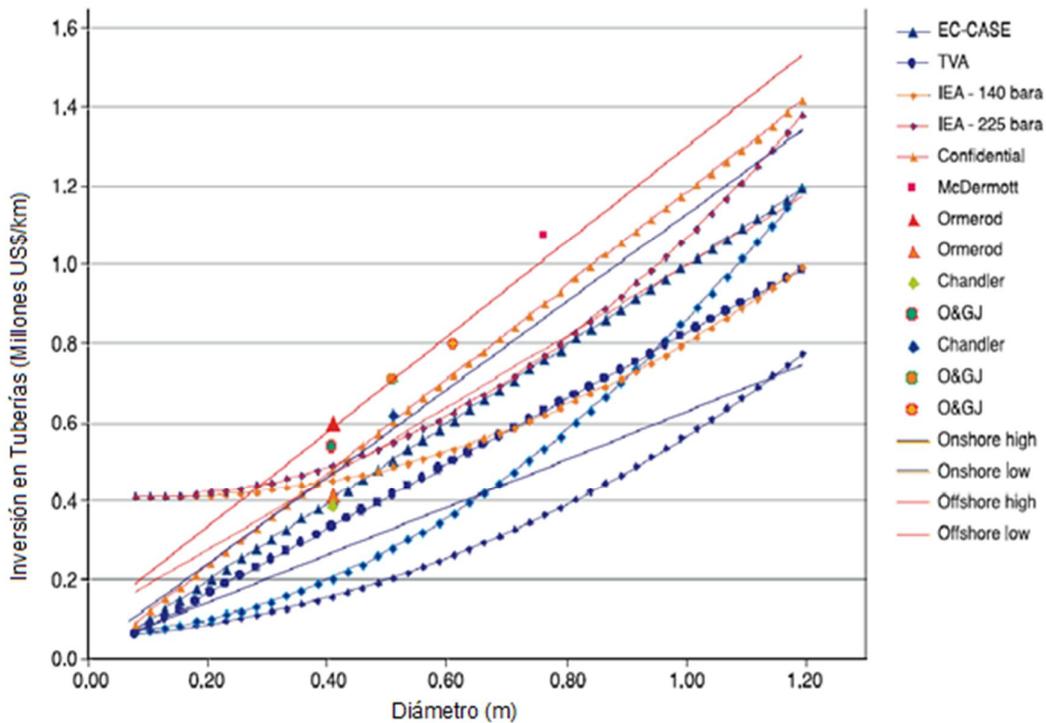


Figura 7.4 Los costos totales de inversión para las tuberías de diferentes fuentes de información para las tuberías en alta mar y en tierra. Los costos no incluyen posibles estaciones de bombeo.

Los costos dependen del terreno. Los costos de canalización en tierra pueden aumentar en un 50 al 100% o más cuando la ruta del gasoducto está congestionada y densamente poblada. Los costos también aumentan en las montañas, en zonas de reserva natural, en zonas con obstáculos tales como ríos y autopistas y en zonas muy urbanizadas debido a la accesibilidad a la construcción y otras medidas de seguridad necesarias. Ductos costa afuera generalmente operan a presiones más altas y temperaturas más bajas que las tuberías en tierra, y son a menudo, pero no siempre, el 40 y el 70% más caras.

Es más barato recolectar CO₂ procedentes de diversas fuentes en una sola tubería para el transporte que pequeñas cantidades por separado. Proyectos más pequeños se enfrentan a costos de transporte relativamente elevados, y por lo tanto son sensibles a la distancia de transporte, mientras que una evolución hacia una mayor capacidad (grande y la aplicación generalizada) puede resultar en una disminución de los costos de transporte. La aplicación de una estructura de transporte "columna vertebral", puede facilitar el acceso a los grandes embalses de almacenamiento remoto, pero la infraestructura de este tipo requiere grandes decisiones de inversión inicial por adelantado. Se requieren más estudios para determinar las posibles ventajas del sistema de gasoductos tales.

La Figura 7.5 presenta los costos de transporte en tierra y mar contra diámetro de la tubería, donde los costos se basan en la información de costo de inversión de diversas fuentes. El acero es un componente de los costos tanto para las tuberías y los buques, y los precios del acero, por ejemplo se duplicaron en los dos años anteriores a 2005.

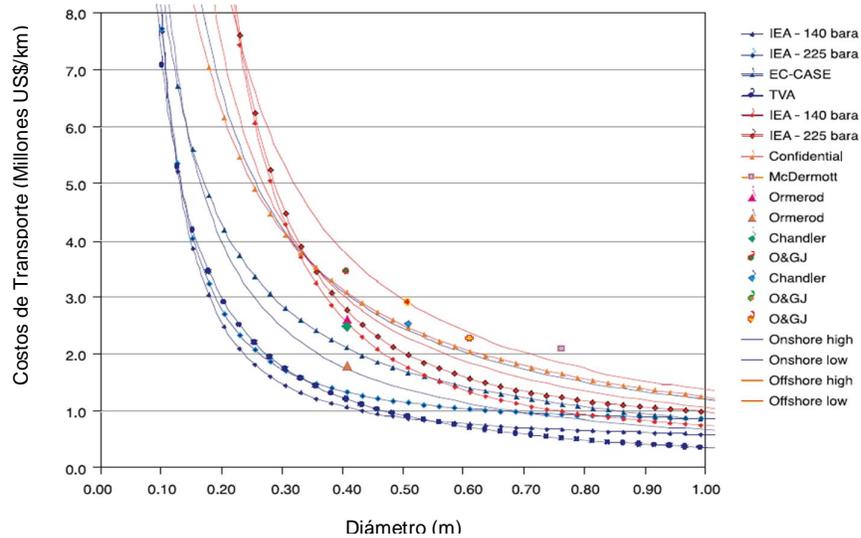
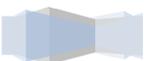


Figura 7.5 Los costos de transporte derivados de diferentes fuentes de información para las tuberías en alta mar y en tierra. Costos excluir posibles estaciones de refuerzo, aplicando un tipo de capital del 15% y un factor de carga del 100%.



Costo de compresión.

El costo de un de compresión depende de que tan grande sea y que trabajo pueda entregar. La ecuación siguiente es una función del costo por MW instalado.

$$\text{Costo [millones\$]}=7.82P+0.46$$

Donde P es la potencia instalada en MW y el costo está en millones de dólares.

Costos Operativos

De igual manera, se pueden calcular los costos operativos de las líneas anualmente (IEAGHG,2002), la ecuación es la siguiente:

$$\text{CostoAnual [\$]}=120,000+0.61(23,213D+899L-259,269)+0.7(39,305D+1,694L-351,355)+24,000$$

Donde L es la longitud en Km, D el diámetro en pulgadas y el costo está en millones de dólares.

7.4.- COSTOS DE TRANSPORTE POR BUQUES

Los costos de un sistema de transporte marítimo constan de muchos elementos, además de las inversiones para los buques, las inversiones son necesarias para la carga y descarga, almacenamiento intermedio y las unidades de licuefacción. Los costos adicionales son para la operación (por ejemplo, la mano de obra, los costos de enviar combustible, los costos de electricidad, gastos portuarios), y el mantenimiento. Un uso óptimo de las instalaciones y los buques en el ciclo de transporte es crucial.

Las instalaciones adicionales (por ejemplo, un requisito de almacenamiento ampliado) tiene que ser creadas para ser capaces de anticiparse a posibles interrupciones en el sistema de transporte.

El costo de los sistemas de transporte marítimo no se conoce en detalle en la actualidad, ya que ningún sistema ha sido implementado en una escala necesaria para los proyectos de CCS (es decir, del orden de varios millones de toneladas de manipulación de dióxido de carbono por año). Los diseños se han presentado a licitación, por lo que una cantidad razonable de conocimiento está disponible. Sin embargo, las estimaciones de costos varían

mucho, porque las cadenas de CO₂ de envío de este tamaño no se han construido y las economías de esta escala pueden anticiparse para tener un gran impacto en los costos.

Un barco diseñado para el transporte de CO₂ desde puerto a puerto puede costar alrededor de 30-50% más que un buque GLP tamaño similar de tipo semi-refrigerados (Statoil, 2004). Sin embargo, puesto que la densidad del CO₂ líquido es de unos 1100 kg/m³, los buques de CO₂ tienen más masa que un buque de GNL equivalentes o GLP, donde la densidad de carga es de aproximadamente 500 kg/m³. El costo estimado de los buques de la capacidad de 20 a 30 Kt está entre \$50 y \$70 millones de dólares (Statoil, 2004). Otra fuente (IEA GHG, 2004) estima los costos de construcción de buques en dólares americanos \$ 34 millones para buques de 10 Kt, en \$ 60 millones con una capacidad de 30 kt, y 85 millones para buques de 50 Kt.

El costo de una planta de licuefacción se estima por parte de Statoil (2004). en \$ 35 a \$ 50 millones de dólares americanos para una capacidad de 1 Mt/año. La unidad de licuefacción de mayor actualidad es de 0.35 millones de toneladas/año.

El IEA GHG (2004) estima una inversión considerable menor para una planta de licuefacción, es decir, \$ 80 millones de dólares americanos para 6.2 millones de toneladas/año los costos de inversión se reducen a \$30 millones de dólares cuando el dióxido de carbono se entrega a la planta a 101.97 kg/cm². Este nivel de presión se supone que es liberado de la unidad de captura. Las estimaciones de costos se ven influidas por las condiciones locales, por ejemplo, la ausencia de agua de refrigeración suficiente puede requerir un amoníaco más caro conduciendo el ciclo de refrigeración. La diferencia en números también refleja la incertidumbre acompañada de la ampliación de dichas instalaciones.

Un estudio detallado (Statoil, 2004) considera un sistema de transporte marítimo de 5.5 millones de toneladas/año. El caso base tiene buquetanques de 20kt, con una velocidad de 35 km/h, navegando 7600km en cada viaje; 17 buquetanques fueron requeridos. El costo anual fue estimado en 188 millones de dólares, excluyendo la licuefacción, decreciendo el monto en 232 millones de dólares si la compresión es permitida (para evitar doble conteo).

Los costos específicos correspondientes de transporte son 34, 55 y 42 dls/t. El estudio también examinó la sensibilidad a la distancia: para el caso de exclusión de la licuefacción, los costes específicos de los 20 dls/t de 500 km, 22 dls/t de 1500 km, y 28 dls/t por 4500 km.



Un estudio sobre un sistema de buques de transporte comparables llevado a cabo por la IEA muestra costos más bajos. Para una distancia de 7600 km con barcos de 30 kt, los costos se estiman en 35 dls/t. Estos costos se reducen a 30 US\$/t para barcos de 50 kt.

Cabe señalar que el transporte marino provoca más emisiones de CO₂ asociadas al transporte de las tuberías debido al uso de energía adicional para el uso de licuefacción y el combustible en los buques. IEA GHG (2004) estima que un 2,5% las emisiones de CO₂ extra para una distancia de transporte de 200 km y alrededor del 18% para 12 000 km. Las emisiones adicionales de CO₂ por cada 1 000 kilómetros de tuberías llega a cerca de 1 a 2%.

El transporte naval se convierte en un costo competitivo con el transporte por tuberías a distancias más grandes. El transporte de grandes cantidades se desplazará el punto de equilibrio distancia hacia distancias mayores. El punto de equilibrio en la distancia es decir la distancia para que los costos por modo de transporte sean los mismos, es de unos 1000 km por. Se trata de muchos otros factores, incluidas las terminales de carga, cruces de ductos en tierra, la profundidad del agua, la estabilidad de los fondos marinos, el costo del combustible, los costos de construcción, los diferentes costos operativos en diferentes lugares, la seguridad, y la interacción entre tierra y rutas marítimas de transporte.



CONCLUSIONES

La tesis busca mostrar las bases y conocimientos indispensables para diseñar las instalaciones de almacenamiento y transporte de CO₂ con tecnología existente, de forma eficaz y eficiente para minimizar costos y mejorar procesos, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Conocer la calidad del CO₂, su comportamiento y composición, es necesario para cualquier cálculo y es primordial para el proyecto de cualquier instalación.
- Es necesario elaborar nuevos esquemas de ejecución para mejorar la rentabilidad del desarrollo de campos marginales y maduros.
- Asegurar la integridad de Sistemas de Transportes implementando sistemas de confiabilidad operacional.
- Tener en cuenta las consideraciones de operación para tuberías de CO₂: 1) Presión y temperatura de trabajo, donde se recomienda estaciones de compresión para mantenerse dentro del rango de presiones y temperaturas que van desde el punto triple hasta el punto crítico para poder mantener de una fase líquido a densa/supercrítica para mejores condiciones de flujo. 2) Densidad del CO₂, donde para una mayor eficiencia de transporte se recomienda una alta densidad, la cual varía con respecto a la presión y temperatura de trabajo. 3) Composición de la mezcla de gas, tenemos que conocer la calidad del gas transportado para saber que tipo acondicionamiento necesita. 4) Corrosividad, donde se recomienda seleccionar materiales de construcción que prevengan corrosión por CO₂, considerar la presión parcial del CO₂, así como la presencia de agua, que está en función del pH, procurando que sea mayor a 7 (pH>7) para una menor corrosión. 5) Temperatura ambiente. 6) Tubería de control (SCADA).
- Se recomienda estudios HAZOP, para una optima vigilancia, para minimizar riesgos e incidentes y planear procedimientos de pronta respuesta.
- Se recomienda implementar medidas para la optimización de costos de mantenimiento y limpieza.
- En el caso de barcos, que aun se encuentra en etapa temprana o mediana, parece muy prometedor para cubrir grandes distancias, y por la flexibilidad que presentan al acondicionamiento del CO₂, al tiempo de entrega, así como posible almacenamiento provisional y por la dualidad tanto para CO₂ y metano.
- Para el CO₂ con fuertes grados de impurezas se recomienda almacenarlo en cualquiera de las formaciones geológicas aptas, el cual apoya al cambio climático.

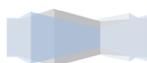


- Por lo tanto en estos momentos lo más viable desde el punto de vista económico y de contaminación es el uso de sistemas de tubería, lo que ha demostrado ser rentable. Sin embargo, se debe poner atención a ciertas limitaciones o condiciones.



NOMENCLATURA

$(\text{SiO}_3)^{-2}$	Silicatos
Al_2O_3	Alúmina
ASME	(American Society of Mechanical Engineers) Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos
atm	Atmósfera
BPC	Billones de pies cúbicos ($1 \text{ BPC} = 1 \times 10^{12} \text{ ft}^3$)
CCS	(Carbon Capture and Storage) Captura y Almacenamiento de Carbono
CH_4	Metano
CO_2	Dióxido de Carbono
CO_2e	Dióxido de Carbono Equivalente
dls	Dólares
DOT	(Department of Transportation) Departamento de Transporte de EU
FeCO_3	Carbonato de Hierro
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNL	Gas Natural Licuado
H_2O	Agua
H_2S	Sulfuro de Hidrógeno o Ácido Sulfhídrico
HAZOP	(Hazard and Operability Analysis) Análisis de Operación y Riesgo
IEA GHG	(International Energy Agency Greenhouse Gas) Agencia Internacional de Energía de Gases de Efecto Invernadero
IEA	(International Energy Agency) Agencia Internacional de Energía
IOR	(Improved Oil Recovery) Recuperación mejorada o terciaria
Kt	Kilotoneladas
MMPC	Millones de pies cúbicos
MMPCD	Millones de pies cúbicos diarios
MnS	Sulfuro de Manganeso
MPC	Miles de pies cúbicos
Mt	Megatonelada
MW	Mega Watts
N_2	Nitrógeno
Pmáx	Presión máxima de operación
PP	Presión parcial
ppm	Partes por millón



SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) Control de Supervisión y
Adquisición de Datos.
t Tonelada



FACTORES DE CONVERSIÓN

$$1 \text{ ft}^3 = 0.0283 \text{ m}^3$$

$$1,000 \text{ ft}^3 \text{ (Mscf o Mcf)} = 28.3 \text{ m}^3$$

$$17,150 \text{ ft}^3 \text{ de CO}_2 \text{ a } 60^\circ\text{F (1 atm)} = \text{(en peso) 1 ton EU (2,000 lbm)}$$

$$1 \text{ ton EU} = 2,000 \text{ lbm} = 907 \text{ Kg (1 Kg} = 2.2 \text{ lbm)}$$

$$1 \text{ ton EU} = 0.907 \text{ ton métricas}$$

$$1 \text{ ton métrica (1 tonne)} = 18,904 \text{ scf a } 60^\circ\text{F y 1 atm}$$

$$1 \text{ Gt (Gigatonne)} = 1,000 \text{ millones de ton métricas}$$

Condiciones estándar en las industrias petroleras de EU (puede variar según el estado) = 1 atm. y 60°F (1.013 bar y 14.7 psia)

Densidad del CO₂ a condiciones estándar = 0.001868 g/cm³ o

$$1.87 \text{ Kg/m}^3 \text{ o } 0.1166 \text{ lbm/ft}^3$$



BIBLIOGRAFÍA

1. Coninck H. and Mikunda T., Energy Research Centre of Netherlands., Dolf Gielen, Patrick Nussbaumer and Bettina Schreck, UNIDO., Technology Synthesis Report: “Carbon Capture and Storage in Industrial Applications” United Nations, Industrial Development Organization, Viena, November 2010.
2. Barrie, J., Brown, K., Hatcher, P.R. & Schellhase, H.U. (2005). “Carbon Dioxide Pipelines: a Preliminary Review of Design And Risks.” In: E.S. Rubin, D.W. Keith & C.F. Gilboy (Eds.), Greenhouse Gas Control Technologies, Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, 5-9 September 2004, Vancouver, Canada. Volume 1: Peer Reviewed Papers and Overviews, Elsevier, Oxford,.
3. Ghidina D., Benedetto F.: “Evaluación Integral del Campo Petrolero y Desarrollo de Productos: Herramientas Indispensables para la Innovación Tecnológica.” Tenaris Siderca, Septiembre de 2004.
4. McCollum D. L. , Ogden J. M., Institute of Transportation Studies “Techno-Economic Models for Carbon Dioxide Compression, Transport, and Storage & Correlations for Estimating Carbon Dioxide Density and Viscosity” University of California, Davis. 2006.
5. Pershad H., Slater S.: “Development of a CO₂ Transport and Storage Network in the North Sea” , Element Energy Ltd. with Pöyry Energy, and the British Geological Survey. November 2007
6. Gachuz M. H., “Yacimientos de CO₂ en México. Alternativa Viable para Programas de Recuperación Terciaria”, PEMEX – PEP, CIPM, 2005.



7. J. Barrie¹, K. Brown², P.R. Hatcher¹ and H.U. Schellhase³, “Carbon Dioxide Pipelines: a Preliminary Review of Design and Risks” ¹Fluor, Calgary, Alberta, Canada ²Brown GSC Consulting, Calgary, Alberta, Canada, ³Shebho-Tech Consulting Delta, British Columbia, Canada.
8. Oldenburg Curtis M., Lewicki, Jennifer L., and Hepple, Robert P., (2003). ‘Near-surface monitoring strategies for geologic carbon dioxide storage verification.’ Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA LBNL- 54089.
9. Petróleos Mexicanos “Anuario estadístico 2011”
10. R. Martínez; R. Campos; L. Pérez del Villar; I. Suárez, “Análogos Industriales Del Almacenamiento de CO₂” Grupo de Almacenamiento Geológico de CO₂ IGME, División de Almacenamiento Geológico Departamento de Medio Ambiente CIEMAT, Junio, 2008
11. Svensson R.^{1,2} , Odenberger M.¹, Johnsson F.¹, Strömberg L.^{3,1} , “Transportation Infrastructure For CCS – Experiences And Expected Development” ¹Department of Energy Conversion, Chalmers University of Technology SE-412 96 Göteborg, SWEDEN ²Vattenfall Utveckling AB, SE-814 26 Älvkarleby, SWEDEN,³Vattenfall AB, SE-162 87 Stockholm, SWEDEN.
12. Schremp, F.W. and Roberson, G.R. (1975). “Effect of supercritical carbon dioxide (CO₂) on construction materials.” Society of Petroleum Engineers Journal, June 1975,.
13. Shuler, P. and. Tang, Y. (2005). “Atmospheric CO₂ monitoring systems, carbon dioxide capture for storage in deep geologic formations.” Results from the CO₂ Capture Project, v. 2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification, S.M. Benson (ed.), Elsevier Science, London,.
14. Tihanyi L., Csete J., Dragossy R., “Pressure and Temperature conditions of CO₂ pipelines” University of Miskolc, Document 13961-MS, SPE, 1985.



15. Mikunda T.^a, Deurzen J.V.^a, Ad Seebregts^a, Klaas Kerssemakers^b, Michael Tetteroo^b, Luuk Buit^c “Towards a CO₂ infrastructure in North-Western Europe: Legalities, costs and organizational aspects” ^aEnergy Research Centre of the Netherlands (ECN), Postbus 1, 1755 ZG Petten, the Netherlands ^bAnthony Veder Group N.V. Van Vollenhovenstraat 3, 3016 BE Rotterdam, the Netherlands ^cGasunie Engineering B.V. Concourslaan 17, 9727 KC Groningen, the Netherlands.
16. Wilson, M., and Monea, M. (2005). IEA GHG “Weyburn Monitoring and Storage Project”, Summary Report, 2000-2004. Petroleum Technology Research Center, Regina SK, Canada. In: Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), Vol. III, September 5–9, Vancouver, Canada.
17. Yoshigahara C., Itaoka, K. and Akai, M. (2005). “Draft accounting rules for CO₂ capture and storage”. Proceedings of the GHGT-7 Conference.

Recursos de la red.

1. <http://www.ascoco2.com/es/productos/tanques-de-co2-y-criogenicos/>
 2. <http://www.kindermorgan.com/business/co2/>
 3. <http://www.kindermorgan.com/business/co2/transport.cfm>
 4. <http://www.anthonyveder.com/activities/co2>
 5. <http://www.ri.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=134&catID=12202#20>
- [11](#)

