



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

## EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE CO<sub>2</sub>

### TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

VÍCTOR RAFAEL JUÁREZ GIL

DIRECTOR DE TESIS:

M. EN C. JAIME ORTÍZ RAMÍREZ

DIRECTOR ADJUNTO:

M. EN C. HERON GACHUZ MURU



CIUDAD UNIVERSITARIA

2006



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

---

---

*AGRADECIMIENTOS.*

*En primer lugar a mis padres, Elma y Rafael. A mis hermanos. Así como a toda mi familia. Es imposible y está demás el hecho de decir cuantas veces y cuan grandes han sido los apoyos que de ellos he recibido y así, haberme formado como lo que soy.*

*Un agradecimiento especial a mi tía Candy, a mi tío Gustavo, y a toda la familia Malda por el apoyo brindado en esta etapa de mi vida lejos de quienes siempre se extraña.*

*Aunque el aspecto circunstancial generalmente condiciona nuestras decisiones, es inevitable llegar a la conclusión de que uno es quien decide, sin que ello demerite el carácter arbitrario de dichas circunstancias. Gracias México. Gracias UNAM.*

*Los motivos e inspiraciones que tiene un ser humano para caracterizarlo son quizá la misma razón de su existencia...*

*Gracias Emilio...*

*Gracias Eligio...*

*Gracias Luisa.*

---

---

---

# ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN.</b>	<b>1</b>
<b>2. PROPIEDADES FÍSICAS, ORIGEN Y RECURSOS DEL CO<sub>2</sub>.</b>	<b>3</b>
2.1. PROPIEDADES DEL CO <sub>2</sub> .	3
2.2. ORIGEN DEL CO <sub>2</sub> .	6
2.3. RECURSOS DE CO <sub>2</sub> .	8
<b>3. YACIMIENTOS NATURALES DE CO<sub>2</sub>.</b>	<b>11</b>
3.1. YACIMIENTOS DE CO <sub>2</sub> EN MÉXICO.	11
3.2. YACIMIENTOS DE CO <sub>2</sub> EN EL RESTO DEL MUNDO.	14
<b>4. PROCESOS DE LA EXPLOTACIÓN.</b>	<b>31</b>
4.1. DESCUBRIMIENTO Y VALORACIÓN.	32
4.2. PRODUCCIÓN.	33
4.2.1. CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS.	33
4.2.2. ACONDICIONAMIENTO DE POZOS Y LOCALIZACIONES.	34
4.2.3. CONDICIONES OPERATIVAS DE LOS POZOS.	35
4.3. PROCESAMIENTO.	42
4.3.1. CARACTERÍSTICAS DE UN ESQUEMA DE PROCESAMIENTO BASE.	43
4.3.2. VAPORIZACIÓN.	47
4.3.3. SEPARACIÓN DE AGUA LIBRE.	50
4.3.4. DESHIDRATACIÓN.	55
4.3.5. ENDULZAMIENTO.	59
4.3.6. COMPRESIÓN.	62
4.4. TRANSPORTE.	64
4.4.1. TECNOLOGÍAS DE TRANSPORTE.	64
4.4.2. TUBERÍAS Y SISTEMAS DE RECOLECCIÓN.	71
4.4.3. CONDICIONES OPERATIVAS EN LÍNEAS DE CO <sub>2</sub> .	77

---

---

<b>5. USO DEL CO<sub>2</sub> EN PROCESOS DE RECUPERACION MEJORADA.</b>	<b>96</b>
5.1. <b>MÉTODOS DE INYECCION DE CO<sub>2</sub>.</b>	<b>101</b>
5.2. <b>CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE CO<sub>2</sub>.</b>	<b>105</b>
5.3. <b>PROCESO NO MISCIBLE.</b>	<b>107</b>
5.4. <b>PROCESO MISCIBLE.</b>	<b>107</b>
<b>6. FACTIBILIDAD ECONÓMICA DEL CO<sub>2</sub> EN LOS PROYECTOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.</b>	<b>111</b>
6.1. <b>ANÁLISIS ECONÓMICO.</b>	<b>112</b>
<b>7. CONCLUSIONES.</b>	<b>118</b>
<b>NOMENCLATURA.</b>	<b>119</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.</b>	<b>121</b>

---

# 1 INTRODUCCIÓN

Los esfuerzos mundiales por hallar yacimientos de hidrocarburos han tomado nuevos rumbos. Ya no se habla de aquellos que tienen la suerte de encontrar yacimientos supergigantes o siquiera gigantes, sino más bien, de quienes pueden lograr satisfacer la creciente demanda de la energía proveniente del preciado recurso. En estos momentos las cifras son alarmantes, cada día es un nuevo record histórico en los precios de hidrocarburos, lo cual impacta de manera importante a las economías, sobre todo a aquellas donde los energéticos son abundantes o muy necesarios.

Poca gente sabe de manera clara y suficiente cuan grande es la importancia del petróleo en la vida cotidiana de nuestro país. Más del 70% de la energía eléctrica que se consume en el país y mueve a las industrias proviene de los hidrocarburos, ni hablar de los combustibles que se usan en el sector transporte o doméstico y mucho menos de donde sale el 40% del presupuesto nacional.

La necesidad de producir es tan urgente que la forma más rápida de acceder a mayores cantidades del recurso es a través de la aplicación de ciertas tecnologías o procesos –algunos nuevos- en campos ya descubiertos y desarrollados, con el único objetivo de incrementar los volúmenes finales recuperados de dichos campos. Dichos procesos se denominan métodos de recuperación secundaria y recuperación mejorada.

La inyección de gas es uno de los métodos más prometedores para programas de recuperación mejorada de aceite bajo condiciones económicas dominantes. Una variedad de gases puede ser usada: nitrógeno ( $N_2$ ), aire, gas natural, dióxido de carbono ( $CO_2$ ), hidrógeno ( $H_2$ ) (natural o enriquecido), entre otros.

Algunos gases pueden ser inyectados en procesos de recuperación secundaria o mejorada, esto en diferentes aceites según sean sus características. Para yacimientos maduros, recuperaciones adicionales por CO<sub>2</sub> pueden ser estimadas en alrededor de 13.2% del volumen original en promedio, dependiendo de las características del yacimiento, de la naturaleza del gas y de la duración del proyecto.

La recuperación mejorada o terciaria (EOR) por inyección de gas ha sido usada alrededor del mundo por décadas. Así mismo, se han diseñado grandes proyectos en todo el mundo que implican la captación de CO<sub>2</sub> de distintas fuentes para su aplicación en diferentes áreas, estos proyectos están sustentados en la necesidad de contar con mayor energía y disminuir las cantidades de CO<sub>2</sub> emanadas a la atmósfera. Por lo tanto, el desarrollo de los procesos de extracción (o captación) y de inyección de CO<sub>2</sub> adquiere sin duda una mayor importancia en las estrategias, las políticas energéticas y en la conservación medioambiental global.

El presente trabajo tiene como objetivo el contar con una fuente de información básica y útil de los procesos involucrados en la explotación de un yacimiento natural de CO<sub>2</sub>, entendiendo como *explotar* el convertir trabajo y materia prima en recursos valiosos para el mercado y así, consecuentemente, definir también a los métodos de EOR por inyección de CO<sub>2</sub> – este último proveniente de un yacimiento natural – como actividades complementarias en el proceso principal que constituye la explotación de yacimientos de hidrocarburos.

La tesis explica de forma sencilla cuales son las consideraciones y en que circunstancias nos llevarían a la decisión de *explotar* un yacimiento de CO<sub>2</sub>. También se exponen diferentes alternativas técnicas para los procesos de la explotación, las condiciones operativas y los aspectos económicos previos al inicio del proyecto.

## **2 PROPIEDADES FÍSICAS ORIGEN Y RECURSOS DEL CO<sub>2</sub>.**

### **2.1 Propiedades del CO<sub>2</sub>.**

En este segmento serán analizadas las diferentes fases y condiciones del CO<sub>2</sub> con objeto de conseguir un mejor entendimiento principalmente de los requerimientos de transporte.

#### **Fases del CO<sub>2</sub>.**

Hay cuatro diferentes fases del CO<sub>2</sub>: sólido, líquido, gas y fase densa/supercrítica. El diagrama de fase en la Fig. 2.1.1 muestra los límites entre ellas. El CO<sub>2</sub> sólido, líquido y gaseoso coexisten en un punto triple y esto ocurre a una temperatura de -56 °C y a una presión de 0.52 MPa (75.42 psi). Si la presión o la temperatura están por debajo de estos valores, el CO<sub>2</sub> solo puede existir en su forma sólida o gaseosa. La otra posición interesante es el punto crítico, el cual ocurre a una temperatura de 31.4 °C y a una presión de 7.38 MPa (1,070.38 psi; Golomb, 1997). Arriba de esta presión crítica y a temperaturas más altas que -60 °C, solo una condición existe, la fase densa/supercrítica. Esta fase tiene una densidad mayor a la de un líquido, pero se dan condiciones de flujo similares (Skovholt, 1993). La fase líquida existe desde el punto triple hasta la presión supercrítica.

Para conseguir una alta eficiencia cuando se transporte el CO<sub>2</sub> es favorable una alta densidad. La densidad del CO<sub>2</sub> varía con la presión y la temperatura como se muestra en la figura 2.1.2.

Para una máxima transportación y facilitar la carga y descarga de un sistema, el CO<sub>2</sub> debe estar en fase líquida o en fase densa/supercrítica (Golomb, 1997) las razones del porque la fase sólida o gaseosa no son viables para la transportación son que la forma sólida consume mucha energía (Haugen & Eide,

1996) y que la fase gaseosa tiene muy baja densidad. Así pues, las fases sólida y gaseosa no se consideran en ningún sistema de transporte.

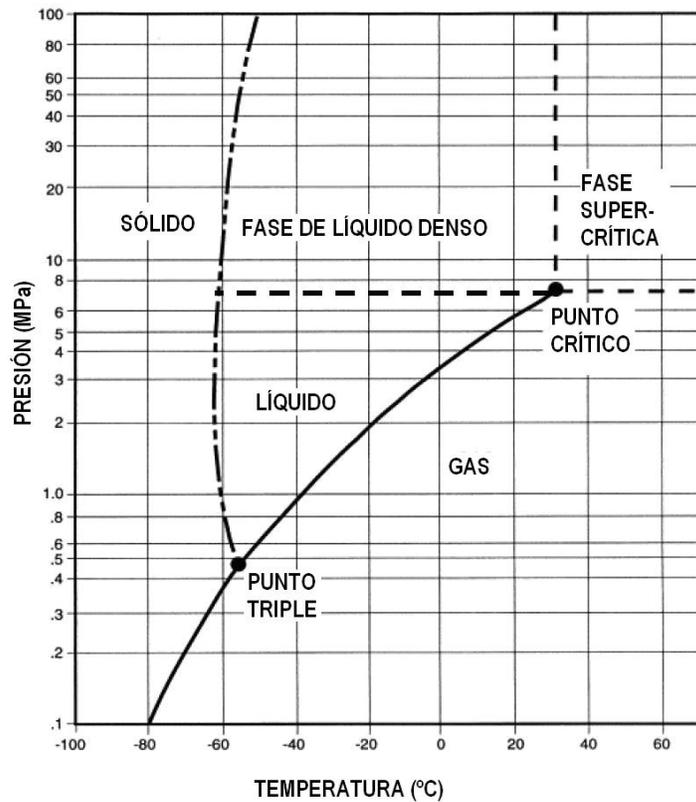


Fig. 2.1.1 Diagrama de fase del CO<sub>2</sub> (Bachu, 2000)

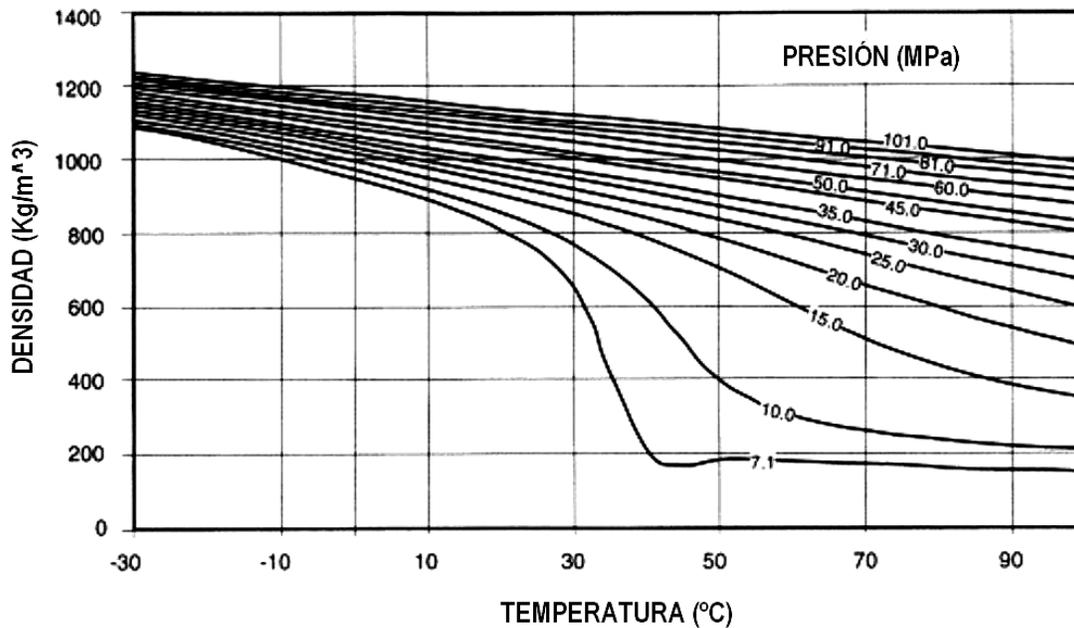


Fig. 2.1.2 Diagrama de densidad del CO<sub>2</sub> (Bachu, 2000)

En la Fig. 2.1.3 se presenta el comportamiento de la viscosidad del CO<sub>2</sub> con la presión y la temperatura. Las condiciones de temperatura que prevalecen en la mayoría de los yacimientos están por arriba de la del CO<sub>2</sub> a inyectar, por lo que este permanecerá como gas antes de mezclarse con los hidrocarburos, a estas condiciones la viscosidad del CO<sub>2</sub> es baja, por ejemplo, a 210 °F (99°C) y 1500 psi la viscosidad es de alrededor de 0.025 y a 3000 psia, de 0.05. Esta baja viscosidad ocasiona una relación de movilidades desfavorable durante el desplazamiento.

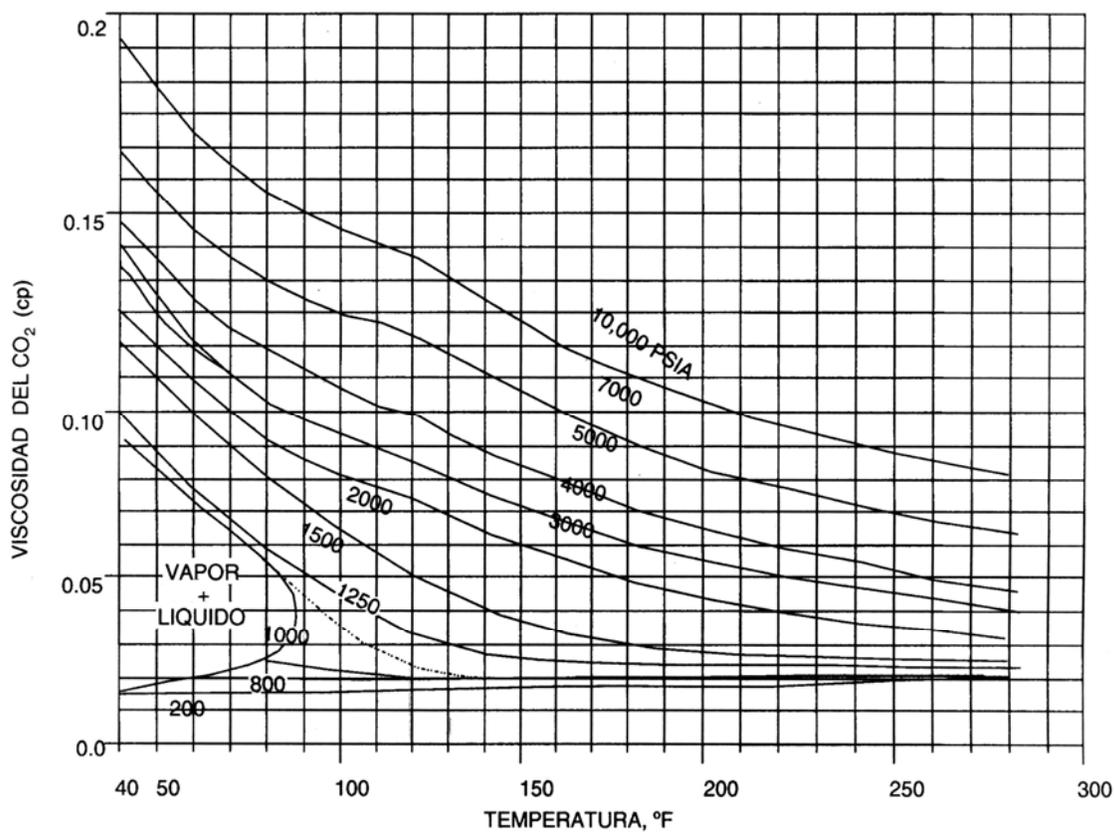


Fig. 2.1.3 Diagrama de viscosidad del CO<sub>2</sub>, (F.I. Stalkup).

## 2.2 Origen del CO<sub>2</sub>

El químico escocés Joseph Black lo denominó "aire fijo", y lo obtuvo a partir de la descomposición de la marga y la caliza, como parte de la composición química de esas sustancias. El químico francés Antoine Lavoisier lo identificó como un óxido de carbono al demostrar que el gas obtenido por la combustión del carbón de leña es idéntico en sus propiedades al "aire fijo" obtenido por Black. El dióxido de carbono es 1.529 veces aproximadamente más denso que el aire a condiciones estándar. 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.

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.

Comercialmente el dióxido de carbono se recupera de los gases de hornos de calcinación, de los procesos de fermentación, de la reacción de los carbonatos con los ácidos, y de la reacción del vapor con el gas natural, una fase de la producción comercial de amoníaco. El dióxido de carbono se purifica disolviéndolo en una solución concentrada de carbonato alcalino y luego calentando la disolución con vapor. El gas se recoge y se comprime en cilindros de acero.

Existen tres fuentes principales de CO<sub>2</sub> para procesos de recuperación mejorada, las plantas industriales, las unidades químicas y los yacimientos naturales. Sin embargo, en este capítulo solo se explicará la manera en que se originan los yacimientos naturales, ya que son las principales fuentes que pueden satisfacer la gran demanda volumétrica requerida por los proyectos de EOR por inyección de CO<sub>2</sub>.

El bióxido de carbono está presente en prácticamente todos los yacimientos de hidrocarburos, aunque en porcentajes muy pequeños o trazas.

EL CO<sub>2</sub> de los yacimientos puede ser originado a partir de diversas fuentes, tales como, la maduración del keroseno, reacciones químicas dentro de la columna sedimentaria y degradación bacterial del petróleo. Sin embargo, cuando el volumen del CO<sub>2</sub> es muy importante, este llega desde una fuente externa al sistema petrolero, como la degradación térmica de carbonatos causada por el calor generado por intrusiones ígneas (Hunt, 1979; Thrasher and Fleet, 1995; Hosgörmez, et al., 2005). El CO<sub>2</sub> es de origen orgánico cuando  $\delta^{13}\text{CO}_2$  es más ligero que -10‰, y es de origen inorgánico cuando es más pesado que -8‰. Ver Fig. 2.2.1. (Thrasher and Fleet, 1995; Dai, J. X. et al., 1996).

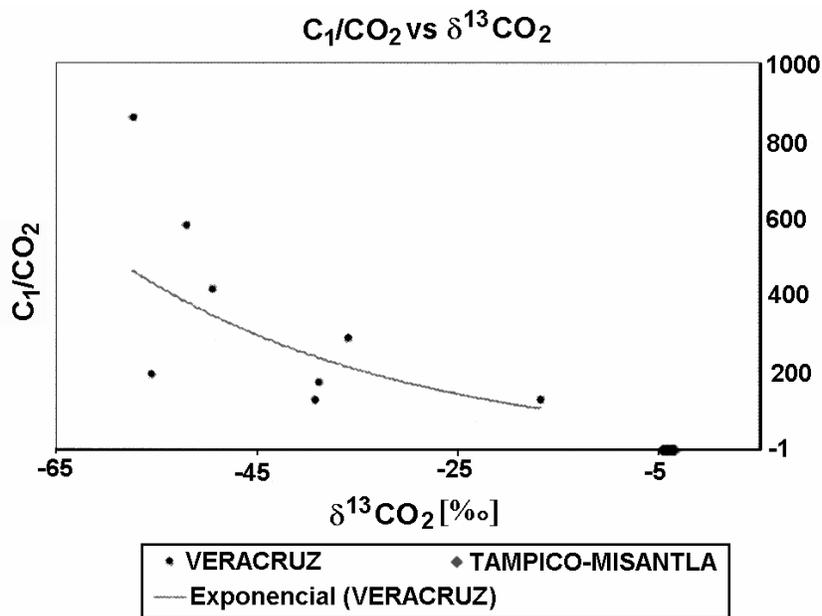


Fig. 2.2.1 Correlación de C<sub>1</sub>/CO<sub>2</sub> contra δ<sup>13</sup>CO<sub>2</sub> en escala lineal.

El CO<sub>2</sub> orgánico está distribuido ampliamente en las cuencas tectónicamente estables de aceite y gas, donde no hay fallas profundas o magnetismo. Los signos químicos e isotópicos del CO<sub>2</sub>, por ejemplo, en la cuenca de Veracruz nos muestran evidencia de un origen orgánico.

## 2.3 Recursos de CO<sub>2</sub>

Existen diferentes fuentes que producen bióxido de carbono. Basándose en la cantidad y calidad del CO<sub>2</sub> que se requiere en una aplicación para recuperación de hidrocarburos, las principales fuentes de este recurso son:

- Plantas de carbón
- Plantas de cemento
- Plantas de procesamiento de gas natural
- Plantas de amoníaco
- Refinerías
- Plantas de etanol
- Fuentes naturales

En México las más importantes son las plantas de amoníaco y yacimientos de hidrocarburos con alto contenido de CO<sub>2</sub>. De las plantas petroquímicas solamente la de Cosoleacaque, Veracruz, produce CO<sub>2</sub> en la cantidad suficiente para considerarse su uso en procesos de recuperación mejorada. De las fuentes naturales de CO<sub>2</sub> actualmente conocidas, el campo Carmito ubicado en la región sur, es el único que puede considerarse como tal, tanto por su reserva como por su localización cercana a yacimientos candidatos al proceso de EOR.

En 1989 se separó del gas natural producido en su conjunto 7,008 MMPC de CO<sub>2</sub>, sin embargo los volúmenes producidos por campo son despreciables para considerarse como fuente para los procesos de recuperación mejorada.

### Plantas de amoníaco.

Las plantas de amoníaco producen corrientes de CO<sub>2</sub> con purezas de hasta el 98% y no requieren de costos de investigación para la captura de este CO<sub>2</sub>. La producción de amoníaco puede ser subdividida dentro de dos principales clases: 1) La producción a partir de la corriente de reformado (alrededor del mundo ocupa un 83% aproximadamente de la producción), y 2) La producción a partir de la

oxidación parcial (17% aproximadamente de la producción mundial). Más del 80% de la producción de amoníaco es usado para la producción de fertilizantes, el resto es usado en varias aplicaciones tales como la producción de caprolactano, acrilonitrilo, anilina, alcanolaminas, etc.

Hay dos corrientes de CO<sub>2</sub> que pueden ser identificadas dentro de las plantas de amoníaco: 1) El flujo de la corriente de gas de los quemadores con una concentración de CO<sub>2</sub> de alrededor del 8%, y, 2) La corriente de CO<sub>2</sub> puro. Las plantas modernas producen aproximadamente 1.2 t (20.64 MPC) de CO<sub>2</sub> por tonelada de amoníaco si operan con gas natural o alternativamente 2 t (34.4 MPC) de CO<sub>2</sub> por tonelada de amoníaco si operan con gasificación de aceite pesado.

El amoníaco (NH<sub>3</sub>), es producido comercialmente por la fijación del N<sub>2</sub> con el hidrógeno a temperaturas y presiones altas en presencia de un catalizador. El hidrógeno a su vez se produce a partir del gas natural.

Para producir una tonelada de amoníaco se requieren alrededor de 21.9 MPC de gas natural, de este proceso se liberan cerca de 16 MPC de CO<sub>2</sub> como subproducto, el cual generalmente es ventilado a la atmósfera.

La composición de la corriente de CO<sub>2</sub> producido de estas plantas, se puede considerar como de alta pureza, una composición promedio en por ciento volumen es:



Las principales plantas petroquímicas que producen amoníaco en el país son: Cosoleacaque, Veracruz; Salamanca, Guanajuato y; Camargo, Chihuahua. De estas la más importante es la de Cosoleacaque, ya que representa el 90% o más de la producción nacional. En la tabla 2.3.1 se presenta la producción de CO<sub>2</sub> obtenida de estas plantas en los últimos 10 años. Como puede observarse, hasta 1999 el volumen disponible de CO<sub>2</sub> de Cosoleacaque representó una fuente importante para utilizarse en procesos de recuperación mejorada, principalmente en los campos cercanos que actualmente administra el activo integral Cinco Presidentes.

De 1999 a 2004 la producción anual de bióxido de carbono en miles de toneladas disminuyó de 1,463 a 817, correspondiendo esta última cifra a la producción de la planta de Cosoleacaque, ya que las dos restantes (Salamanca y Camargo) han cerrado su producción de amoníaco.

Un resumen con mayor detalle de la producción de dichos productos petroquímicos de PEMEX se presenta en la siguiente tabla:

**Tabla 2.3.1 Producción de CO<sub>2</sub> - PEMEX**

<b>Producción anual [Mt]</b>	<b>1994</b>	<b>1995</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>
Amoníaco	2,468	2,422	2,500	2,130	1,814	1,219	923	707	680	534	681
CO <sub>2</sub>	2,962	2,906	3,000	2,556	2,177	1,463	1,108	848	816	641	817

Sobre el CO<sub>2</sub> proveniente de los yacimientos naturales se abordará a detalle en el siguiente tema.

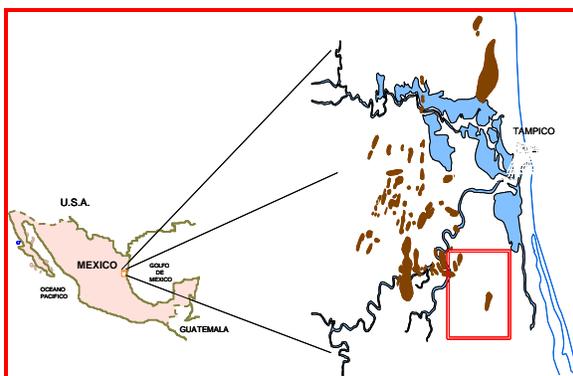
### 3 YACIMIENTOS NATURALES DE CO<sub>2</sub>.

#### 3.1 Yacimientos de CO<sub>2</sub> en México.

Explorando yacimientos de hidrocarburos se han descubierto de forma fortuita yacimientos con un alto contenido de CO<sub>2</sub> en su fluido original, los cuales si pueden constituir fuentes importantes de este agente. En la tabla 3.1.1 se presenta una relación de yacimientos con alto contenido de CO<sub>2</sub> de los que se conoce su localización y características, pero cabe la posibilidad de que se hayan detectado otras acumulaciones con alto contenido de CO<sub>2</sub>, que, por no ser el objetivo de los trabajos exploratorios no fueron evaluadas ni registradas como fuentes de CO<sub>2</sub>, por lo que se recomienda llevar a cabo una investigación con el fin de conocer la existencia de otras acumulaciones ya identificadas.

Como puede observarse en la tabla 3.1.1, el campo Tres Hermanos es un yacimiento de aceite, por lo tanto la producción de CO<sub>2</sub> está limitada a la RGA y a los programas de explotación del yacimiento, por esta razón los volúmenes de CO<sub>2</sub> separados del gas de este campo están supeditados al ritmo de explotación. Sin embargo, una mejor alternativa en este caso, es la de considerar la reinyección del gas producido, gas hidrocarburo más CO<sub>2</sub>, al mismo yacimiento, o a otros vecinos. Con lo que se evitarían los costos de separación del CO<sub>2</sub>, y se dispondría de mayor volumen de gas para establecer el proceso.

Como parte de un programa para impulsar la aplicación de los procesos de recuperación mejorada, se está llevando a cabo una evaluación inicial del área que comprende los campos Ébano-Pánuco y Quebrache, localizada aproximadamente a 56 Km del campo Tamaulipas-Constituciones en la región norte (Fig. 3.1.1).



**Fig. 3.1.1 Plano de localización de los campos Ébano-Pánuco y Quebrache.**

En esta área se tienen identificados varios pozos productores de gas con contenido de CO<sub>2</sub>, perforados los más antiguos a partir del año 1915. Actualmente en el campo Ébano – Pánuco se producen 9 MMPCD de CO<sub>2</sub> de 17 pozos que se utilizan en el sistema de bombeo neumático.

Del campo Quebrache se revisó información histórica de más de 14 pozos, en esta información se registran producciones iniciales de 150 MMPCD a 2 MMPCD de gas por pozo con contenido de CO<sub>2</sub> mayor al 90% mol. En una prueba de presión - producción efectuada en abril del 2004 en el pozo Loma del Pozo 104, se obtuvo una producción de 3.3 MMPCD de gas con 90% mol de CO<sub>2</sub>, 55 bpd de condensados y 52 bpd de agua, con una presión en la cabeza de 51 Kg/cm<sup>2</sup>.

De acuerdo a la información y los resultados que se obtuvieron de 2 pozos perforados recientemente, se han obtenido de ellos producciones de más de 3 MMPCD, además de presentar comportamientos infinitos en las pruebas de presión. La evaluación del área continúa pues los estimados de las acumulaciones superan los 10 BPC, por lo que puede ser la fuente natural de CO<sub>2</sub> más importante del país.

Los campos Candelilla y Florida, que pertenecen al activo integral Burgos, han sido explotados parcialmente, debido a que en la región no existe demanda de CO<sub>2</sub> por la industria, ni yacimientos apropiados para reinyectarse. En el caso del campo Candelilla, que es el de mayor reserva de los dos, puede considerarse apropiado para una prueba piloto, que contemple la inyección de 15 MMPCD por 4.5 años.

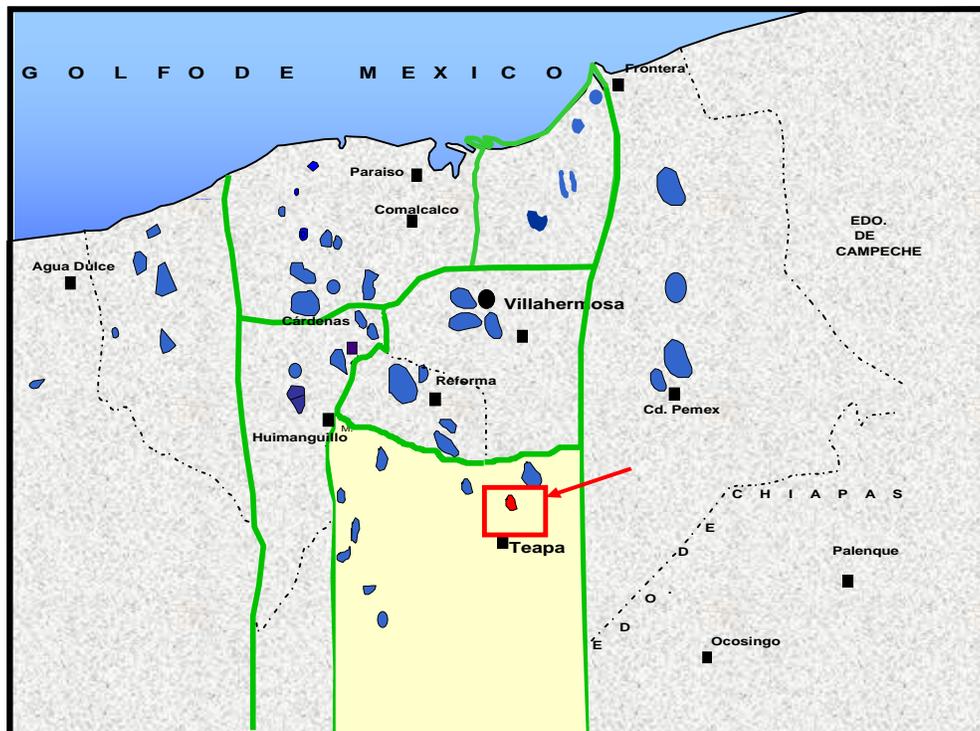
De las fuentes naturales de CO<sub>2</sub> actualmente conocidas, el campo Carmito es el más importante, tanto por su volumen como por su localización (Fig.3.1.2), ya que se ubica relativamente cerca de varios yacimientos candidatos al proceso de inyección de gas, y su reserva es suficiente para abastecer un proyecto que considere la inyección de 50 MMPCD durante 10 años.

El CO<sub>2</sub> separado de la corriente del gas producido de este campo se comenzó a inyectar al campo Artesa en el año 2001 con el fin de mantener la presión del yacimiento, la cual a la fecha es mayor a la presión de saturación. En

este caso falta definir que mecanismos de desplazamiento se han visto beneficiados y cuales pueden ser mejorados a fin de incrementar la eficiencia del proceso ya que el incremento de la producción del campo ha sido marginal.

Por lo que respecta al campo Mecate, no se conoce su reserva, ya que únicamente ha sido perforado un pozo exploratorio, pero debido a su localización muy próxima a la del campo Carmito y a su alto contenido de  $\text{CO}_2$ , 90% mol, puede representar una fuente de gran valor, lo cual debe definirse a través de la perforación de nuevos pozos y de la evaluación de su reserva mediante la aplicación de alguna de las diferentes técnicas analíticas y numéricas.

En resumen, se puede considerar que actualmente se dispone en México de una sola fuente natural de  $\text{CO}_2$  (La otra es la Planta Petroquímica de Cosoleacaque) para procesos de recuperación mejorada, el campo Carmito, a 60 Km al suroeste de Villahermosa, Tabasco, y muy probablemente el campo Mecate, vecino del campo Carmito. Sin olvidarse del uso que puede hacerse del gas con alto contenido de  $\text{CO}_2$  que produce el campo Tres Hermanos, y lo que promete el área de los campos Ébano – Pánuco y Quebrache.



**Fig.3.1.2 Plano de localización del campo Carmito**

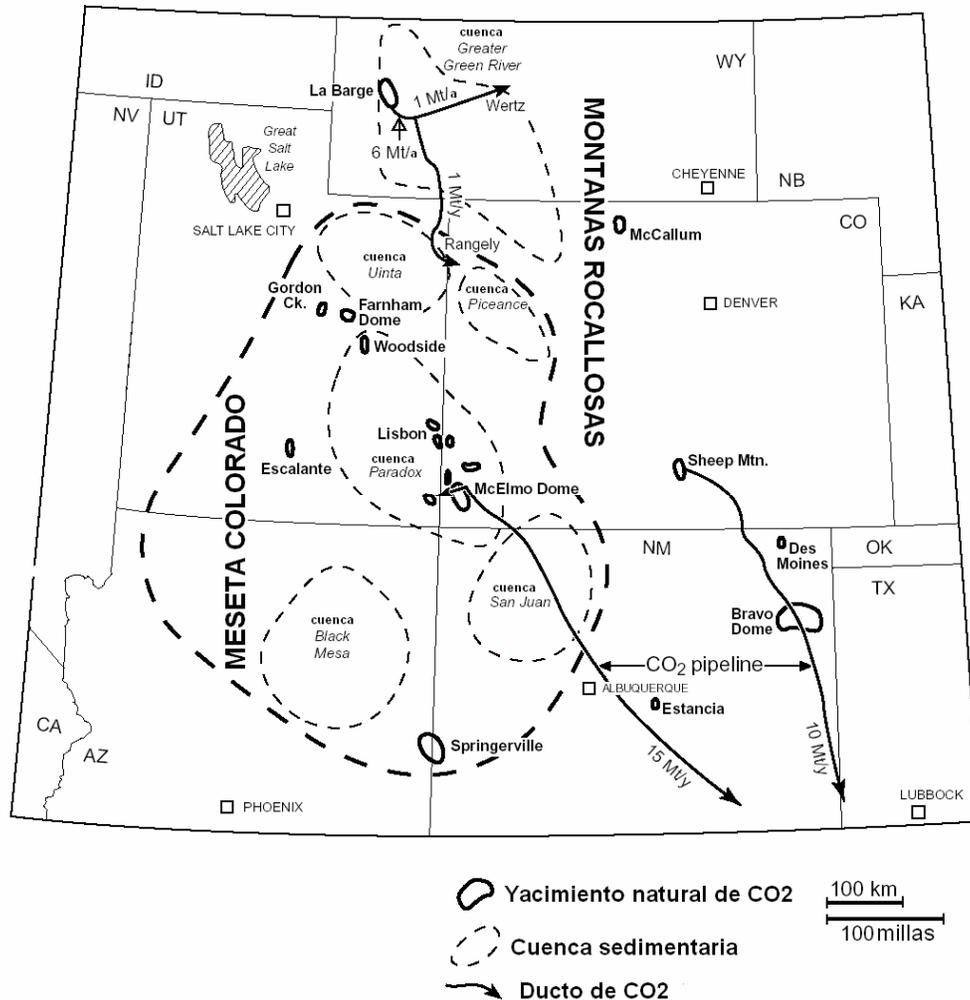
**Tabla 3.1.1 Yacimientos con alto contenido de CO<sub>2</sub>.**

Campo	Activo	Tipo de Yacimiento	Contenido de CO <sub>2</sub> en el fluido original [%]	Producción actual de CO <sub>2</sub> [MMPCD]
Tres Hermanos	Poza Rica - Altamira	Aceite y gas	62	8.4
Ébano - Pánuco	Poza Rica - Altamira	Gas seco	90	8.8
Carmito	Muspac	Gas y condensado	69	49.0
Mecate	Muspac	Gas y condensado	90	Cerrado
Candelilla	Burgos	Gas seco	51	Cerrado
Florida	Burgos	Gas seco	35	Cerrado

### **3.2 Yacimientos de CO<sub>2</sub> en el resto del mundo**

#### **Yacimientos en EU.**

En la actualidad, cinco grandes campos naturales de CO<sub>2</sub> proporcionan un total de 25x10<sup>6</sup> t al año (1,500 MMPCD) de dióxido de carbono que se inyectan a los procesos de EOR en los Estados Unidos (ver Fig. 3.2.1). Estos incluyen el McElmo Dome, Sheep Mountain y Bravo Dome en el suroeste de EU, Jackson Dome en Mississippi, y el Campo Labarge en Wyoming. Un sexto campo, el depósito St. Johns-Springerville en Arizona y New Mexico, está bajo desarrollo inicial. A continuación se presenta un resumen de los principales campos en los EU.



**Fig. 3.2.1 Localización de yacimientos naturales en producción en los EU.**

**McElmo Dome.** Localizado al suroeste de Colorado, McElmo Dome es el yacimiento natural mejor documentado además de ser comercialmente el proveedor de CO<sub>2</sub> más grande del mundo. La producción comercial comenzó en 1984 con la terminación de una línea de CO<sub>2</sub> de 808 Km, la cual suministra el fluido inyectable para los proyectos de EOR en la cuenca del Pérmico. El campo está delineado y sustentado por una gran cantidad de datos de registros geofísicos de más de 50 pozos, datos sísmicos, pruebas de núcleos, análisis de fluidos, estudios de simulación de yacimiento y demás información. Kinder Morgan CO<sub>2</sub> Co., el actual operador, nos proporciona los datos geológicos y de ingeniería del campo. Debido a su gran tamaño, extensos datos de control y una larga

historia operativa, McElmo Dome será un sitio clave para la evaluación de campos naturales de CO<sub>2</sub> así como para, a largo plazo, el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>.

El bióxido de carbono del McElmo Dome está atrapado en estado supercrítico dentro de la formación del mississippiano Leadville, una unidad de carbonato dolomítico con 100 m de espesor promedio y una profundidad de entre 1,800 y 2,600 m. La estructura de domo provee de 815 Km<sup>2</sup> de área atrapada. Al momento de ser descubierto en 1948, el campo McElmo Dome contenía un estimado de 1,600 millones de toneladas (30 BPC) de CO<sub>2</sub> consistente de 98-99% de CO<sub>2</sub> con pequeñas cantidades de nitrógeno (N<sub>2</sub>) y metano (CH<sub>4</sub>). Los datos iniciales de isótopos de carbón sugieren que el CO<sub>2</sub> es de origen inorgánico, derivado de la descomposición térmica de la caliza "Leadville" (Cappa and Rice, 1995). Análisis geológicos y de isótopos más detallados están planeados para aclarar el tiempo de migración y atrapamiento del CO<sub>2</sub> del campo McElmo Dome.

Un total de 59 pozos productores de CO<sub>2</sub> han sido perforados en el campo McElmo Dome desde 1976. La mayoría de los pozos pueden entregar 1,100 t de CO<sub>2</sub> por día (20MMPCD). Una mezcla de CO<sub>2</sub> bifásica líquido/gas es producida. La mezcla producida de CO<sub>2</sub>/Agua es transportada a 12 grupos de instalaciones, donde el agua libre es separada y luego reinyectada dentro de la formación Leadville. En las instalaciones centrales de procesamiento, el CO<sub>2</sub> bifásico es además deshidratado, comprimido y enviado a la línea Cortez. Hasta el 1 de enero del 2001, el campo está produciendo alrededor de 14.6 millones de t por año (750 MMPCD) de CO<sub>2</sub> de 41 pozos. La producción acumulada ha totalizado 190 millones de toneladas (3.6 BPC) o 12% del gas original in situ.

Área: 800 Km<sup>2</sup>

Profundidad promedio: 2,100 m

Litología del yacimiento: Caliza del mississippiano Leadville (el yacimiento es actualmente la dolomía)

Espesor neto: 21 m

Espesor bruto: 90 m

Litología del sello: Salina Paradox (Pensilvaniano)

Composición del gas: 98.2% de CO<sub>2</sub>, 1.6% de N<sub>2</sub>, 0.2% CH<sub>4</sub>.

Porosidad y permeabilidad: las zonas porosas son continuas pero varían con el espesor, la porosidad ronda desde 3% hasta 20%, promediando 11%. La continuidad del contacto CO<sub>2</sub>/agua inclinándose solo 0.5° hasta el oeste, lo que sugiere que la mayoría del yacimiento tiene buena permeabilidad. La permeabilidad a partir de las pruebas de pozos promedia 23 mD. Pero las mediciones con núcleos andan en rangos de hasta 200 mD.

Historia de producción: Ha producido entre 6,200 y 8,800 millones de m<sup>3</sup> (0.22 y 0.315 BPC por año) desde 1995. La producción acumulada total es de 92,000 millones de m<sup>3</sup> (3.3 BPC, hasta 1999). Su descubrimiento fue en 1948 y subsecuentemente el gas fue producido para una planta de CO<sub>2</sub>. Los flujos a gran escala hacia el oeste de Texas comenzaron en 1982.

Química del agua del yacimiento (mg/Kg): Total de sólidos disueltos 27,000 – 44,000; Na 8,500 – 14,000; Ca 800 – 1,900; Mg 130 – 400; Fe total 70 – 135; Cl 11,000 – 23,000; HCO<sub>3</sub> 3,300 – 3,900; SO<sub>4</sub> 1,400 – 1,900.

Reservas totales: 476,000 millones de m<sup>3</sup> (17 BPC).

Comentarios adicionales: Las acumulaciones de CO<sub>2</sub> aparecen en una estructura anticlinal acotado al noroeste. El nivel del contacto CO<sub>2</sub>/Agua refleja el gradiente hidrológico regional. La corrosión de las tuberías de revestimiento de acero ha sido un problema, pero los pozos más recientes están equipados con TR's y TP's especiales.

**St. Johns-Springerville Dome.** Descubierta en 1994 por Ridgeway Petroleum Corp., un productor independiente de aceite y gas. El campo St. Johns-Springerville está todavía poco desarrollado. Se extiende sobre un área de 1,800 Km<sup>2</sup> a lo largo de la frontera entre Arizona y New Mexico. Las condiciones geológicas y operacionales del St. Johns Dome son notablemente diferentes a las de las del McElmo Dome, dotando de un contraste muy útil. El campo St. Johns es mucho menos profundo y contiene CO<sub>2</sub> libre en estado gaseoso dentro de un

yacimiento arenítico. No existe infraestructura de líneas en el St. Johns y la producción comercial todavía no ha sido iniciada.

El campo St. Johns contiene CO<sub>2</sub> en la formación pérmica Supai, principalmente en una arena de grano fino de origen no marino, con intercalaciones de lutitas, anhidritas y dolomías. Las profundidades de los pozos son relativamente someras (200 a 700 m). Están presentes múltiples capas de rocas de anhidrita impermeable, y múltiples zonas de segregación vertical del CO<sub>2</sub>. Una falla inversa principal y otras más pequeñas en su extensión pudieron haber influenciado en la formación y entrapamiento del CO<sub>2</sub> del campo St. Johns. Se estima que el gas in situ es de 830 millones de t (15.8 BPC). La composición promedio del gas es de 95% de CO<sub>2</sub>, junto con nitrógeno, helio, metano y argón. EL origen del CO<sub>2</sub> de St. Johns es desconocido. En general, el control de datos geológicos del campo St. Johns no es tan completo como el del McElmo Dome. Análisis de imágenes remotas están planeados para identificar los indicios directos de emisiones actuales o pasadas de CO<sub>2</sub> de este yacimiento.

La compañía Ridgeway ha determinado la extensión del campo St. Johns, perforando un total de 15 pozos en Arizona y 6 pozos en New Mexico. Estos pozos son capaces de producir arriba de 110 t diarias (2 MMPCD) de CO<sub>2</sub>, pero están actualmente cerrados esperando la construcción de una línea. La relativa falta de desarrollo en el campo St. Johns es una desventaja para su análisis. El yacimiento en St. Johns está sin desarrollar y tal vez sea en su mayoría reflejo de las condiciones geomecánicas originales. Este contraste permite la comparación de dos campos con muy diferentes historias operacionales y condiciones de yacimiento, haciendo el propósito del estudio más aplicable para el vasto universo del poco desarrollado potencial de los campos de aceite y gas.

Área: aproximadamente 25 Km<sup>2</sup>.

Profundidad promedio: 600 m.

Litología del yacimiento: Variable, en el Pérmico, camas de clastos rojos, carbonatos, granito; y en la parte baja un basamento de granito fracturado.

Espesor neto promedio: El espesor bruto es de por lo menos 100 m, pero solo unas pocas zonas producen en algunos pozos.

Litología del sello: variable, camas de anhidrita comprimida impermeable en la parte superior de la secuencia del pérmico, y mudstones en la parte más baja. La trampa está formada por un ancho anticlinal asimétrico que está afallado en su flanco suroeste. Afallamiento significativo aparece en el basamento de granito por debajo del anticlinal.

Composición del gas: 90% CO<sub>2</sub>, 5 -10% N<sub>2</sub>, 0.5 – 0.8% He; la composición varía lateralmente.

Porosidad y permeabilidad: Ambas características varían enormemente dependiendo de la litología y de otros factores. La porosidad y la permeabilidad por núcleos anda entre el 20% y los 100 mD, respectivamente.

Historia de producción: fue descubierto en un pozo de 300 m de profundidad en 1959, del cual se estimó que producía 70,000 m<sup>3</sup> diarios (2.5 MMPC). Los siguientes pozos productores fueron la mayoría perforados entre 1994 y 1998. Aún no hay producción en todo el yacimiento. Pruebas de pozos reportaron gastos de hasta 56,000 m<sup>3</sup> diarios (2MMPCD). En 1995 se informó que una planta procesadora de gas sería construida para comercializar el helio, mientras se inyectaba el CO<sub>2</sub> hasta cuando el mercado fuese desarrollado.

Comentarios adicionales: algunos de los pozos tuvieron problemas de entrada de agua al abrir secciones. Ha habido corrosión en el revestimiento de acero, requiriendo del uso de líneas de fibra de vidrio.

**Bravo Dome.** El CO<sub>2</sub> ha sido producido en el Bravo Dome desde los años 30's, pero la mayoría de su desarrollo se hizo en los años 80's. Actualmente, 250 pozos producen alrededor de 21,000 t diarias (375 MMPCD) las cuales son enviadas por una línea a los proyectos de EOR de la cuenca del Pérmico. El principal yacimiento es la arena Tubb, a una profundidad relativamente somera de 600 a 700 m. La mayoría de los pozos requieren de estimulación hidráulica para producir gastos de gas económicamente buenos. A la fecha ya han sido producidos hasta

el año 2000 cerca de 2 BPC. Recientes estudios del subsuelo sugieren que el yacimiento está en una estructura que se llena dinámicamente.

Área: 2,000 Km.

Profundidad promedio: 700 m.

Litología del yacimiento: La zona de producción primaria (99% de CO<sub>2</sub>) está en el pérmico Sangre de Cristo arkósico hasta un conglomerado de arena. La producción secundaria proviene desde la arena Triásica Santa Rosa. Los conglomerados de arena fueron depositados en un ambiente eólico árido.

Espesor neto promedio: 30 m.

Litología del sello: Anhidrita Cimarrón cubriendo la zona de producción principal; mudstone Chinle cubriendo la zona secundaria. La trampa está formada por un cierre estructural en tres lados, y cambios de facies hasta el mudstone en el límite noroeste.

Composición del gas: 99% CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> en menores cantidades y trazas de gases nobles.

Porosidad y permeabilidad: 20% de porosidad promedio, 42 mD de permeabilidad promedio.

Reservas totales: Se estimaron 450,000 millones de m<sup>3</sup> (16 BPC).

Historia de producción: El campo fue descubierto en 1916, y después en 1931 estuvo produciendo menos de 1,000 MMPC al año para venderlo como hielo seco y líquido embotellado. En 1983, Bravo Dome fue expandido enormemente (270 pozos) y la producción de gas fue conducida a las líneas de Sheep Mountain hacia el oeste de Texas para los proyectos de EOR. La producción promedio fue de 3,400 millones de m<sup>3</sup> anuales (0.12 BPC por año). La producción total acumulada (1999) está estimada en 53,000 millones de m<sup>3</sup> (1.9 BPC).

Comentarios adicionales: La propiedad cambió de BP Amoco a Occidental en el año 2000. Tuberías plásticas dentro del revestimiento son usadas para prevenir la corrosión.

**Sheep Mountain.** Descubierto en 1971, el campo Sheep Mountain al sur de Colorado fue desarrollado por Arco iniciando en 1975. Actualmente, 150 MMPCD de CO<sub>2</sub> son producidos y transportados 650 Km por medio de una línea hasta la cuenca del pérmico para los proyectos de EOR. El campo Sheep Mountain es un depósito relativamente pequeño (110 a 145 millones de toneladas; 2 a 2.5 BPC), y puede ser el primer campo natural de CO<sub>2</sub> en decaer, con lo cual, después podría ser un buen candidato para la reinyección y almacenamiento del CO<sub>2</sub>. La elevación superficial es muy irregular, rondando los 2,300 y los 3,500 m. El dióxido de carbono es producido desde las arenas del cretácico Dakota y el jurásico Entrada a profundidades de 1,000 a 1,800 m (Roth, 1983). La estructura geológica es compleja, con numerosos pliegues y fallas. En 1982, un pozo de producción reventó durante la perforación. Durante las operaciones de control del pozo, el CO<sub>2</sub> fue hallado en fugas de fracturas superficiales en la porción oeste del Sheep Mountain, directamente arriba del sitio de perforación. Entender estos tipos de problemas operacionales y fugas de CO<sub>2</sub> a través de las capas de rocas, será crucial para asegurar el desarrollo del almacenamiento geológico en estructuras complejas de campos de aceite y gas depresionados.

Área: 20 Km<sup>2</sup>

Profundidad promedio: 1,500 m.

Litología del yacimiento: Sedimentos marinos del cretácico; los cuales están cubiertos por un lacolito.

Composición de gas: 97% de CO<sub>2</sub>, 0.6% de N<sub>2</sub>, 1.7% de CH<sub>4</sub>.

Porosidad y permeabilidad: No existe información, el yacimiento es un anticlinal afallado con orientación noroeste, limitado al noreste por una falla.

Reservas totales: Se estiman 70,000 millones de m<sup>3</sup> (2.5 BPC).

Historia de producción: La producción comenzó en 1983 y ha continuado con gastos de aproximadamente 2,000 millones de m<sup>3</sup> por año (70,000 MMPC anuales) desde entonces. La producción acumulada total es de 34,000 millones de m<sup>3</sup> (1.2 BPC, hasta 1999). El gas es llevado por tuberías al oeste de Texas.

Comentarios adicionales: Otros yacimientos de CO<sub>2</sub> (Dike Mountain) se descubrieron 15 Km al sur del anticlinal de Sheep Mountain. Este aún no ha sido desarrollado pero aparentemente contiene un gas de 80% CO<sub>2</sub>.

**Jackson Dome.** Localizado en el centro de Mississippi en la provincia costera del golfo tierra adentro, El Jackson Dome es comercialmente el sitio de almacenamiento natural más profundo. Un estimado de 530 millones de toneladas (10 BPC) está presente en varios campos. La producción actual es de alrededor de 1.6 Mt/d (30 MMPCD) que satisfacen a un proyecto de EOR y cierta demanda industrial. El CO<sub>2</sub> está atrapado en el jurásico en las formaciones Norphlet, Smackover y Bunckner a profundidades de poco menos de 5,000 m. La formación Norphlet es una arena eólica con una distribución de porosidad y permeabilidad compleja controlada por una arcilla ilítica autigénica. La presión de yacimiento en Jackson Dome está 50% arriba de la hidrostática, quizás ocasionada por la formación y migración térmica del CO<sub>2</sub>. Este represionamiento indica una efectiva capa de roca sello. El H<sub>2</sub>S es un peligro constante, que alcanza concentraciones tan altas como de 35%. Jackson Dome está en espera de mejores capacidades sobre almacenamientos geológicos y operacionales en formaciones profundas de alta presión.

### **Farnham Dome, UTAH**

Área: 10 Km<sup>2</sup>

Profundidad promedio: 900 m

Litología del yacimiento: Areniscas Jurásicas Navajo formando un anticlinal orientado al norte y afallado en su costado oeste.

Espesor neto: 12 m (40 pies), espesor promedio del intervalo saturado con gas.

Espesor bruto: 100 m (330 pies) espesor promedio de la formación.

Litología del Sello: Formación Carmel, con intercalaciones de caliza y lutitas.

Composición del gas: 98.9% CO<sub>2</sub>, 0.9% N<sub>2</sub>, 0.2% O<sub>2</sub>, 0% HC's.

Historia de producción: produjo 135 millones de m<sup>3</sup> (4,800 MMPC) de gas, los cuales fueron transportados por medio de líneas hasta la planta de hielo seco más

cercana. La producción primero comenzó en 1931. En 1972 el campo fue parado cuando la planta de hielo seco fue cerrada.

Porosidad y permeabilidad: La porosidad promedio es de 12% intergranular, en unas arenas eólicas moderadamente homogéneas. La permeabilidad es desconocida pero puede ser alta (mayor a 100 mD) basados en gastos de gas iniciales cercanos a 453,000 m<sup>3</sup> (16 MMPCD).

Yacimiento secundario: En la caliza Sinbad del Triásico se probó la formación Moenkopi con 76,000 m<sup>3</sup> (2.7 MMPC) de gas CO<sub>2</sub>, pero nunca fue producida. La caliza Sinbad es típicamente un yacimiento de baja porosidad y baja permeabilidad con espesores que rondan desde los 15 hasta los 48 m (50 a 150 pies) en el área de Farnham Dome (1,400 m de profundidad). Las pruebas con altos flujos de gas indican que el fracturamiento puede ser un importante componente del yacimiento. La roca sello es el miembro más arriba de la formación Moenkopi que está compuesta por intercalaciones de lutita roja y arenisca.

### **Big Piney – La Barge, Wyoming**

Área: 3,500 Km<sup>2</sup>

Profundidad promedio: 4,500 m.

Litología del yacimiento: formación somera de la caliza dolomitizada Madison del mississippiano; (yacimiento predominantemente dolomítico).

Espesor neto: 136 m (459 pies), espesor promedio del intervalo saturado con gas.

Litología el sello: Depósitos Sabka Madison superior con una brecha Karst en la cima cubiertos con una arena Weber del Pensilvaniano.

Composición del gas: 1-22% HC's, 66-90%+ CO<sub>2</sub>, 7% N<sub>2</sub>, 4.5% H<sub>2</sub>S, 0.5% He.

Porosidad y permeabilidad: Porosidad en un rango del 6 al 12%.

Reservas Totales: se estima que puede ser de 134 BPC.

Comentarios adicionales: El o los yacimientos comprenden las unidades federales Lake Ridge, Fogarty Creek, Graphite y Tip Top. La trampa es un anticlinal alargado con una relativamente importante pendiente sobre su costado oeste donde está limitada por una falla inversa con pendiente este. El gas es producido

a la planta de gas Shute Creek con una capacidad de 17 millones de m<sup>3</sup> por día (600 MMPCD). El gas es típicamente 2/3 de CO<sub>2</sub>. Generalmente, 2.8 millones de m<sup>3</sup> por día (100 MMPCD) son bombeados al campo petrolero Rangely en Colorado y 2 millones de m<sup>3</sup> por día (75 MMPCD) son bombeados a los campos petroleros Lost Soldier y Wertz en Wyoming, para recuperación terciaria de aceite. Alrededor de 6.4 millones de m<sup>3</sup> por día (225 MMPCD) son ventilados a la atmósfera. Como el CO<sub>2</sub> comienza a ser reciclado en los campos con recuperación terciaria, más CO<sub>2</sub> está siendo ventilado a la atmósfera debido a la falta de mercado.

### **Gordon Creek.**

#### Yacimiento de las arenas White Rim

Área del yacimiento: 34 Km<sup>2</sup>

Profundidad promedio: 3,900 m

Litología del yacimiento: Arena White Rim del pérmico

Espesor neto: 150 a 200 m; 50 m de de espesor neto aprovechable.

Litología del sello: dolomía (dolomía Black Box del pérmico)

Composición del gas: 98.82% de CO<sub>2</sub>, 1.03% N<sub>2</sub>, 0.01% de O<sub>2</sub>, 0.14% de CH<sub>4</sub>.

Historia de producción: ninguna.

Características porosidad – permeabilidad: 8 a 12% de porosidad intergranular y porosidad de fracturas (la permeabilidad es desconocida).

#### Formación Moenkopi, Miembro caliza Sinbad.

Área del yacimiento: 34 Km<sup>2</sup>

Profundidad promedio: 3,340 m

Litología del yacimiento: Miembro caliza Sinbad de la formación triásica Moenkopi.

Espesor neto: de 15 a 18 m; 7 m espesor aprovechable.

Litología del sello: areniscas y lutitas (miembro Torrey de la formación Moenkopi).

Composición del gas: 99.5% de CO<sub>2</sub>, 0.1% de CH<sub>4</sub>, 0.1% de C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, 0.1% fracciones más altas, 0.01% de trazas de He y Ar.

Historia de producción: ninguna.

Características porosidad – permeabilidad: 6% de porosidad intercrystalina y porosidad de fractura (permeabilidad desconocida).

Comentarios adicionales: El campo Gordon Creek fue descubierto en 1947 con la terminación de la unidad No. 1 de Gordon Creek, realizado por Pacific Western Oil. El gas fluyó con un gasto estimado de 252 m<sup>3</sup> (8.9 MMPC) y 240 m<sup>3</sup> (8.5 MMPC) por día desde la arena del pérmico White Rim y el miembro caliza Sinbad respectivamente, ambos de la formación triásica Moenkopi. El White Rim es un depósito de dunas eólicas. El sinbad es un carbonato denso de grano fino depositado en medio marino cercano a la costa. Los altos gastos de estas unidades sugieren la presencia de extenso fracturamiento.

La trampa es un anticlinal con orientación noreste – suroeste de aproximadamente 14.5 Km de largo por 8.1 Km de ancho La estructura tiene aproximadamente 150 m de cierre sobre la superficie. Una zona de fallas subparalelas al eje estructural ha desarrollado un graben dividiendo el anticlinal. La separación estratigráfica sobre las fallas ronda entre los 15 y 30 m. La mayoría de las fallas (si no todas) en el área de Gordon Creek cuentan con un distanciamiento base en la sección de evaporitas en las lutitas jurásicas Arapien.

No ha habido producción de CO<sub>2</sub> del campo Gordon Creek debido tanto a la falta de una línea como a la falta de mercado para el gas. Sin embargo, la recuperación estimada de CO<sub>2</sub> de la arena White Rim y de la caliza Sinbad es de alrededor de 4,000 millones de m<sup>3</sup> (140,000 MMPC) de gas.

## **Escalante, UTAH.**

### Arena Cedar Mesa.

Área del yacimiento: 150 Km<sup>2</sup>.

Profundidad promedio: 960 m.

Litología del yacimiento: Arena pérmica Cedar Mesa

Espesor neto: 387 m; 185 m de arena neta.

Litología del sello: Lutita (formación pérmica Organ Rock)

Composición del gas (mezcla de varias formaciones): 96.1 – 93.1% de CO<sub>2</sub>, 2-5.5% de N<sub>2</sub>, 0-0.2% de O<sub>2</sub>, 0.7-0.4% de CH<sub>4</sub>, 0.2% C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, 0.1% de C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>, 0.1% de Ar, 0.1-0.3% de He, 0-0.4% de H<sub>2</sub>.

Historia de producción: Ninguna.

Características porosidad – permeabilidad: 12-16% de porosidad intergranular y porosidad de fractura, permeabilidad desconocida.

### Formación Toroweap

Área del yacimiento: 150 Km<sup>2</sup>

Profundidad promedio: 787 m

Litología del yacimiento: Dolomías con intercalaciones de arenas y lutitas, de la formación pérmica Toroweap.

Espesor neto: 120 m

Litología del sello: Lutitas y carbonatos impermeables (dentro de la formación pérmica Toroweap)

Composición del gas (mezcla de varias formaciones): Ver la composición del gas de la arena Cedar Mesa.

Historia de producción: ninguna.

Características porosidad – permeabilidad: 6-8% de porosidad intergranular y porosidad de fractura, permeabilidad desconocida.

### Arena White Rim

Área del yacimiento: 150 Km<sup>2</sup>

Profundidad promedio: 787 m

Litología del yacimiento: Arena pérmica White Rim

Espesor neto: 120 m

Litología del Sello: Dolomía (caliza pérmica Kaibab)

Composición del gas (mezcla de varias formaciones): Vea la composición del gas de la arena Cedar Mesa.

Historia de producción: Ninguna.

Características porosidad – permeabilidad: 6-8% de porosidad intergranular y porosidad de fractura, permeabilidad desconocida.

#### Caliza Kaibab.

Área del yacimiento: 150 Km<sup>2</sup>

Profundidad promedio: 720 m

Litología del yacimiento: Caliza y dolomía, caliza pérmica Kaibab.

Espesor neto: 85 m

Litología del sello: Carbonatos impermeables (dentro de la caliza pérmica Kaibab y el miembro Timpoweap de la formación triásica Moenkopi).

Composición del gas (mezcla de varias formaciones): Ver la composición del gas de la arena Cedar Mesa.

Historia de producción: Ninguna.

Características porosidad – permeabilidad: 6-8% de porosidad intergranular y porosidad de fractura, permeabilidad desconocida.

#### Miembro Timpoweap de la formación Moenkopi.

Área del yacimiento: 150 Km<sup>2</sup>

Profundidad promedio: 691 m

Litología del yacimiento: Caliza y dolomía con intercalaciones de arenas, miembro Timpoweap de la formación triásica Moenkopi.

Espesor neto: 25 m

Litología del sello: Lutitas (miembro superior de la formación Moenkopi).

Composición del gas (mezcla de varias formaciones): Vea la composición del gas de la arena Cedar Mesa.

Historia de producción: Ninguna.

Características porosidad – permeabilidad: 4-5% de porosidad intergranular y porosidad de fractura, permeabilidad desconocida.

#### Miembro Shinarump de la formación Chinle.

Área del yacimiento: 150 Km<sup>2</sup>

Profundidad promedio: 418 m

Litología del yacimiento: Arenas de grano grueso, miembro Shinarump de la formación triásica Chinle.

Espesor neto: 69 m

Litología del sello: Lutitas (miembro superior de la formación Chinle).

Composición del gas (mezcla de varias formaciones): vea la composición de la de la arena Cedar Mesa.

Historia de producción: Ninguna.

Características porosidad – permeabilidad: 4-8% de porosidad intergranular y porosidad de fractura, permeabilidad desconocida.

Comentarios adicionales: El campo Escalante fue descubierto en 1960 cuando Phillips Petroleum perforó y probó el pozo de CO<sub>2</sub> Escalante No.1. Sin embargo, la terminación de este pozo y dos más tarde estuvieron llenas de problemas mecánicos hasta que las pruebas en las secciones del pérmico y del triásico fluyeron CO<sub>2</sub> a altos gastos. En 1983, Mid-Continent Oil and Gas Reserves Inc., perforaron satisfactoriamente el pozo Charger No. 1 a una profundidad total de 1,050 m. La prueba del pozo con apertura total tuvo un gasto de 3.5 millones de m<sup>3</sup> (124 MMPC) de gas por día desde una sección productiva del pérmico y del triásico a 600 m. Los altos gastos de esta sección sugieren la presencia de grandes zonas fracturadas en una parte relativamente somera del campo.

### **Yacimientos en Grecia.**

El depósito de CO<sub>2</sub> gaseoso Florina está muy cerca de la frontera con FYROM. Este campo está localizado en arenas fluviales del Mioceno con capas de rocas de arcilla y mármol. Una gran cantidad de sedimentos rellenan la porción NNE-SSW de un graben intramontañoso bordeado por rocas metamórficas (principalmente mármoles) hacia el este y, rocas plutónicas y metamórficas hacia el borde oeste. La explotación comercial como una industria de gas la comenzó en 1980 *Air Liquide Hellas*, pero fue incrementada durante la década pasada, con una producción anual promedio de 20,000 t de CO<sub>2</sub>.

## Yacimientos en Hungría.

El campo de CO<sub>2</sub> Mihalyi, descubierto en 1933, está localizado en la subcuenca Kisalfold de la cuenca del "Pannonian sea". La estructura que soporta al gas está en un increíble bajorrelieve del basamento del paleozoico por arriba de los 1,100 y hasta los 1,300 m de la cubierta sedimentaria del neoceno. El yacimiento de CO<sub>2</sub> tiene 10 niveles. El más bajo está en el paleozoico temprano en ilitas, esquistos, y pizarras fracturadas. Dos capas productoras existen en la mitad derecha del sinclinal en una secuencia de arenitas calcáreas del mioceno pero el mejor yacimiento de gas está más a la derecha de la pendiente delta del mioceno tardío y frente a las areniscas sobre el flanco de la cresta del basamento. Las capas neogénicas arriba de la cima del basamento forman un sutil anticlinal, estructura que, junto con los cambios laterales de litología, forman la trampa para la acumulación del gas. El extenso plano delta y las lutitas lacustres y sílicas proveen el sello. A pesar de la subsiguiente erosión regional del cuaternario, no existen rastros de migración del gas que hayan sido detectados en superficie. La reserva total de CO<sub>2</sub> del Mihalyi fue de 10.766 millones de m<sup>3</sup> (381 MMPC) para el primero de enero del 2000. La producción anual es de alrededor de 58,000 m<sup>3</sup> (2.05 MMPC). En algunas áreas, combustibles gaseosos aparecen junto con el CO<sub>2</sub>. Matra derecske es una pequeña villa al norte de Hungría en las tierras de las montañas Matra (eoceno andesítico), donde aparecen emanaciones de CO<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub> naturalmente. El eoceno andesítico, el "tuff" andesítico y los aglomerados andesíticos conforman el basamento, el cual se encuentra a una profundidad de 600 a 800m como bloques afallados. La andesita está cubierta por caliza del eoceno y arena sílica del oligoceno medio y capas de arenisca. En estas áreas donde la andesita está por arriba la roca sello es de solo unos pocos metros de espesor. Los gases originales migraron hacia arriba a través de las fracturas tectónicas de la andesita (NNE - SSW, distribución de fallas más importantes), pero las capas que la cubren pueden modificar las rutas de migración y mandar los gases en direcciones laterales a lo largo de camas planas. El acuífero también impide que el gas se escape a la superficie. Como el CO<sub>2</sub> es fácilmente diluible en agua, se presentan muchas aguas minerales ricas en CO<sub>2</sub> en el área.

### **Yacimientos en Rumania.**

Los pozos perforados en Rumania desde 1943 han revelado hasta la fecha yacimientos de gas asociado y libre con contenidos de CO<sub>2</sub> en rangos desde el 45% mol hasta 99% mol. La mayoría de los pozos abrieron solo parte del yacimiento, después fueron abandonados y por ello, la información concerniente de los yacimientos está incompleta. Dependiendo del contenido de CO<sub>2</sub>, una pequeña cantidad es licuada y enviada como CO<sub>2</sub> comercial. El gas es purificado y entregado para ser usado en síntesis química o en las operaciones de estimulación de pozos.

Cinco yacimientos del oeste de Rumania contienen alrededor de 98% mol de CO<sub>2</sub>, mientras que en el resto de los yacimientos el contenido de CO<sub>2</sub> está en una rango de entre 40% mol y 10% mol, el contenido restante son hidrocarburos, principalmente metano.

## 4 PROCESOS DE LA EXPLOTACIÓN

La decisión de explotar un yacimiento de CO<sub>2</sub> es tomada después de hacer y responder muchas interrogantes, tales como: ¿Cuánto CO<sub>2</sub> hay en esta formación? ó ¿Cómo lo puedo utilizar? ó desde luego ¿Es rentable? y ¿qué tanto? Sin embargo, se puede suponer que la vida de un proyecto de esta naturaleza inicia en el proceso mismo de la exploración de yacimientos. Por ello es muy fácil concluir que las primeras actividades para descubrir Hidrocarburos sean también las mismas que para descubrir CO<sub>2</sub>, aunque se puede decir que esto último es de manera accidental. Hace muchos años, cuando se iniciaba la explotación del petróleo, al descubrir yacimientos de gas lo que se hacía era ignorarlo y taponarlo. Con el CO<sub>2</sub> sucedía lo mismo solo que se sigue practicando en muchos lugares. Esto debe cambiar, pues este recurso aunque en sí mismo es muy poco valioso (por no ser fuente de energía, por no ser bueno para la salud, por contaminar el medio ambiente, etc.) resulta muy útil en los procesos de EOR. Todo ello hace que los proyectos de la explotación de CO<sub>2</sub> a escala masiva sean también parte de los proyectos de explotación de aceite. El proceso para explotar un yacimiento de CO<sub>2</sub> se puede resumir en los siguientes pasos:

1. Descubrimiento y valoración
2. Desarrollo de los campos
3. Producción
4. Procesamiento y almacenamiento
5. Transporte
6. Inyección (Proyecto EOR-CO<sub>2</sub>)

No podemos solamente pensar que la explotación es extraer el recurso, pues esto por si solo no vale, tenemos que inyectarle capital y trabajo para que el recurso sea útil y tenga valor. Esto es fácil de entender si se ve desde un punto de vista comercial simple, es decir, pensar en el valor agregado.

## 4.1 Descubrimiento y valoración

Como antes mencionamos, podemos decir que descubrir un yacimiento de CO<sub>2</sub> se da de manera fortuita, sin embargo, el ingeniero tiene como obligación no pensar nunca de manera negativa o pesimista, pues estaría destinado al fracaso. Las maneras más comunes de darse cuenta de que lo que se tiene en una formación es CO<sub>2</sub> son variadas pero mencionaremos algunas para ejemplificarlas.

**Manifestaciones superficiales.** Cuando se presenta una bolsa de gas durante la perforación y esta no se comporta como una bache gaseoso de gas natural, es decir, que al calcular su volumen resultaba menor que el esperado y por tanto hay algunos problemas para controlar el brote.

**Registros de pozos.** Son un medio muy eficaz para saber el contenido de los poros. Un registro mostrará un patrón de comportamiento diferente a los comunes en caso de que haya presencia de CO<sub>2</sub>.

**Análisis cromatográficos.** Las muestras de fondo son tal vez la mejor fuente para saber con gran precisión cual es la composición y cantidad de CO<sub>2</sub> que pueda existir. Además de ser un paso casi obligado durante los estudios de yacimiento.

La cuantificación del CO<sub>2</sub> en una formación se puede realizar mediante la aplicación de cualquier método convencional tales como ecuación de balance de materia, método volumétrico, métodos probabilísticos, etc. Así mismo se puede realizar una prueba de presión, tal y como se diseña para un yacimiento de gas, en el caso de no contar con más pozos. Todos estos métodos van de la mano con los resultados de la sísmica aplicada antes de iniciar las perforaciones.

Un yacimiento de gas puede contener cantidades muy azarosas de CO<sub>2</sub>, por lo que evaluar y valorar su utilidad y todo lo que intervenga para hacerlo útil es

de suma importancia, de esta manera se debe tener una gran habilidad para cuantificarlo y saber que se necesita hacer en caso de que el contenido de CO<sub>2</sub> en la mezcla sea bajo. Por ejemplo, se necesitaría una pequeña planta para separar el CO<sub>2</sub> del metano y los demás componentes, así también se multiplicarían las distancias de líneas necesarias, etc.

## **4.2 Producción**

Los yacimientos naturales de CO<sub>2</sub> que actualmente se encuentran en explotación están destinados a proyectos de EOR en sus diferentes modalidades. Esto quiere decir que invariablemente todas las actividades destinadas para la producción del CO<sub>2</sub> se deben tomar como un subproceso de la explotación de yacimientos de hidrocarburos líquidos, aunque existen proyectos en donde se ha planteado la inyección de CO<sub>2</sub> en yacimientos de gas, lo cual es denominado EGR.

Por razones prácticas llamaremos producción a la etapa que se destina a la mera extracción del CO<sub>2</sub> y no a todo el procesamiento que se le debe dar para ponerlo a condiciones de transporte e inyección en EOR.

En esta sección solo veremos cuales son las características operativas que deben variarse en los pozos para lograr una elevación adecuada del CO<sub>2</sub>. Se habla además de las distribuciones de las instalaciones adecuadas de los pozos productores.

### **4.2.1 Caracterización del yacimiento**

Viendo la explotación del CO<sub>2</sub> de manera general, se trata nada más de explotar un recurso del subsuelo así como los acostumbrados. De esta manera podemos darnos cuenta fácilmente que la caracterización es un estudio que involucra las diferentes actividades convencionales conocidas, es decir, que está conformada por la elaboración de su historia geológica, el estudio de los datos superficiales, la columna geológica, las correlaciones entre pozos, las historias de

presión-producción, las pruebas del pozo, los análisis de registros, etc., con el fin de conocer a detalle al yacimiento.

#### **4.2.2 Acondicionamiento de pozos y localizaciones**

Es importante reconocer que, cuando en una zona se localizan el o los primeros pozos de la potencial explotación de un yacimiento de CO<sub>2</sub>, se deberá continuar con el desarrollo del mismo, es decir perforar pozos delimitadores y posteriormente los pozos de desarrollo, de manera prácticamente idéntica que cuando se explotan HC's. ¿Por que prácticamente idéntica? Puede haber casos en donde el CO<sub>2</sub> extraído requiera de poco o nulo tratamiento y esto permitiera que el CO<sub>2</sub> pase por una unidad de procesamiento muy pequeña y sea inyectado en un yacimiento muy cercano a dicho pozo y esto repercutiría en la red de recolección. Cabe señalar que en el proyecto total el costo de la red de recolección sería quizás uno de los rubros menores, pues su longitud puede variar en unos pocos kilómetros, mientras que el ducto que llevará el gas al yacimiento en donde será inyectado puede tener cientos de kilómetros además de que por su diámetro y condiciones operativas requerirán mayores gastos.

En cuanto al aspecto técnico es importante considerar que se han diseñado gran variedad de accesorios y árboles de producción para pozos de CO<sub>2</sub>, los cuales presentan diferentes características que les ayudan a prevenir problemas muy importantes como lo es la corrosión.

### **4.2.3 Condiciones operativas de los pozos**

Para definir las condiciones a las que operarán los pozos productores de CO<sub>2</sub> es necesario acotar cuales son las características más importantes de esta etapa. Y no cabe duda que establecer e identificar las presiones de trabajo tanto en el fondo, en la cabeza, en el separador, etc. Así como entender el comportamiento de fase de la mezcla producida y sus variaciones de temperatura en todos los puntos del SIP (sistema integral de producción) son primordiales para el diseño y selección de las instalaciones superficiales de producción.

#### **Características del pozo produciendo**

La producción de la mezcla de gas involucra un rango de presiones y temperaturas en el sistema de pozo que pueden atravesar la región bifásica (líquido / gas). Un diagrama Presión – Entalpía de CO<sub>2</sub> (Fig. 4.2.3.1) es usado para describir la trayectoria termodinámica de 3 situaciones: A) pozos de pobre producción, B) pozos de buena producción y C) pozo cerrado. Un buen pozo productor es definido como aquel en donde el 95% o más de las caídas de presión desde el yacimiento a la superficie ocurren por pérdidas de presión tanto en la cabeza como en la tubería de producción, así como por la fricción con la tubería (el 5% o menos de las caídas de presión ocurren en el yacimiento). Un pozo pobre está definido como aquel en donde una porción significativa de las caídas de presión ocurre dentro del yacimiento antes de llegar al fondo del pozo.

El punto 1 en la Fig. 4.2.3.1 representa un ejemplo de condiciones iniciales de un yacimiento, solo existe gas o fase vapor a 52.22 °C (126°F) y 1465 psi. El punto 1 está en la región de vapor por que la temperatura es más grande que los 31.11 °C (88°F) de la temperatura crítica.

Considere la condición del gas remanente dentro del yacimiento durante la despresurización. Este gas tiende a enfriarse por expansión, pero recibe calor de la roca del yacimiento que mantiene constante la temperatura del gas. Luego la entalpía del gas se incrementa hasta la presión de despresurización siguiendo la trayectoria desde el punto 1 hasta el punto 2.

### **A) Pozos de pobre producción.**

Siguiendo con el ejemplo anterior, un pozo de pobre producción de un yacimiento sería producido en unas 350 psi del sistema separador y requeriría una presión de operación en la cabeza de aproximadamente 400 psi. Los requerimientos en la cabeza, excluyendo la fricción en la tubería de producción, para elevar CO<sub>2</sub> puro de 26.67 °C (80°F) y a 1,066.80 metros (3,500 pies), es de aproximadamente 45 psi, lo que se obtiene si se elaboran graficas de presión en la cabeza contra presión en el fondo basados en un vapor con 100 %mol de CO<sub>2</sub> para la profundidad del yacimiento (Fig. 4.2.3.2), así resulta una presión de producción en el fondo mínima de 445 psia para un pozo pobre aproximándose a gastos de producción infinitamente bajos. Como se muestra en la Fig. 4.2.3.1, la expansión del CO<sub>2</sub> es de 1465 a 445 psia, desde el comportamiento bifásico siguiendo la entalpía sin cambios, y resultando en una temperatura de -1.11 °C. Sin embargo debido a que el gas puede ser calentado por la roca del yacimiento durante la expansión, el estado gaseoso de un pozo pobre es explicado en la siguiente trayectoria ilustrada desde el punto 1 al 3 en la Fig. 4.2.3.1. Esta línea incluye la expansión en el fondo del pozo hasta las condiciones en la cabeza. Los pozos más pobres que se aproximan a gastos de producción infinitamente bajos exhiben características de la trayectoria del punto 1 al punto 2. Así pues un pozo pobre no producirá CO<sub>2</sub> líquido, debido a la trayectoria de producción remanente en la fase vapor hasta el lado derecho de la envolvente bifásica. Los requerimientos iniciales de compresión son más grandes para pozos pobres que para pozos buenos debido a la presión operativa más baja del separador.

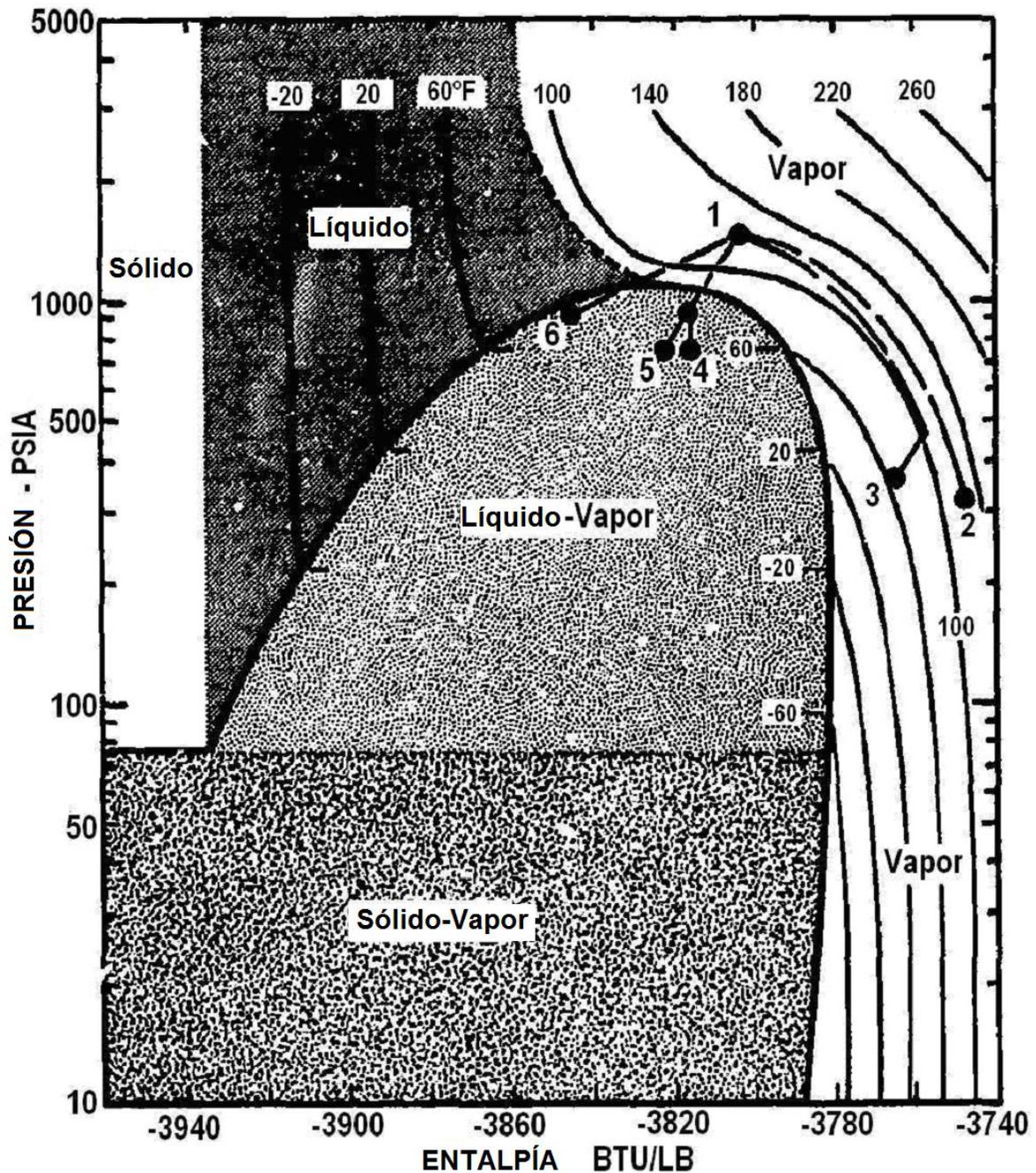


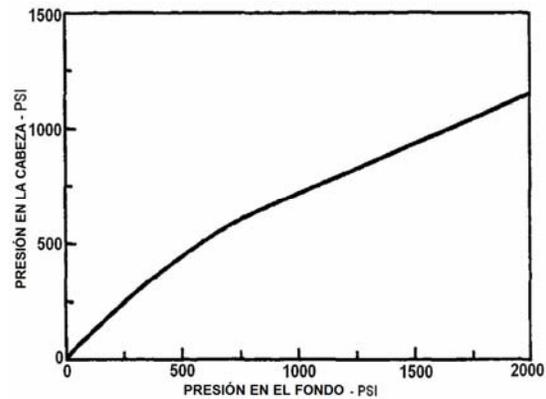
Fig. 4.2.3.1 Diagrama Presión – Entalpía para el CO<sub>2</sub>.

**B) Pozos de buena producción.**

Un buen pozo productor exhibe pequeñas caídas de presión del yacimiento. Al investigar los problemas de producción de este tipo de pozos hay casos limitados sin caída de presión. Estos pozos serían producidos en un sistema de separación a unas 750 psi para reducir la presión de 1465 psi, la presión en la

cabeza de pozos cerrados es de 950 psi para un pozo sin caídas de presión del yacimiento, 170 psi están disponibles (920-750) para el control de válvulas y la fricción en la tubería. La trayectoria 1 a 4 de la Fig. 4.2.3.1 representa un pozo estrangulado. La trayectoria 1 a 5 indica un pozo con separador inundado. Estas trayectorias representan el comportamiento de fases de los fluidos producidos a condiciones iniciales.

El proceso de elevar la producción hasta la superficie está muy cerca de ser Isoentrópico. Lo cual ocasiona que el gas producido pierda entalpía y al final de los puntos 4 al 5 resida dentro de la envolvente bifásica. Pruebas indican que llega como a 40 %mol de líquidos. El equipo de procesamiento, además, debe acomodarse para ambas fases de CO<sub>2</sub>, líquida y vapor.



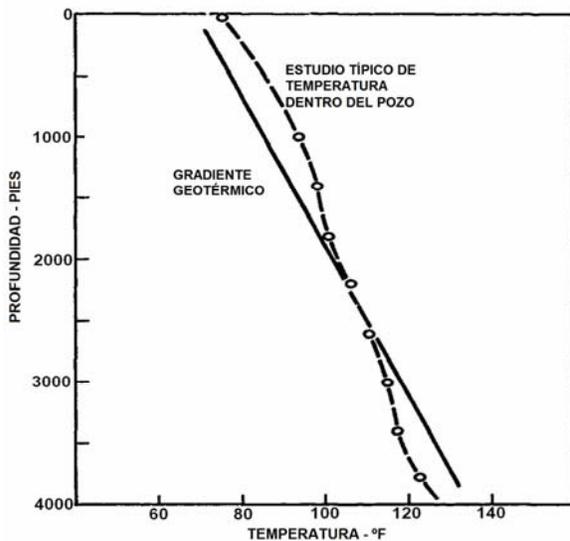
**Fig. 4.2.3.2  $P_{wh}$  contra  $P_{wf}$**

La trayectoria de los pozos pobres que van de 1 a 2 y la trayectoria de los buenos pozos que van de 1 a 5 representan las condiciones límites para los pozos. Como en la transición del yacimiento el gas in-situ incrementa en entalpía específica, para cambiar al punto final de un pozo bueno se tiende a la derecha y se reduce la cantidad de CO<sub>2</sub> líquido producido. Eventualmente no será producido CO<sub>2</sub> líquido.

### **C) Pozo cerrado**

Un pozo cerrado se estabiliza en superficie cerca de las 950 psia y a una temperatura por debajo de la crítica de 31.11 °C (88°F). La trayectoria de 1 a 6 mostrada en el diagrama Presión – Entalpía (Fig. 4.2.3.1) representa un pozo cerrado. Esta trayectoria inicia en la región de vapor, la temperatura cae por debajo de la crítica y eventualmente entra en la región bifásica al final, en el punto 6, lo cual representa las condiciones cerca de la cabeza del pozo. Esto es, una

densidad mayor de CO<sub>2</sub> líquido existente en la porción más elevada de la tubería de producción y una densidad más baja de vapor de CO<sub>2</sub> en la porción más baja. La Fig. 4.2.3.3 es un ejemplo típico del estudio de temperatura de pozo cerrado en la unidad Sheep Mountain. Valores del estudio de temperatura casi idénticos pueden ser encontrados en otros pozos cerrados. Note el enfriamiento en el fondo del agujero y el calentamiento cerca de la superficie y como está representado por la desviación del gradiente térmico. Diferencias en la fase líquida y vapor del CO<sub>2</sub> pueden ser observadas cuando abrimos un pozo a producción. El equipo de producción o los procedimientos operacionales deben ser preparados para manejar estos baches de líquido en el arranque. La desviación de los estudios de temperatura en un pozo cerrado y estabilizado con respecto al gradiente térmico en la Fig. 4.2.3.3 indican una convección continua de fluidos dentro del pozo.



**Fig. 4.2.3.3 Gradiente de temperatura**

La Fig. 4.2.3.4 es un ejemplo del estudio del gradiente de temperatura y presión en un pozo cerrado. Las líneas identificadas por los triángulos sobre el gradiente estudiado son los dos posibles gradientes para la fase de CO<sub>2</sub> que exista a la presión y temperatura en algún punto. La Fig. 4.2.3.4 muestra un bache de líquido desde los 365 m (1200 pies) hasta los 594 m (1950 pies) en el pozo.

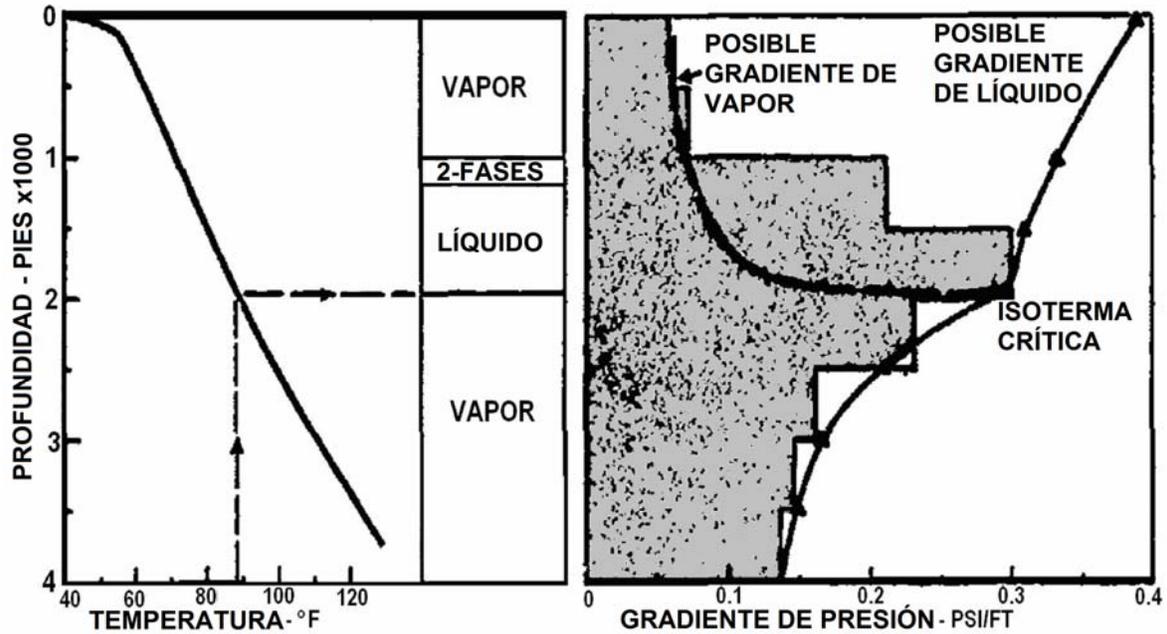
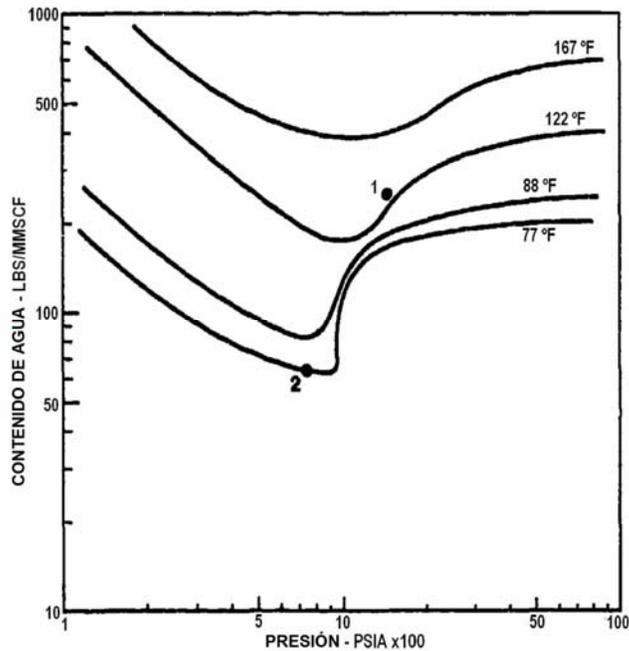


Fig. 4.2.3.4 Gradients de P y T en un pozo cerrado.

### Producción de agua

A excepción de los pozos perforados dentro o debajo del contacto gas-agua, la producción de agua deberá ser aproximadamente igual al cambio en la saturación de agua contenida en el  $\text{CO}_2$ . La Fig. 4.2.3.5 muestra la saturación de agua contenida en el  $\text{CO}_2$  en lb/pié cúbico estándar sobre presión-temperatura. Por ejemplo, el contenido de agua a condiciones de yacimiento es de 250 lb/MMPC (punto 1 en Fig. 4.2.3.5). Una presión del separador de 750 psi y una temperatura de 25.00 °C (77°F; punto 2) permiten 65 lbm/MMPC para permanecer en equilibrio dejando 185 lbm/MMPC (0.5 bbl/MMPC) de agua libre para ser descargada en el separador.



**Fig. 4.2.3.5**

Además uno esperaría condensados producto del agua a ser tratada, los análisis del agua de las pruebas cortas de producción han indicado algo de producción de salmueras. Se piensa que la fuente de esta salmuera es el filtrado del lodo de los fluidos de terminación; sin embargo, cualquier agua que llegara a estar libre en la roca del yacimiento puede precipitar sales en su viaje al fondo del pozo. La producción de agua contiene contaminantes que serán depositados de manera apropiada en taques de almacenamiento de agua producida y transportada en camiones.

El control de la corrosión en el equipo de producción debe considerar protección contra humedad por agua, y ácidos carbónicos de bajo pH conteniendo cloro. El uso de acero inoxidable avanza con otros métodos de control de corrosión, tales como recubrimientos, inhibidores de corrosión y otras metalurgias que están siendo estudiadas para esta aplicación.

## Hidratos.

Los hidratos de  $\text{CO}_2$  comienzan a formarse por debajo de los  $12.78^\circ\text{C}$  ( $55^\circ\text{F}$ ) un buen pozo productor opera dentro de la región bifásica, en la Fig. 4.2.3.1 se alcanzará esta temperatura con una presión en la cabeza de 750 psi. Para prevenir la formación de hidratos, se determina una temperatura límite para la producción del pozo, cualquier pozo operando de cualquier forma es capaz de producir  $\text{CO}_2$  en fase líquida y debe ser producido a una presión de 700 psi o más para prevenir la formación de hidratos. Un pozo operando en la región de vapor, puede ser producido a una presión más baja, pero tan alta como la temperatura en la cabeza lo permita, siendo esta mayor a la temperatura de formación de hidratos.

## 4.3 Procesamiento

El proceso que debe seguirse para que el  $\text{CO}_2$  pueda estar en óptimas condiciones para ser manejado tanto en las líneas de transporte principales y en los pozos inyectores de cualquiera de las modalidades de EOR por  $\text{CO}_2$  es un tratamiento de purificación en una planta acondicionadora. La Fig. 4.3.1 muestra parte de la planta de procesamiento de Kinder Morgan Co. utilizada para el acondicionamiento del  $\text{CO}_2$  que se utiliza en el proyecto SACROC.



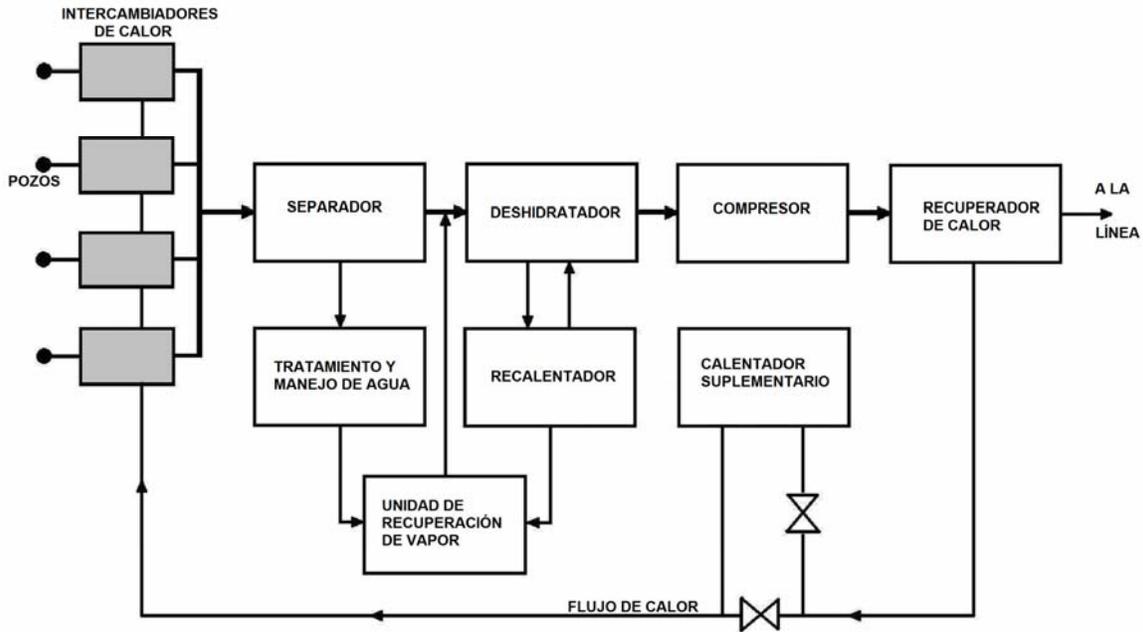
**Fig. 4.3.1** Planta de procesamiento de  $\text{CO}_2$ .

### 4.3.1 Características de un esquema de procesamiento base

El proceso de producción propuesto para dicha planta y así poder acoplar las condiciones del pozo, vaporizar CO<sub>2</sub> líquido, separar el agua libre, deshidratar, endulzar (si es necesario) y comprimir el gas a las presiones y temperaturas requeridas en las entradas de las líneas está mostrado en la Fig. 4.3.1.1. Los componentes principales del proceso de producción son: la vaporización, la separación, la deshidratación y la compresión. Los componentes auxiliares son: la recuperación de calor, los calentadores suplementarios y la recuperación de vapor.

Adicionalmente a los pasos antes mencionados existe uno que puede añadirse de manera opcional, pues resulta importante a la hora de diseñar la planta, este paso es el endulzamiento, etapa muy importante en el tratamiento del gas natural. Sin embargo a pesar de que el proceso básico que se explica en el trabajo no incluye esta etapa (el endulzamiento), será también explicado, sobre todo de manera conceptual, ya que, como veremos, la decisión de incorporar el endulzamiento dependerá en gran medida de la composición de la mezcla producida.

La producción de los pozos entra primero a los intercambiadores de calor a una temperatura mínima de, por ejemplo, 12.8°C (55 °F). Suficiente calor es añadido en los intercambiadores para vaporizar todo el CO<sub>2</sub> líquido y supercalentarlo para que en el subsiguiente choque dentro del manifold de producción y el separador no se permita que se formen CO<sub>2</sub> líquido o hidratos. El agua producida es descargada del separador bifásico hasta los tanques de almacenamiento para su eliminación. El tanque de almacenamiento está interconectado al sistema de recuperación de vapor para una recuperación flash del agua gaseosa.



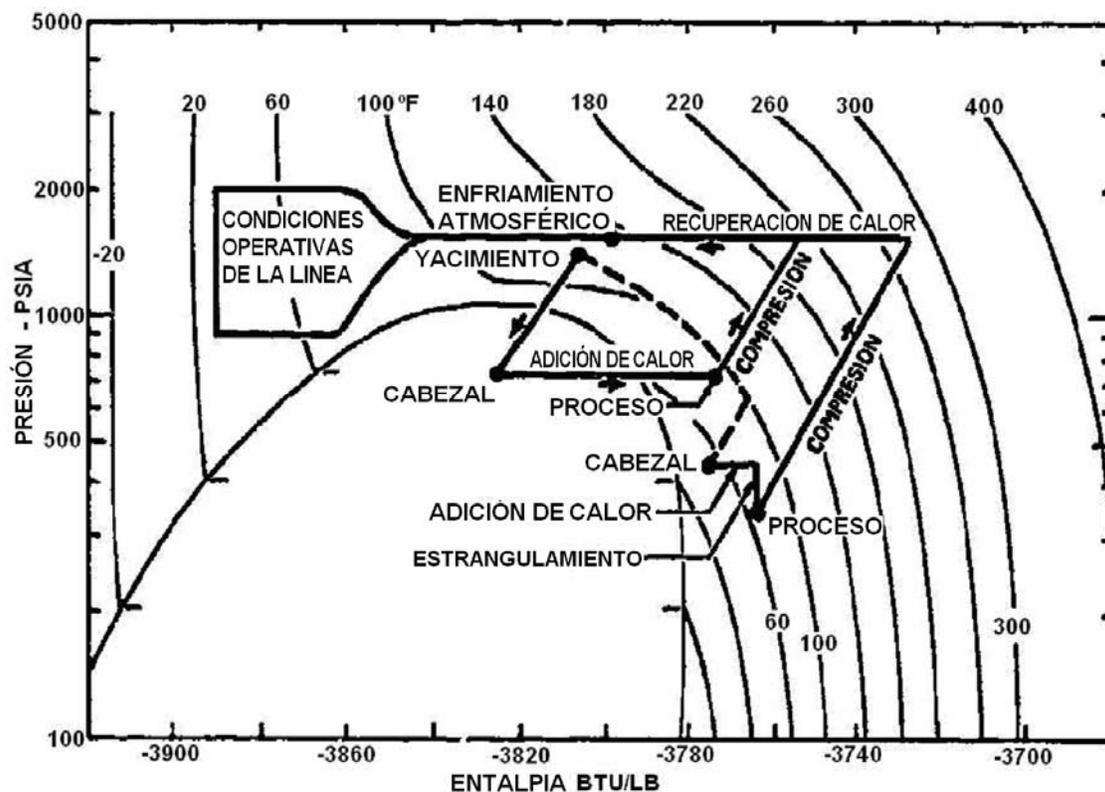
**Fig. 4.3.1.1 Proceso esquemático del tratamiento de CO<sub>2</sub>.**

El gas separado entra a una torre de deshidratación por glicol (o algún otro proceso) donde el contenido de agua es reducido a aproximadamente 24 lbm/MMPC o menos y es comprimida a la presión requerida de ingreso a la línea. El calor de la compresión, complementado con el de los calentadores eléctricos es usado para vaporizar la fracción de líquido dentro de la corriente de producción.

Los vapores regenerados del deshidratador son dirigidos a la unidad de recuperación de vapor donde el agua es removida por compresión y enfriamiento. Los vapores comprimidos son reintroducidos por el frente de la torre de deshidratación.

La Fig. 4.3.1.2 es un diagrama Presión – Entalpía que muestra la trayectoria durante la producción y procesamiento para una localización que contiene tanto pozos buenos como pobres. La presión de descarga de la localización está en función de las variables de operación de la línea y la elevación de la localización. La Fig. 4.3.1.2 describe las condiciones necesarias en los requerimientos para una presión de descarga de 1500 psia. Note que en el caso de un pozo bueno el calor requerido para la vaporización y el supercalentado es aproximadamente igual a la

cantidad de calor disponible para la recuperación, considerando que habrá pérdidas de calor en el intercambiador y en la transmisión, el calor suplementario será requerido para compensar estas pérdidas. En el caso de un pozo pobre los requerimientos de calor son bajos comparados con el calor disponible para la recuperación, resultando en exceso de calor disponible para el proceso. La reducción resultante de los requerimientos de calor suplementario dependerá de la mezcla de producción por tipo de pozo. Como se anotó previamente, la caída de presión en los pozos incrementa la entalpía de gas en el yacimiento y reduce los requerimientos de calor suplementario, eventualmente todos los pozos serán producidos en sistemas de baja presión y no será requerido calor suplementario.



**Fig. 4.3.1.2 Trayectorias termodinámicas desde las condiciones iniciales en el yacimiento, el procesamiento, la compresión y la recuperación hasta las condiciones operativas en las líneas.**

Para comenzar a entender el procesamiento del CO<sub>2</sub> es necesario conocer sus características tal y como lo encontramos en el yacimiento, aunque conocer sus propiedades como un gas puro no está demás. La siguiente tabla es ejemplo de los resultados de un análisis cromatográfico de un fluido producido en México.

Pozo: Loma del pozo 104		
Fecha del análisis: 24/12/2003		
COMPONENTES		% MOL
Hexano +P	C <sub>6</sub> + P	0.13
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	0.54
Metano	C <sub>1</sub>	5.83
Bióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	92.66
Etano	C <sub>2</sub>	0.63
Ácido Sulfhídrico	H <sub>2</sub> S	0.00
Propano	C <sub>3</sub>	0.25
Isobutano	iC <sub>4</sub>	0.03
Butano normal	C <sub>4</sub>	0.08
Isopentano	iC <sub>5</sub>	0.02
Pentano normal	C <sub>5</sub>	0.03
Peso específico		1.462
Peso molecular		42.36
Poder calorífico [BTU/ft <sup>3</sup> ]		82.66
Poder calorífico [kCal/m <sup>3</sup> ]		735.6
C <sub>3</sub> + licuables[Bls/MMPC]		4.07

### 4.3.2 Vaporización

Los intercambiadores de calor usados en las instalaciones de producción de gas son: de carcaza y tubos, de doble cilindro, de platos y estructura, tipo baño, de aire forzado y de fuego directo. A continuación se discutirán los conceptos básicos del dispositivo más usado, el de carcaza y tubos. La información que se presenta es solo una visión global de dicho tema en particular, pues para el diseño de intercambiadores (así como para los diferentes elementos del procesamiento del CO<sub>2</sub>), el cual incluye el dimensionamiento, los detalles del diseño y los procedimientos operativos entre otros, se requiere la consulta de expertos.

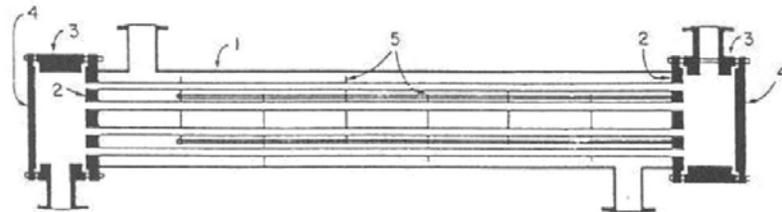
***Intercambiadores de carcaza y tubos.*** Son de forma cilíndrica y consisten en un empaquetamiento de tubos pequeños dentro de una cubierta de revestimiento. Tanto los empaquetamientos de tubos como la cubierta están diseñados para las presiones y temperaturas de los fluidos que manejarán. Además, la disposición de los tubos debe ser tal que los fluidos que están dentro del empaquetamiento y los que están dentro de la cubierta estén aislados completamente.

Los intercambiadores de carcaza y tubos son por mucho los tipos de intercambiadores más comunes en operaciones de producción. Pueden ser aplicados para servicios de transferencia de calor para líquido/líquido, líquido/vapor o vapor/vapor. En la Fig. 4.3.2.1 se muestran esquemas del intercambiador de cubierta y tubos.

El tipo más simple de intercambiador de calor de carcaza y tubos es el mostrado en la Fig. 4.3.2.1A. Las partes esenciales son: la carcaza (1), equipada con dos boquillas y que tiene láminas de tubos (2) en ambos extremos, las cuales también sirven como pestañas para adjuntar los dos canales o cabezas (3) y sus respectivas cubiertas de canal (4). Los tubos son expandidos en el interior de ambas láminas de tubo y son equipadas con baffles transversales (5) para soportar a un lado de la carcaza. El cálculo de la transferencia de calor efectiva está basado en la distancia entre las caras interiores de las láminas de tubo, en vez de la longitud total de los tubos.

El intercambiador de carcaza y tubos mostrado en la Fig. 4.3.2.1B está considerado para operar en flujo contracorriente. A partir de la carcaza el fluido fluye atravesando los lados exteriores de los tubos. A menudo, para ordenar mantener una velocidad suficientemente alta en el tubo para evitar un flujo laminar e incrementar la transferencia de calor, el diseño es modificado de tal manera que el fluido pase a través de una fracción de los tubos en dos o más pasos sucesivos de la cabeza a la cabeza. Un ejemplo de un intercambiador de carcaza y tubo de doble paso está mostrada en la Fig. 4.3.2.1B.

Un intercambiador en el que el fluido dentro de la carcaza fluye en el único paso de carcaza y el fluido del tubo en dos o más pasos es llamado un intercambiador 1-2. Un solo canal es usado con una sola partición para permitir que el fluido del tubo entre y salga desde el mismo canal. En el extremo opuesto del intercambiador se coloca un bonete para permitir que el fluido del tubo atraviese desde el primer paso hasta el segundo. Como con todos los intercambiadores con láminas de tubo fijas, el lado exterior de los tubos es inaccesible para la inspección o limpieza mecánica. El lado interior de los tubos puede ser limpiado en el mismo lugar removiendo solo la cubierta del canal usando un limpiador rotatorio o una brocha de cable.



A) INTERCAMBIADOR DE CARCAZA Y TUBOS



B) INTERCAMBIADOR DE CARCAZA Y TUBOS MODIFICADO

**Fig. 4.3.2.1 Intercambiadores de calor.**

En la selección de un intercambiador, se deben conocer las ventajas y desventajas de cada tipo. Los tres tipos básicos de intercambiadores de carcaza y tubo son: El de lamina de tubo fijo, el de cabeza flotante y el de tubo U. la tabla siguiente da las comparaciones entre estos tres intercambiadores.

**RESUMEN DE INTERCAMBIADORES DE CALOR DE CARCAZA Y TUBO**

Tipo de intercambiador de calor	Ventajas	Desventajas	Comentarios
Tubo fijo	Menos costoso.	No se puede limpiar o inspeccionar la carcaza.	Son comúnmente usados fluidos y bajas diferencias de temperatura para limpiar la carcaza.
	Juntas escasas.  Tubos individualmente reemplazables.	El empaquetamiento es reemplazable.  Limitado para diferencias de temperatura de 200 °F (93°C) sin una junta de expansión de carcaza costosa.	Las cabezas tipo A y L son las más comunes.  Las cabezas tipo B y M son para diámetros mayores y altas presiones.
Cabeza flotante	Capacidad para manejar fluidos sucios y altas diferencias de temperaturas.	Más costoso que el de tubo fijo.	Las cabezas tipo T y W son menos costosas pero hay posibilidades de fuga de fluidos de la carcaza.
	La cabeza y los tubos pueden ser mecánicamente limpiados.  Tubos individualmente reemplazables.	Las juntas internas pueden provocar fugas.	La cabeza tipo P es más costosa; el tipo S es medianamente cara.
Tubo en U	Muy bajos costos incluso más bajos que los de tubo fijo.	El tubo no puede ser limpiado mecánicamente.	Comúnmente usada para altas diferencias de temperatura.
	Puede manejar expansión térmica.	Pocos tubos pueden ser instalados dentro de diámetros dados de carcaza.	Minimiza la posibilidad de contaminación de los fluidos del tubo con presiones más altas de fluido de la carcaza.
	Sin junta interna.	Dificultad para destrabar la junta del extremo del tubo U.	Las cabezas tipo B y U son las más comunes en el tubo U.
	El empaquetado es totalmente reemplazable.	No son reemplazables los tubos individuales.	

### 4.3.3 Separación de agua libre

Las razones principales por las que es importante efectuar una separación adecuada de líquido y gas son:

- Aunque el gas se transporte una cierta distancia para tratarlo, es conveniente eliminarle la mayor cantidad de líquido, ya que este ocasiona problemas, tales como: corrosión y abrasión del equipo de transporte, aumento en las caídas de presión y reducción en la capacidad de transporte de las líneas.
- El flujo de gas frecuentemente arrastra líquidos de proceso, como el glicol, los cuales se deben recuperar ya que tienen un valor considerable.

Entre los equipos utilizados con mayor frecuencia están:

**Separadores a baja temperatura.** Estos dispositivos se utilizan para la separación de gas y condensados, a baja temperatura, mediante una expansión. Están diseñados para manejar y fundir los hidratos que se puedan formar al disminuir la temperatura del flujo.

**Eliminadores.** Estos dispositivos se utilizan para eliminar los líquidos (hidrocarburos y agua) de una corriente de gas a alta presión. Se utilizan generalmente en los sistemas de separación a baja temperatura. Algunos eliminadores solo separan el agua de la corriente de gas.

**Depuradores.** Son dispositivos que se utilizan para manejar corrientes con muy altas relaciones gas – líquido. Se aplican también para separar gotas muy pequeñas de líquido suspendidas en corrientes de gas, ya que estas no son eliminadas generalmente por un separador ordinario. Dentro de este tipo específico de separadores están los depuradores de polvo y los filtros, que eliminan además de gotas pequeñas de líquido, el polvo arrastrado en la corriente de gas. Es muy recomendable instalar depuradores antes de las compresoras, con el fin de protegerlas de los daños que puedan causar las impurezas arrastradas por el gas.

## **Descripción y clasificación del equipo de separación.**

A continuación se describen las partes de un separador y los diferentes tipos de separadores, mencionando brevemente las características de operación de los separadores de dos y tres fases, en sus formas: horizontal, vertical y esférico.

Descripción de un separador.

Un separador consta de las siguientes secciones:

- Sección de separación primaria: La separación en esta sección se realiza mediante un cambio de dirección de flujo. El cambio de dirección se puede efectuar con una entrada tangencial de los fluidos al separador; o bien, instalando adecuadamente una placa desviadora a la entrada. Con cualquiera de las dos formas se le induce una fuerza centrífuga al flujo, con la que se separan grandes volúmenes de líquido.
- Sección de separación secundaria: En esta sección se separa la máxima cantidad de gotas de líquido de la corriente de gas. Las gotas se separan principalmente por la gravedad por lo que la turbulencia del flujo debe ser mínima. Para esto, el separador debe tener suficiente longitud. En algunos diseños se utilizan veletas o aspas alineadas para reducir aun más la turbulencia, sirviendo al mismo tiempo como superficies colectoras de gotas de líquido. La eficiencia de separación en esta sección, depende principalmente de las propiedades físicas del gas y del líquido, del tamaño de las gotas de líquido suspendidas en el flujo de gas y del grado de turbulencia.
- Sección de extracción de niebla: En esta sección se separan del flujo de gas las gotas más pequeñas de líquido que no se lograron eliminar en las secciones primaria y secundaria del separador. En esta parte del separador se utiliza en efecto de choque y/o la fuerza centrífuga como mecanismos de separación. Mediante estos mecanismos se logra que las pequeñas gotas de líquido, se recolecten sobre una superficie en donde se acumulan y forman gotas más grandes que se drenan a través de un conducto a la sección de

acumulación de líquidos o bien caen contra la corriente de gas a la sección de separación primaria.

- Sección de almacenamiento de líquidos: En esta sección se almacena y descarga el líquido separado de la corriente de gas. Esta parte del separador debe tener la capacidad suficiente para manejar los posibles baches de líquido que se pueden presentar en una operación normal. Además debe tener la instrumentación adecuada para controlar el nivel del líquido en el separador. Esta instrumentación está formada por un controlador y un indicador de nivel, un flotador y una válvula de descarga. La sección de almacenamiento de líquidos debe estar situada en el separador, de tal forma que el líquido acumulado no sea arrastrado por la corriente de gas que fluye a través del separador. A parte de las 4 secciones antes descritas, el separador debe tener dispositivos de seguridad tales como: una válvula de seguridad, un tubo desviador de seguridad y controles contra presión adecuados.

### Clasificación de Separadores

Los separadores pueden clasificarse por su forma y geometría en horizontales, verticales y esféricos, y para separar dos fases (gas – líquido) o tres (gas, aceite y agua). A los separadores bifásicos en cualquiera de sus geometrías se les acostumbra llamar separadores convencionales. Los separadores horizontales pueden estar formados por un tanque horizontal o bien por dos colocados uno encima del otro, a los primeros se les conoce como de simple barril y a los últimos de doble barril.

### **Separadores Verticales.**

Ventajas:

- Es fácil mantenerlos limpios, por lo que se recomiendan para manejar fluidos de pozos con alto contenido de lodo, arena o cualquier material sólido.

- El control de nivel de líquido no es crítico, puesto que se puede emplear un flotador vertical, logrando que el control de nivel sea más sensible a los cambios.
- Debido a que el nivel de líquidos se puede mover en forma moderada, son muy recomendables para flujos de pozos que producen por BN, con el fin de manejar baches imprevistos de líquido que entren al separador.
- Hay menor tendencia de revaporización de líquidos.

Desventajas:

- Son más costosos que los horizontales
- Son más difíciles de instalar que los horizontales
- Se necesita un diámetro mayor que el de los horizontales para manejar la misma cantidad de gas.

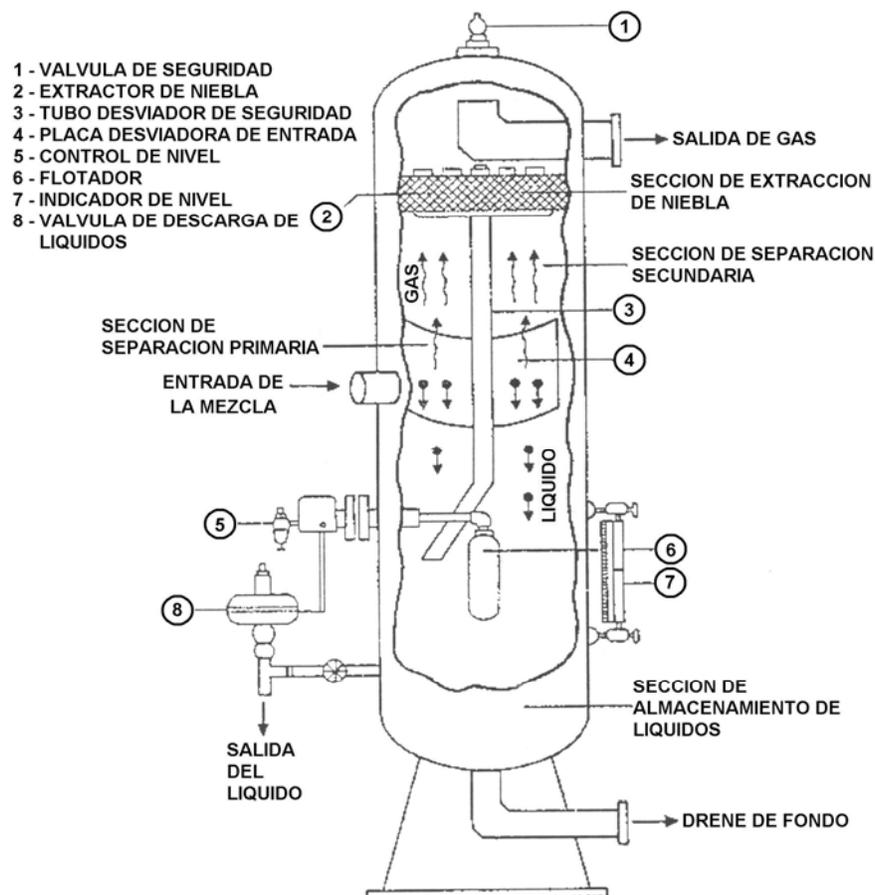


Fig. 4.3.3.1 Esquema de un separador vertical

## Separadores horizontales

Ventajas:

- Tienen mayor capacidad para manejar gas que los verticales
- Son más económicos que los verticales
- Son más fáciles de instalar que los verticales
- Son muy adecuados para manejar aceite con alto contenido de espuma. Para lo cual se instalan rompedores de espuma en la interfase

Desventajas.

- No son adecuados para manejar flujos de pozos que contienen materiales sólidos como arena o lodo, pues es difícil limpiar este tipo de separador.
- El control de nivel de líquido es más crítico que en los separadores verticales.

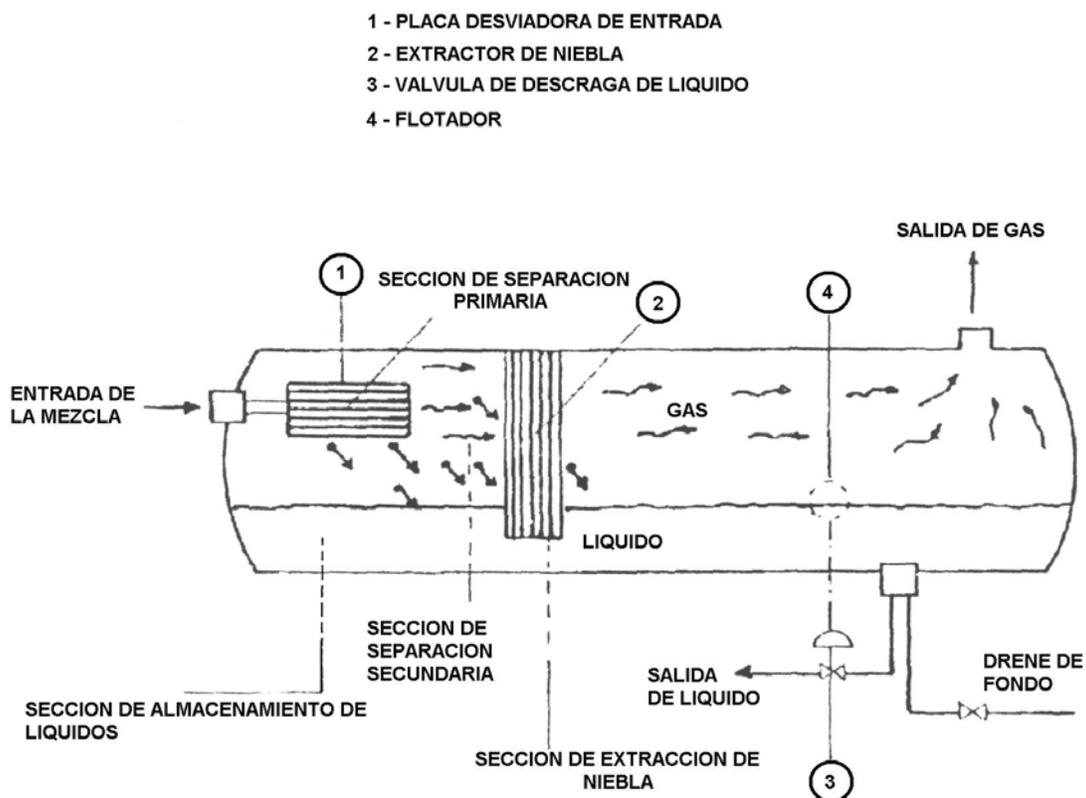


Fig. 4.3.3.2 Esquema de un separador horizontal

### **Separadores esféricos:**

#### Ventajas

- Más baratos que los horizontales o que los verticales
- Más compactos que los horizontales o los verticales por lo que se usan más en plataformas marinas.
- Son más fáciles de limpiar que los separadores verticales
- Los diferentes tamaños disponibles lo hacen el tipo más económico para instalaciones individuales de pozos de alta presión.

#### Desventajas.

- Tienen un espacio de separación muy limitado.

### **4.3.4 Deshidratación**

La deshidratación de un gas es el proceso de remover el vapor de agua de una corriente de gas a una temperatura más baja de aquella a la cual el agua de dicha corriente se condensará. Esta temperatura es llamada punto de rocío del gas. La deshidratación para temperaturas por debajo del punto de rocío a la cual el gas estará sujeto, va a prevenir la formación de hidratos y la corrosión del condensado de agua. La última consideración es especialmente importante en corrientes de gas que contienen  $\text{CO}_2$  ó  $\text{H}_2\text{S}$  los cuales formarían ácidos en contacto con el agua.

La capacidad de la corriente de gas para acarrear vapor de agua es reducida si la corriente es comprimida o enfriada. Esto es, que el agua puede ser removida de la corriente de gas por compresión o enfriamiento de la corriente. Sin embargo, la corriente de gas queda todavía saturada con agua así que más adelante la reducción en temperatura o el incremento de presión pueden ocasionar condensación de agua.

A continuación se explica de manera general el sistema más usado de deshidratación en la industria petrolera, el sistema de deshidratación con glicol líquido, aunque también es usado el sistema de deshidratación de cama sólida. En

la mayoría de las operaciones de producción de gas la deshidratación es por contacto con trietilenglicol. Las unidades de adsorción de cama sólida son usadas donde se requieren muy bajos puntos de rocío, tal como en las corrientes de entrada a las plantas criogénicas de gas en las que puede ser necesario un contenido de agua menor al 0.05 lbm/MMPC.

### **Determinación del contenido de agua**

El primer paso en la evaluación y/o diseño de un sistema de deshidratación de gas es determinar el contenido de agua del gas. El contenido de agua del gas depende de la composición, la temperatura y la presión. Existen correlaciones que pueden usarse para la determinación de este parámetro, así como también correcciones por presencia de contaminantes.

### **Deshidratación por Glicol**

Por mucho el proceso más común para la deshidratación de gas natural, aunque en este caso es totalmente aplicable para el CO<sub>2</sub>, es poner en contacto al gas con un líquido higroscópico tal como los glicoles. Esto es un proceso de absorción, donde el vapor de agua en la corriente del gas llega a estar disuelto en una corriente de un solvente glicol líquido puro. La deshidratación por glicol es relativamente barata, y como el agua puede ser fácilmente hervida fuera del glicol por la adición de calor, este paso es llamado “regeneración” o “reconcentración” y habilita al glicol para ser recuperado para su reutilización en la absorción de agua adicional con mínimas pérdidas de glicol.

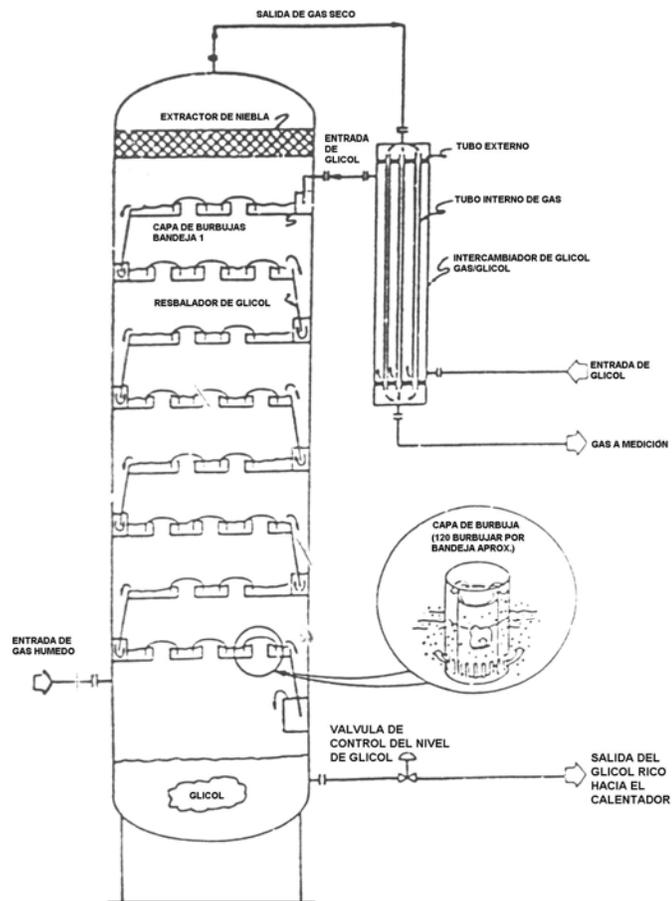
#### Descripción del proceso

La mayoría de los procesos de deshidratación por glicol son continuos. Esto es, el flujo de gas y glicol atraviesan continuamente una vasija (el “contactador” o “absorbedor”) donde se ponen en contacto y el glicol absorbe el agua. El glicol fluye desde el “contactador” hasta el “recalentador” (algunas veces llamado “reconcentrador” o “regenerador”) donde el agua es removida o “quitada” del glicol y luego es enviada de vuelta al contactador para completar el ciclo. La Fig. 4.3.4.1 muestra una típica torre de bandejas contactadoras en la cual el gas y el líquido

están en un flujo contracorriente. El gas húmedo entra al fondo del contactador y toca el glicol "más rico" (glicol que contiene agua en solución) solo antes de que el glicol abandone la columna. El gas va encontrando más y más pobre al glicol (esto es, glicol que contiene cada vez menos agua en solución) en su subida a través del contactador. En cada siguiente charola el glicol más pobre es capaz de absorber cantidades adicionales de vapor de agua del gas. El flujo contracorriente del contactador hace imposible para el gas transferir una cantidad significativa de agua al glicol y todavía se aproxima al equilibrio con las concentraciones más pobres de glicol.

El contactador trabaja de la misma manera que una torre estabilizadora de condensados. Como el glicol cae de bandeja en bandeja llega a estar más y más rico en agua. Como el gas se eleva, llega a estar más y más pobre de vapor agua.

Los contactadores de glicol tendrán típicamente entre 6 y 12 bandejas dependiendo de hasta que punto de rocío de agua se requiera. Para obtener por ejemplo 7 [lbm/MMPC] de especificación es común usar de 6 a 8 bandejas.



**Fig. 4.3.4.1 Torre contactadora de glicol típica en la cual el gas y líquido están en contracorriente**

Los glicoles comúnmente disponibles así como sus usos son:

1. Etilenglicol: equilibrio de vapor alto con gas, tiende más o menos a perder la fase gaseosa en el contactador. Se usa como inhibidor de hidratos donde puede ser recuperado del gas por separación a temperaturas por debajo de 10 °C.
2. Dietilenglicol: Presión de vapor alta que conlleva a altas pérdidas en el contactador. Baja temperatura de descomposición que requiere baja temperatura del reconcentrador (157.22 °C a 171.11 °C) y esto no permite una pureza suficiente para otras aplicaciones.
3. Trietilenglicol: Es el más común. Reconcentrado de 171.11 °C a 204.44 °C para alta pureza. A temperaturas del contactador que exceden 48.89 °C tiende a tener altas pérdidas de vapor hacia el gas. Las depresiones del punto de rocío por arriba de 65.56 °C son posibles quitando gas.
4. Tetraetilenglicol: Más caro que el trietileno pero menos pérdidas a altas temperaturas del gas de contacto. Reconcentrado de 204.44 °C a 221.11 °C.

La principal diferencia entre la deshidratación de CO<sub>2</sub> y de gas natural es que el CO<sub>2</sub> es fácilmente diluible en el glicol. Como la presión de la solución rica es reducida, mucho del CO<sub>2</sub> disuelto es liberado, enfriando la solución e incrementando la carga en el regenerador, por lo tanto el diseño debe tomar en cuenta esto. Otra diferencia es que se requiere de metalurgia especial en las porciones húmedas del sistema debido a la corrosividad del CO<sub>2</sub>.

En algunos yacimientos, el CO<sub>2</sub> puede ser producido por arriba de la presión crítica (1,071 psi). Esto luego es deseable en procesamiento de CO<sub>2</sub> a presiones más altas donde se pueden evitar los costos de compresión antes de entrar a la línea. Sin embargo, los procesos con glicoles comienzan a tener dificultades a estas condiciones. El asunto principal, y actual tema de los recientes trabajos de investigación de la Gas Processors Assn. (GPA), es que las pérdidas de glicol en el CO<sub>2</sub> denso serán inaceptables. *Francis* indica que mientras mayor sea la densidad de hidroxilos del glicol, menor será la solubilidad del glicol en el

CO<sub>2</sub>. Específicamente, el trietilenglicol es más soluble en el CO<sub>2</sub> que el etilenglicol, el cual es más soluble que el glicerol. El glicerol muestra muy bajas pérdidas en el CO<sub>2</sub>, y su uso para deshidratación de CO<sub>2</sub> en fase densa ya está sujeto a trámites de patente. El glicerol tiene además la ventaja de tener muy alta densidad, lo cual puede ser importante cuando el CO<sub>2</sub> está en contacto con densidades que se aproximan a las del agua. Sin embargo, quedan algunas preguntas con respecto a la estabilidad química del glicerol en condiciones de procesamiento.

La cama sólida de alúmina ha sido usada satisfactoriamente para la deshidratación (o desecado) de CO<sub>2</sub> supercrítico. Tanto la inversión como los costos de energía se esperan que sean mucho mayores con alúmina que con los glicoles, pero los problemas con las pérdidas del solvente en los procesos de glicol pueden hacer atractiva esta alternativa.

#### **4.3.5 Endulzamiento**

Además de hidrocarburos y vapor de agua, la corriente de gas contiene otros contaminantes que podrían tener que ser removidos. El sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), y otros compuestos sulfurosos tales como los mercaptanos, son compuestos que pueden requerir de una remoción parcial o total para que el CO<sub>2</sub> sea aceptable en lo que se vaya a utilizar. Estos componentes son conocidos como gases ácidos. El H<sub>2</sub>S combinado con agua se convierte en una forma débil de ácido sulfúrico y/o sulfhídrico.

El gas natural con H<sub>2</sub>S u otros compuestos sulfurosos presentes es llamado gas amargo, mientras que el gas que contiene únicamente CO<sub>2</sub> es llamado "gas dulce". En una corriente de gas natural ambos compuestos (H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>) son indeseables, ya que pueden generar corrosión y le restan poder calorífico al hidrocarburo, sin embargo en caso de corrientes de CO<sub>2</sub>, se tratará de eliminar el H<sub>2</sub>S únicamente para evitar la corrosión y pequeñas variaciones del comportamiento termodinámico, sobre todo en la cuestión de la miscibilidad. Además de ello, el H<sub>2</sub>S puede ser letal en cantidades muy pequeñas.

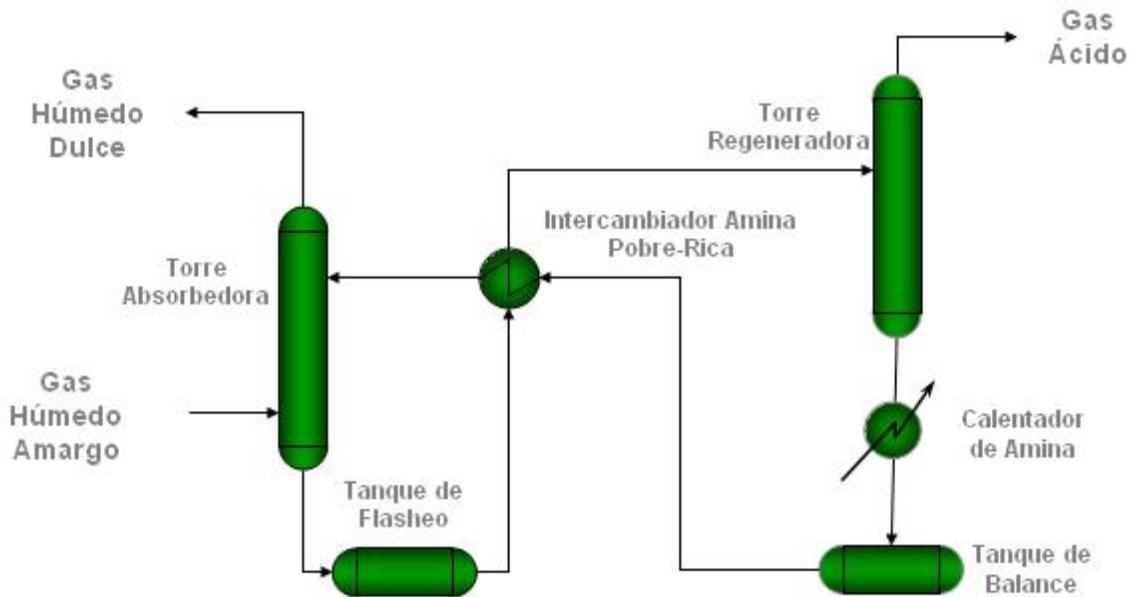
Han sido desarrollados numerosos procesos para el endulzamiento de gas en una gran variedad de principios físicos y químicos. Estos procesos pueden ser categorizados por los principios utilizados para separar el gas ácido de la corriente de gas de la siguiente manera (ver tabla 4.3.5.1):

**Tabla 4.3.5.1**

<b>Proceso</b>	<b>Propietario de la patente</b>
1. Absorción con cama sólida Iron Sponge SulfaTreat® Zinc Oxide Molecular Sieves	The SulfaTreat company  Union Carbide Corporation
2. Solventes Químicos Monoetanolamina (MEA) Dietanolamina (DEA) Metildietanolamina (MDEA) Diglicolamina (DGA) Di-isopropanolamina (DIPA)  Hot potassium carbonate Proprietary carbonate system	
3. Solventes Físicos Fluor Flexsorb® Shell Sulfinol® Selexol®  Rectisol®	Fluor Daniel Corporation  Norton Co., Chemical Process Products Lurg, Kohle & Mineraloltechnik GmbH & Linde A.G.
4. Conversión directa de H <sub>2</sub> S a sulfuro Claus LOCAT Stretford IFP  Sulfa-check	ARI Technologies Ralph M. Parsons Co. Institute Francais du Petrole Exxon Chemical Co.
5. Sulfito "escarbador"	
6. Destilación Condensados Amina- aldehídos	
7. Gas permeable	

Sin embargo, a pesar de la variedad de procesos disponibles, son dos los más usados en la industria petrolera: El proceso con solventes químicos (2), y la destilación (6).

El primer proceso consiste en la absorción selectiva de los contaminantes mediante una solución acuosa basada en aminas, la cual circula en un circuito cerrado donde es regenerada para su continua utilización.



**Fig. 4.3.5.1 Esquema del proceso de endulzamiento de gas natural**

En la Fig. 4.3.5.1 se muestra un diagrama esquemático del proceso de endulzamiento de una corriente de gas. El gas sin contaminantes se denomina gas dulce húmedo y constituye el producto principal de este proceso y es la carga del proceso criogénico. Adicionalmente se obtiene una corriente compuesta por el  $H_2S$  (ácido sulfhídrico) que es llamada gas ácido y es la carga del proceso de recuperación de azufre.

El segundo proceso, llamado destilación o destilación Ryan Holmes es un procedimiento complicado que utiliza el principio de destilación criogénica para remover los gases ácidos de la corriente de gas. Este proceso es aplicado para remover el  $CO_2$  en la separación del gas LP o donde es deseado producir  $CO_2$  a altas presiones, como es en el caso de los proyectos de EOR- $CO_2$ .

### 4.3.6 Compresión

Primeramente describiremos el comportamiento que debe seguir el fluido en este paso tan importante que es la compresión de CO<sub>2</sub>. Posteriormente se hará un resumen de los equipos que existen y están disponibles para usarse en la compresión de corrientes de gas.

Lo que se recomienda es que las temperaturas y presiones que existen entre cada etapa de compresión del compresor estén diseñadas y/o especificadas de tal manera que el CO<sub>2</sub> pase de manera directa de la fase gaseosa a la supercrítica sin atravesar la región de la fase líquida o mezcla. Una vez que el fluido este en estado supercrítico es importante que nunca se permita una caída dentro de la región bifásica líquido/vapor lo cual podría ocurrir por debajo de 1,000 psi a temperatura ambiente (de otra manera se generaría congelamiento y una caída mayor de presión en las líneas).

Así mismo, se debe prever que durante el trayecto al lugar de utilización se pueden generar caídas de presión que pongan en riesgo la permanencia del CO<sub>2</sub> en estado supercrítico, por lo que en tal situación de deberán colocar estaciones de compresión intermedias (boosters de compresión) especialmente diseñadas para manejar el fluido con pérdidas de presión.

Los compresores de gas, al igual que las bombas para líquidos, pueden ser clasificados como: De desplazamiento positivo o cinéticos. En un compresor de desplazamiento positivo el gas es transportado desde una baja presión hasta una alta presión en un dispositivo que reduce su volumen y de esa manera incrementa su presión. Los tipos más comunes de compresores de desplazamiento positivo son reciprocantes y rotatorios (tornillos o aspas) de manera similar a las bombas.

Los compresores cinéticos le confieren una velocidad al gas, la cual luego es transformada en presión de acuerdo con la ley de Bernoulli pues la velocidad

del gas es reducida en la descarga del compresor. Tal y como en el caso de las bombas, los compresores cinéticos comúnmente usados son los centrífugos.

En la siguiente tabla se muestra una selección de ejemplos de tipos de compresores, así como sus usos comunes.

Servicio	Gasto [MMPCD]	R	n	BHP aprox.	Tipo comúnmente usado	Tipo alternativo
Booster	100	2.0	1	4,400	Centrifuga	Integral ( solo costa adentro)
Gas lift	10	2.0	1	440	Alta velocidad	
	5	2.7	3	980	Alta velocidad	
	20	2.7	3	3,920	Centrifuga	Integral ( solo costa adentro)
Flash Gas	100	2.7	3	19,602	Centrifuga	
	2	2.0	1	88	Tornillo	Alta velocidad
	2	2.0	2	190	Alta velocidad	Tornillo
	4	2.0	2	380	Alta velocidad	
Recuperación de vapor	0.1	4.0	1	9	Aspas	Tornillo
	1	3.0	2	143	Tornillo	Aspas
	2	3.0	2	286	Alta velocidad	Tornillo

Los ejemplos antes mencionados solo son una referencia de la amplia y variada gama de compresores existentes, disponibles y aplicables a la compresión de gases. Cabe mencionar que actualmente en los proyectos de EOR-CO<sub>2</sub> se utilizan compresores especialmente diseñados (más que nada en el aspecto operacional del equipo) en los cuales lo que más varía son las etapas de compresión. Un ejemplo se da en la planta Synfuels en EU donde se recuperan casi 170 MMPCD de CO<sub>2</sub> para inyectarlos al campo Weyburn, dicha planta utiliza dos compresores centrífugos de 8 etapas. Los compresores toman el CO<sub>2</sub> a 3 psi y lo llevan hasta 2,700 psi. Cada compresor es además propulsado por un motor (de turbina) de velocidad fija con una potencia de 19,500 BHP.

## **4.4 Transporte**

Hay cuatro diferentes sistemas de transportación viables para el CO<sub>2</sub> recuperado de plantas industriales que consumen combustibles fósiles y de yacimientos naturales, ellos son: pipas, ferrocarril, buques y tuberías. Todos son a continuación descritos brevemente junto con las tecnologías de almacenamiento temporal. Esto se hace con la finalidad de conocer las limitaciones tecnológicas de cada sistema así como sus sistemas logísticos. Cabe mencionar que el sistema más usado para la explotación de yacimientos naturales es el de tuberías o líneas de transporte.

### **4.4.1 Tecnologías de transporte**

En la actualidad el único sistema de transportación a gran escala son las tuberías, las cuales son usadas en los proyectos de EOR. Otros medios de transporte de CO<sub>2</sub> son las pipas, las pipas férreas y los buques-tanque, que alimentan y sustentan las industrias. Pero al comparar las cantidades de los proyectos de EOR con las cantidades producidas en la industria eléctrica, la capacidad de esta última está en escala más pequeña. Sin embargo, las condiciones de transportación del CO<sub>2</sub> tienen muchas similitudes con las del gas licuado del petróleo (LPG), el cual hoy cuenta con una gran infraestructura logística existente. Por ello, una gran cantidad de información es recolectada de la industria del gas LP y es usada donde sea apropiado.

### **Camiones**

Por largo tiempo han sido la alternativa más común de transportación para acomodar hasta un peso neto menor a 5 t, esto se debe a la flexibilidad, la adaptabilidad, y rentabilidad que los camiones de transporte pueden ofrecer (Lumsden, 1988). En un escenario logístico investigado, el peso neto total mínimo de CO<sub>2</sub> el cual haya sido transportado es de 1 millón de toneladas por año (2,800 ton diarias). Asumiendo que un solo camión puede cargar hasta 60 toneladas, el máximo peso neto por camión, serían necesarios diariamente 45 camiones. Esto

es tecnológicamente posible, pero requiere de un complejo manejo del sistema logístico, lo cual indica que esta opción es más costosa que las siguientes alternativas.

### **Ferrocarril.**

El ferrocarril es uno de los medios de transporte de carga de productos a granel, tales como carbón, minerales y químicos, más importantes de Europa. La razón por la que el ferrocarril es un medio transporte competitivo es la gran capacidad de carga de la que disponen los trenes para manejar grandes volúmenes en movimiento a bajos costos y a lo largo de grandes distancias.

La infraestructura existente del ferrocarril en los EU se distingue por que, en general, su distribución se esparce más que la infraestructura carretera. Esto se debe a que los ferrocarriles en muchos países fueron diseñados y construidos hace más de 100 años, para otras demandas que aun existen hoy en día.

El gas LP es transportado en carros tanque especialmente desarrollados, de igual manera el CO<sub>2</sub> debe ser transportado en carros especialmente desarrollados que sean aprobados para transportar CO<sub>2</sub> líquido a una presión de 2.6 MPa (377 psi). El volumen y el peso neto que un carro puede cargar son de 62 m<sup>3</sup> y 60 toneladas. La densidad del CO<sub>2</sub> líquido por arriba de la presión mencionada es de alrededor de 1000 Kg/m<sup>3</sup>. En otras palabras, que el peso neto total de un solo carro totalmente lleno es de 60 toneladas.

### **Buques tanque.**

El transporte por mar siempre ha tenido muy buena relación beneficio costo, debido a la gran capacidad de carga. El peso neto transportado por embarcaciones alrededor del mundo fue de 3.6 billones de toneladas en 1996 con tendencia a aumentar. Otra tendencia en la transportación marítima es que los diseñadores y constructores de embarcaciones las hacen cada vez más grandes. Todo esto hace que los buques tanques sean un medio competitivo de transporte costa afuera.

La transportación de productos petroleros líquidos es muy común hoy y el concepto de grandes tanqueros ha reducido significativamente los costos de transportación de productos tales como aceite crudo, gas natural licuado (GNL) y gas licuado de petróleo (GLP). Hay, sin embargo, un obstáculo: debido a las diferentes características de los productos, las vasijas son diseñadas para transportar solo uno adecuadamente y, además, las vasijas solo pueden ser cargadas en una dirección, lo cual afecta altamente los costos.

Hay un proyecto en marcha en Noruega para construir una vasija especial para el transporte combinado de CO<sub>2</sub> y LPG. El concepto es que la vasija transite en una ruta entre un puerto y un sitio costa afuera de disposición de producción combinado de CO<sub>2</sub> y LPG, además de tanques de CO<sub>2</sub> sobre la salida del sitio y tanques de LPG sobre la entrada al mismo. El concepto de manejar estas dos adecuaciones con el mismo tanque vasija es, de acuerdo a *Eide* 2002, factible y económicamente viable.

La vasija será capaz de cargar 20,000 m<sup>3</sup> (0.7 MMPC) y está diseñada para una presión de 0.7 MPa (101.5 psi) y una temperatura de -50 °C, el tiempo de carga y descarga en el puerto sería de 12 a 15 horas, y la descarga de CO<sub>2</sub> y la carga de LPG en el sitio de almacenamiento tomaría de 1 a 3 días. El tiempo más largo necesario costa afuera se explica por las diferentes características que ofrezca el almacén. El costo de la transportación del CO<sub>2</sub> se estimó en máximo 12 dólares por tonelada aproximadamente.



**Fig. 3.3.1.1 Buques tanque**

En la Fig. 3.3.1.1 se muestran tres de los barcos para CO<sub>2</sub> propiedad de *Hydro Gases and Chemical* en un puerto. Los cuales tienen dos tanques de CO<sub>2</sub> con una capacidad total de entre 900 y 1200 toneladas de CO<sub>2</sub> cada uno. La máxima velocidad es de 12 nudos.

### **Tuberías.**

Las tuberías han jugado por un gran periodo de tiempo un rol muy importante en la industria del transporte. El CO<sub>2</sub> ha sido transportado desde principios de los 80's a lo largo de grandes distancias en tuberías para la EOR, principalmente en EU. Además, esta tecnología está demostrada y considerada por muchos expertos como el medio de transporte más rentable y de mayor beneficio/costo sobre todo cuando van a ser transportadas grandes cantidades de CO<sub>2</sub>. Las tuberías tienen la ventaja de proveer de un estado de flujo estacionario, es decir, un flujo continuo desde la fuente hasta el destino final.

El número de proyectos de CO<sub>2</sub>-EOR que producen actualmente alrededor del mundo es de 94, y 82 están en EU. Otros países donde es utilizado el CO<sub>2</sub>-EOR son Canadá, Trinidad y Tobago, Turquía, Libia, Venezuela y México. Todos

estos proyectos usan tuberías de CO<sub>2</sub> de grandes distancias y la distancia total de líneas en operación es de aproximadamente 2400 Km. La tabla 3.3.1.1 muestra la longitud de algunas líneas principales en el mundo.

**Tabla 3.3.1.1**

Líneas existentes de CO <sub>2</sub> de grandes distancias (Gale & Davidson, 2002)						
Línea	Localización	Operador	Capacidad de CO <sub>2</sub> [Mt/año]	Longitud [Km]	Año	Origen del CO <sub>2</sub>
Cortez	USA	Kinder Morgan	19.3	808	1983	McElmo Dome
Sheep Mountain	USA	BP Amoco	9.5	660	1982	Sheep Mountain
Bravo	USA	BP Amoco	7.3	350	1984	Bravo Dome
Val Verde	USA	Petrosource	2.5	130	1998	Plantas de gas de Val Verde
Bati Raman	Turquía	Turkish Petroleum	1.1	90	1983	Dodan field
Weyburn	USA y Canadá	North Dakota Gasification Co	5	328	2000	Planta de gasificación
<b>Total</b>			<b>44.7</b>	<b>2,358</b>		

### **Condiciones de flujo y capacidades.**

Si un fluido va a estar sujeto a un transporte por tubería, dos propiedades de ese fluido deben de ser consideradas. La primera es la temperatura, la cual debe de ser la misma que la de los alrededores a la cual la tubería es enterrada. Costa adentro, la temperatura del terreno puede variar significativamente, debido a las localizaciones y a las estaciones del año. Generalmente, la temperatura de la superficie está en un intervalo de aproximadamente -5 a 20 °C. La temperatura costa afuera, sin embargo, típicamente es muy estable y andará entre lo 5 y los 7 °C. La segunda propiedad a ser considerada es la densidad, donde una solución de transportación eficiente requiere una densidad promedio tan alta como sea posible.

Las líneas de tubería listadas en la tabla anterior transportan CO<sub>2</sub> como un fluido en fase densa/supercrítica, lo cual ocurre cuando la presión excede los 7.38 MPa, como se describió al principio, las propiedades físicas del CO<sub>2</sub> son las mismas tanto para la fase densa y la supercrítica. 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 CO<sub>2</sub> están dados por Skovholt (1993) y están listados en la siguiente tabla:

<b>Capacidades de flujo de las líneas en sus diferentes tamaños (Skovholt, 1993)</b>				
Diámetro de la línea - [in]	16" (400 mm)	30" (750 mm)	40" (1000 mm)	64" (1600 mm)
Costa adentro [Mt/año]	3.0	20.0	35.0	110.0
Costa afuera [Mt/año]	5.5	35.0	60.0	210.0

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 11 MPa (159 psi)
- La presión máxima costa afuera es de 30 MPa (435 psi)
- La presión mínima es de 9 MPa (1305 psi)

El cálculo fue desarrollado utilizando tres métodos alternativos. Los cuales son métodos de cálculos generales para flujo en tuberías y no especialmente

desarrollados para el CO<sub>2</sub>. De aquí que, Skovholt concluye que para estudios más detallados aunado a una investigación concerniente a las propiedades del CO<sub>2</sub> deben ser llevadas a cabo. Sin embargo, los resultados se consideran aceptables y aplicables. Para líneas más pequeñas los cálculos correspondientes están dados por Fox y se listan en la siguiente tabla.

<b>Capacidades de flujo de las líneas en sus diferentes tamaños (Fox, 2002)</b>				
Diámetro de la línea - [in]	4" (100 mm)	6" (150 mm)	8" (200 mm)	10" (250 mm)
Costa adentro [Mt/año]	0.3	0.6	1.2	2.0

Estos valores son usados como reglas de campo y cabe mencionar que la compañía Kinder Morgan CO<sub>2</sub> usa presiones de operación más altas que las calculadas por Skovholt. Aunque para hacer que la gente acepte las líneas de CO<sub>2</sub>, especialmente en áreas pobladas, se debe mostrar que las líneas son seguras y que no representan ningún riesgo.

### **Almacenamiento de corto tiempo**

Debido a la logística de recargar el CO<sub>2</sub>, del transporte por pipas, trenes y buques, habrá necesidad de instalaciones de almacenamiento de corto tiempo. Hay dos principales tecnologías para el almacenamiento de corto tiempo del GLP, entiéndanse estas como 1) grandes formaciones geológicas de almacenamiento, o 2) grandes tanques de acero a ras del suelo (Fig. 3.3.1.2). En la actualidad solo la tecnología de tanques de acero es usada para el CO<sub>2</sub>, pues la necesidad de instalaciones de almacenamiento de corto tiempo tal como en formaciones geológicas de almacenamiento no existe todavía. Sin embargo, ambas tecnologías pueden ser usadas (Erickson, 2002). La disponibilidad de almacenamiento de corto tiempo debe ser de aproximadamente dos veces la capacidad del promedio de transportación que vaya a ser manejado en la instalación.



**Fig. 3.3.1.2 Tanques de almacenamiento de CO<sub>2</sub>**

#### **4.4.2 Tuberías y sistemas de recolección**

Las redes de recolección usadas para explotar un yacimiento de CO<sub>2</sub> y enviarlo a un yacimiento sujeto a EOR-CO<sub>2</sub> se diseñan de la misma manera que los esquemas para explotar yacimientos de aceite e inyectar fluidos a yacimientos depresionados. Solo que en el caso de la extracción del CO<sub>2</sub> se debe llevar toda la producción a las plantas de tratamiento para acondicionarlo y dejarlo en condiciones óptimas para su transporte y utilización en la recuperación mejorada. Así también, las redes pueden consistir de una categoría más de tuberías, las cuales son llamadas utilitarias, pues son las encargadas de llevar por ejemplo, inhibidores de corrosión y gas combustible, pues estos fluidos serán requeridos para un óptimo diseño de las instalaciones de producción a las cuales es donde el fluido húmedo y amargo llega primero. Aunado a esto, en lo que respecta al diseño de las tuberías, se deben tomar en cuenta todas las consideraciones sobre la corrosión que puede ocasionar el manejo de una corriente de CO<sub>2</sub> gaseoso. Por ello, a continuación se explica de forma resumida como es que el CO<sub>2</sub> puede afectar a los sistemas de producción, recolección y tratamiento; y de la misma manera, como se puede controlar este problema.

Como ya hemos visto el fluido proveniente de estos yacimientos ricos en  $\text{CO}_2$  puede contener diversos componentes en proporciones muy variables, pero solo 2 de estos componentes requieren de una obligada eliminación, estos son el agua (ya sea libre o en forma de vapor) y el gas sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ), ambos perjudiciales en todas las etapas de la producción. No obstante, aunque no es lo común, si las cantidades de oxígeno libre ( $\text{O}_2$  gaseoso) son considerables, este componente también puede resultar dañino e indudablemente considerado para su remoción y el óptimo diseño de las tuberías.

El problema fundamental es la corrosión, la cual se define como la destrucción del metal por una reacción química o electroquímica con el medio ambiente. El circuito eléctrico de un proceso de corrosión está compuesto por el ánodo, cátodo, el conductor de los electrones y la solución electrolítica. La corrosión entre el hierro y el oxígeno es la más común siempre y cuando el agua este presente. El hierro no reacciona con el oxígeno o sulfuro en un ambiente seco.

#### **Causas y factores donde se puede iniciar la corrosión:**

*Metalúrgico.* En la fabricación misma del material debido a un tratamiento inadecuado de calor, acero en mal estado o secuencia de fundido incorrecta.

*Fabricación.* Por mala fabricación del producto, pliegues, costura, calor de recalado, recubrimiento, soldadura incorrecta, etc.

*Operación Campo.* El mal manejo del material, daños en superficie, soldaduras inadecuadas, golpes, enderezado en frío, etc.

#### **Tipos de corrosión:**

*Apariencia.* El metal de acuerdo al elemento corrosivo tiene diferentes apariencias

*Ambiente.* El ambiente en el que el metal se encuentra: atmosférico, sumergido, altas temperaturas, etc.

*Causas.* Estas pueden ser debido al oxígeno, por reacción química, bacterial y galvánica.

### **Corrosión y pH del agua**

- El agua es el elemento más importante para que exista corrosión y mucho más importante es el pH.
  - pH >7.0 significa que no hay corrosión
  - pH 7.0 - 6.5 posible corrosión menor
  - pH 6.5 – 6.0 corrosión moderado con posible picadura
  - pH < 6.0 significa corrosión con probable picadura
- Un pH mayor es menor la corrosión
- Un pH menor es mayor la corrosión
- Es también importante la velocidad del fluido, donde a mayores velocidades se acelera más la corrosión debido a la erosión que provoca las velocidades altas del flujo.

### **Corrosión por H<sub>2</sub>S.**

El H<sub>2</sub>S es un componentes ácido que siempre está presente. La corrosividad del agua producida en los pozos está en función directa de este gas en solución. La velocidad de la pérdida del metal, tipo y localización de la corrosión son controladas por otros factores como pueden ser: Presión, temperatura, potencial del metal, entre otros. A mayor concentración de este componente mayor es la posibilidad de corrosión en presencia de agua.

### **Corrosión por CO<sub>2</sub>**

Mediante la presión parcial del CO<sub>2</sub> se puede predecir la corrosividad del gas.

$$ppCO_2 = P \times \%CO_2$$

Donde:

ppCO<sub>2</sub> = presión parcial CO<sub>2</sub> [psi]

P = presión cabeza pozo [psi]

%CO<sub>2</sub> = % molar de CO<sub>2</sub>

**Presión parcial:** Presión 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 del gas en la mezcla (por volumen o número de moléculas).

<b>Presión parcial [Psi]</b>	<b>Corrosividad</b>
> 30	Corrosivo
7 – 30	Posible corrosión
0 – 7	No corrosivo

La tabla anterior puede ser tomada solo como una regla de campo, ya que, De Waard & Milliams cuantificaron el efecto de la presión parcial de CO<sub>2</sub> y desarrollaron la siguiente ecuación:

$$\log(r) = 8.78 - \left( \frac{2,320}{T + 273} \right) - 5.55 \times 10^{-3} \cdot T + 0.67 \cdot \log(p_p)$$

Donde:

r = tasa de corrosión de acero al carbón, [mm/año]

T = Temperatura, °C, y

p<sub>p</sub> = presión parcial de CO<sub>2</sub>, [psi]

Esta ecuación es válida generalmente para temperaturas menores a 60°C (140°F) y presiones parciales menores a 30 psi. Arriba de estas condiciones se tienen tasas de corrosión mayores.

### **Control de la corrosión**

- Selección del metal y las aleaciones.

Existen materiales con aleaciones diferentes para controlar o minimizar la corrosión.

- Diseño de Ingeniería.

Muchos tipos de corrosión pueden ser eliminados o minimizados por un adecuado diseño de ingeniería evitando problemas futuros en reparaciones y mantenimiento. Cabe mencionar que en algunas instalaciones de producción y de plantas de procesamiento se han usado tuberías de fibra de vidrio con la cual se evita el problema de corrosión.

- Recubrimientos.

Restringen el contacto del metal con los líquidos o gases corrosivos. Estos pueden ser pinturas, plásticos, cementos, caucho y cerámicos.

- Inhibidores Químicos.

Forman una película en la pared del material, estos pueden ser: Inhibidores inorgánicos, usados en sistemas de enfriamientos cerrados; Inhibidores orgánicos; usados en la industria petrolera.

### **Protección a la corrosión en tuberías de producción**

#### I) Sistema por Bacheo discontinuo

- ✓ Desplazamiento en la tubería de producción
- ✓ Bacheo estándar
- ✓ Bacheo extendido
- Se desplaza el producto por la tubería hasta el fondo del pozo mediante presión.
- Se mantiene cerrado el pozo por espacio de 4 a 6 horas.
- Debido a las presiones elevadas de inyección del producto en muchos casos puede invadir la formación.
- Puede llegar a formar espumas en los sistemas de deshidratación.

#### II) Sistema por Inyección Continua

- El sistema permite ser usado para la inyección de varios productos químicos de acuerdo a los problemas de control que requiere el pozo, estos pueden ser problemas de corrosión, incrustaciones, parafinas y formación de hidratos.

- La inyección del producto se realiza mediante una tubería de diámetro reducido que se baja conjuntamente con la tubería de producción y una válvula de inyección.
- En superficie se instala la bomba de inyección y conjuntamente el tanque de producto químico.
- El caudal de inyección está en función al caudal de producción del pozo.
- Para la instalación de las válvulas existen mandriles de tipo convencional y de bolsillo.

### III) Sistema Tuberías de Producción Especiales

- El material para la fabricación de la tubería especial puede ser:
  - ✓ Acero inoxidable con % de Cr (9%, 13% y 16%) en función al contenido de CO<sub>2</sub>.
  - ✓ Revestimiento con Ni químico que hace que el manejo del material tubular en la instalación deba ser muy cuidadoso.
- En cuanto al sistema de unión de la tubería, las que han dado mejor resultado son las de rosca integral que permite un sello hermético metal-metal. Las características de este tipo de unión son:
  - ✓ El diseño de las roscas en dos etapas evita que las roscas se crucen, esto permite una mejor estanqueidad.
  - ✓ El sello metal a metal permanece y es resistente incluso después de repetidas operaciones que permiten volver a ser usadas.
  - ✓ El sello interno de la rosca actúa como tope al torque permitiendo y asegurando un ajuste deseado.
  - ✓ Posee doble sello metal-metal, uno que protege la unión de los fluidos internos de la tubería de producción y el otro que protege la unión del fluido exterior a la línea de descarga.

#### **4.4.3 Condiciones operativas en líneas de CO<sub>2</sub>.**

##### **Condiciones de presión y temperaturas de líneas de CO<sub>2</sub>.**

El incremento de producción de aceite por medio de inyección de CO<sub>2</sub> gaseoso es una recuperación secundaria o terciaria de aceite con una alta eficiencia en los años recientes. La introducción de las técnicas en una escala comercial tomará lugar en los campos de aceite de county Zala en Hungría en un futuro próximo. Gas con alto contenido de CO<sub>2</sub> será transportado a lo largo de 36.4 Km, en una línea de 300 mm de diámetro nominal del campo fuente al lugar de su utilización.

Las propiedades termodinámicas del gas CO<sub>2</sub> y los gases con alto contenido de CO<sub>2</sub> difieren considerablemente de las del gas natural. Las fórmulas y correlaciones que se aplican a las líneas de gas natural no pueden ser adoptadas sin modificaciones cuando se diseñan líneas de CO<sub>2</sub> y cuando se calculan sus parámetros operativos. Simular la presión y la temperatura del CO<sub>2</sub> fluyendo es una tarea más complicada que modelar la transmisión de gas natural.

Se tratan a continuación los problemas hidráulicos y termodinámicos que surgen durante la transmisión por líneas de CO<sub>2</sub>. El método de cálculo del comportamiento termodinámico de gas con alto contenido de CO<sub>2</sub> está descrito, y los efectos en el cambio de los parámetros operativos sobre la presión y temperatura están demostrados en el ejemplo de una línea en particular. Todas las ecuaciones que serán descritas están desarrolladas para ser utilizadas con unidades consistentes y de ser especificadas algunas, son solo para ejemplificar su forma de utilización.

Aunque hay numerosas publicaciones en varios idiomas sobre problemas mecánicos en los yacimientos sujetos a EOR-CO<sub>2</sub>, puede haber solo un número limitado de artículos sobre líneas de transmisión de CO<sub>2</sub>. Las publicaciones dan cuenta de los problemas de construcción y operación de las líneas en primer lugar,

y solo hay consejos a ser encontrados en los cálculos de la hidráulica y la termodinámica. El CO<sub>2</sub> es transportado en estado supercrítico. Este estado supercrítico es logrado por medio de una apropiada presión de operación. El hecho es que no se discuten el cambio en la temperatura del gas que debería ser notorio. La transmisión entonces, procede sin calentamiento, a la temperatura del terreno a atravesar.

La literatura estudiada enseguida por especialistas, trata principalmente con las tres principales líneas de transporte de CO<sub>2</sub>, todas ellas operando en EUA. Las características de las líneas pueden ser encontradas en la tabla 4.4.3.1.

**Tabla 4.4.3.1**

Nombre de la Línea	SACROC	SHEEP MOUNTAIN	CORTEZ
Año de instalación	1972	1982	1983
Longitud (Km)	356	652	813
Diámetro exterior (mm)	324 a 406	508 a 610	762
Espesor de pared (mm)	8.7 a 12.7	11.1 a 19.1	17.5,..., 25.4
Material	X60, X65	X70	X65
Presión operativa (psi) [bar]	1,697 a 2,393 [117 a 165]	1,697 a 2,407 [117 a 166]	1,407 a 2,596 [97 a 179]
Volumen de entrega(MMPCD)	240	328 a 498	635 a 988
Número de boosters de presión	5	-	3
Numero de reductores de presión	-	1	-

El gas con alto contenido de CO<sub>2</sub> se caracteriza, en primer lugar por que es extremadamente compresible, y en segundo lugar por que su densidad en estado supercrítico es del mismo orden que la de líquidos ligeros.

Debido a posteriores caracterizaciones, la presión excedente o las pérdidas de presión resultan de los cambios en el perfil de elevación que pueden ser equivalentes o considerablemente mayores que las caídas de presión por fricción. En el caso de las líneas de Sheep Mountain, por ejemplo, la presión en el punto de entrada es de 1,697 psi (117 bar), mientras que la presión en el punto de salida está por arriba de las 2,407 psi (166 bar), como resultado del perfil de elevación; A pesar del hecho de que en un punto de la línea una estación de reducción de presión ha sido instalada para prevenir presiones altas no deseables.

### **Cálculo de los parámetros termodinámicos del CO<sub>2</sub>.**

Las líneas de transmisión de CO<sub>2</sub> en estado gaseoso o líquido no son una alternativa viable para la transmisión de fluidos en estado supercrítico debido a las dificultades técnicas y la eficacia económica. Las líneas de CO<sub>2</sub> de Hungría operarán en un rango por arriba de los parámetros del estado supercrítico. Dependiendo de la composición del gas, la presión crítica puede estar entre 1,074 psi (74 bar) y 1305 psi (90 bar), y la temperatura crítica entre el 0° y los 10 °C. Un ejemplo de la composición es el gas húngaro, el cual contiene aproximadamente 80% de CO<sub>2</sub>, 17% de hidrocarburos y 3% de otros compuestos. La cantidad a ser entregada por una de sus líneas es de 71 MMPCD (2 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> diarios).

Los parámetros termodinámicos de la mezcla del gas han sido calculados utilizando la ecuación de estado con modificación de Starling de los 11 parámetros Benedict-Webb-Rubin como función de la presión y temperatura. La ecuación de estado de BWR es como sigue:

$$\begin{aligned}
 p = \rho RT + & \left[ B_o RT - A_o - \frac{C_o}{T^2} + \frac{D_o}{T^3} - \frac{E_o}{T^4} \right] \cdot \rho^2 \\
 + & \left[ bRT - a - \frac{d}{T} \right] \cdot \rho^3 + \alpha \left[ a + \frac{d}{T} \right] \rho^6 \\
 + c \cdot & \left[ \frac{\rho^3}{T^2} \right] \cdot [1 + \gamma \rho^2] \cdot [e^{-\gamma \rho^2}]
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

Donde:

$$p = \text{presion} [Pa]$$

$$\rho = \text{densidad(molar)} \left[ \frac{kmol}{m^3} \right]$$

$$R = \text{CONSTANTE}_{del\_gas} \left[ \frac{J}{kmol \cdot K} \right]$$

$$T = \text{temperatura} [K]$$

$$A_o, B_o, C_o, D_o, E_o, a, b, c, d, \alpha, \gamma = \text{CONSTANTES}$$

Los coeficientes de la ecuación de estado de BWR fueron determinados basándose en un gran número de mediciones recopiladas de la literatura así también fueron usados los resultados de otras investigaciones. Los coeficientes referidos a los componentes del gas están publicados en un libro de Starling.

Por medio de la ecuación de estado de BWR, los parámetros termodinámicos de los componentes individuales del gas pueden ser calculados. La entalpía es interpretada como sigue:

$$H = [H - H^o] + [H^o - H_o^o] + H_o^o
 \tag{2}$$

Donde:

$H$  = entalpía del componente en una presión y temperatura particular.

$H^o$  = entalpía del componente en estado de gas ideal a la temperatura particular  
y a la presión  $P_a = 0$

$H_o^o$  = entalpía del componente a la presión  $P_a = 0$  y la temperatura  $K = 0$

La ecuación para calcular los incrementos de entalpía  $H - H^o$  es:

$$H - H^o = \frac{p}{\rho} - RT + \int_0^{\rho} \left[ p - T \left( \frac{\partial p}{\partial T} \right) \rho \right] \frac{\partial \rho}{\rho^2} \quad (3)$$

Sustituyendo la ecuación de estado (1) en la ecuación (3):

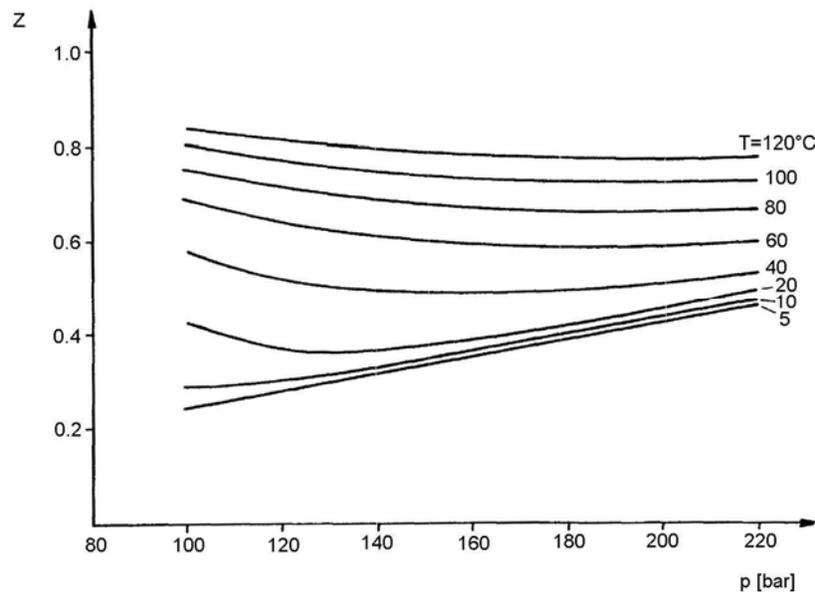
$$H - H^o = \left[ B_o RT - 2A_o - \frac{4C_o}{T^2} + \frac{5D_o}{T^3} - \frac{6E_o}{T^4} \right] \cdot \rho + \frac{1}{2} \left[ 2bRT - 3a \frac{4d}{T} \right] \rho^2 + \frac{1}{5} \alpha \cdot \left[ 6a + \frac{7d}{T} \right] \rho^5 + \frac{o}{\gamma T^2} \left[ 3 - \left[ 3 + \frac{1}{2} \gamma \rho^2 - \gamma^2 \rho^4 \right] \cdot e^{(-\gamma \rho^2)} \right] \quad (4)$$

La entalpía del gas ideal  $H^o$  puede ser determinada para el componente particular a partir de un polinomio de cuarto grado. Los coeficientes fueron tomados de los libros de datos técnicos del API – Petroleum Refining (1971).

La ecuación de estado de BWR puede también ser usada para describir el comportamiento termodinámico de un sistema multicomponente. En el caso de algunos componentes los coeficientes en la ecuación de estado 1 serán calculados de acuerdo a las reglas de mezclas trabajadas por Bishnoi y Robinson

sobre la ecuación de BWR. Los parámetros de interacción necesarios para el cálculo de los coeficientes fueron determinados experimentalmente examinando sistemas bicomponentes. Por ejemplo, los parámetros críticos del CO<sub>2</sub> Húngaro fueron determinados en los valores extremos de la ecuación de estado de BWR, los cálculos de la presión crítica dieron 1,124 psi (77.5 bar) y los de la temperatura crítica dieron 3.3 °C.

En un cierto rango de temperatura y presión el factor de compresibilidad de la mezcla de gas es considerablemente diferente del factor del gas natural. En el rango examinado el efecto de la temperatura es más dominante, esto es, el factor de compresibilidad disminuye drásticamente con cambios en la temperatura. Fig. 4.4.3.1 muestra el Factor de compresibilidad de un gas con 80% de CO<sub>2</sub> como una función de la presión y la temperatura.



**Fig. 4.4.3.1 Factor de compresibilidad en función de  $p$  y  $T$ .**

La veracidad de los cálculos ha sido verificada en el artículo de Simon et. Al. (1977). El artículo discute el comportamiento de fase de un gas con 90% de CO<sub>2</sub> en una celda PVT en un rango de presión de 681 psi (47 bar) a 3,002 psi (207

bar) y un rango de temperatura de 9 a 49 °C. Paralelo a las mediciones en laboratorio el valor del factor de compresibilidad fue determinado utilizando dos métodos de cálculo (el método de estados correspondientes y la ecuación de estado de BWR), los parámetros permanecieron iguales. El documento contiene 65 factores de compresibilidad en total, se han calculado los valores del factor de compresibilidad a la presión y temperatura dadas y se compararon los resultados con los de las mediciones PVT. Los valores calculados muestran una buena concordancia con los valores medidos y los valores determinados por otros métodos.

### **Cálculo de las presiones y temperaturas del CO<sub>2</sub> fluyendo en tuberías.**

La temperatura y presión del CO<sub>2</sub> está en constante cambio durante el flujo. La presión del gas en un estado supercrítico es determinada por dos factores: el valor de la caída de presión por fricción y los excesos de presión que resultan del cambio de la elevación.

Los cálculos de la caída de presión por fricción están basados en la correlación de Darcy-Weisbach. Introduciendo el gasto másico del gas:

$$\Delta p = \frac{\lambda l q_m^2}{\rho A^2 2d} \quad (5)$$

Donde:

$\Delta p$  = caída de presión por fricción de un tramo de tubo [kg/(ms<sup>2</sup>)]

$\lambda$  = factor de fricción (Colebrook – White) [adimensional]

$l$  = longitud de tubería [m]

$q_m$  = gasto másico [kg/s]

$\rho$  = densidad efectiva [kg/m<sup>3</sup>]

$A$  = Área transversal de la tubería [m<sup>2</sup>]

$d$  = diámetro interno de la tubería [m]

Las ecuaciones para calcular el factor de fricción son las siguientes:

$$\lambda = \left[ -2 \log \left( \frac{\varepsilon}{3.715 \cdot d} + \frac{2.514}{\sqrt{\lambda} \cdot N_{Re}} \right) \right]^{-2}$$

$$\lambda = \frac{64}{N_{Re}}$$
(6)

Donde  $\varepsilon$  es la rugosidad de la tubería. La fórmula superior es la ecuación de Colebrooke para flujo en régimen turbulento y la inferior es la ecuación para flujo laminar.

Sustituyendo la ley del gas por la densidad efectiva y asumiendo que la longitud  $l$  de la tubería es lo suficientemente pequeña, es posible calcular el factor de compresibilidad, el factor de fricción, además de los valores medio de presión y temperatura. La presión media de un tramo de tubo es la media aritmética de las presiones de entrada y salida,  $p_1$  y  $p_2$  respectivamente. Por consiguiente la ecuación se reduce a la siguiente forma:

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{16 \bar{z} R \bar{T} \bar{\lambda} l q_m^2}{\pi^2 M d^5}$$
(7)

Donde  $M$  = masa molar. Mientras se lleva a cabo la simulación, la correlación de cálculo (7) puede ser usada para calcular la caída de presión por fricción en el tramo de tubería.

Entre los factores incluidos en la correlación (7) la longitud de los tramos, el diámetro interno de la tubería, el gasto másico y la masa molar del gas son los valores fijados como base. El factor de compresibilidad depende directamente de la temperatura mientras que el factor de fricción depende de la temperatura, de la

viscosidad del gas y del número de Reynolds. Así mismo es necesario determinar la temperatura promedio además de la caída de temperatura en el tramo de tubería en orden para calcular la caída de presión.

Los cambios en temperatura entre los puntos de entrada y salida del tramo de tubería de longitud  $l$  de acuerdo a *Suhov* están dados como sigue:

$$T_2 = T_t + [T_1 - T_t] \cdot e^{\left(-\frac{l \cdot k}{q_m \cdot c}\right)} \quad (8)$$

Donde:

$T_t$  = temperatura del terreno [K]

$K$  = factor de transferencia de calor [W/(m·K)]

$c$  = calor específico por unidad de masa [W/(kg·K)]

La entalpía del gas a una temperatura de entrada dada y a una temperatura final estimada puede ser calculada por medio de la correlación (4), el calor específico por unidad de masa puede ser calculado por medio de la relación:

$$c = \frac{H_1 - H_2}{T_1 - T_2^*} \quad (9)$$

Donde los subíndices 1 y 2 son los puntos de entrada y salida, y el asterisco el valor estimado.

El factor de transferencia de calor depende del tipo de terreno, la saturación de agua del gas, etc. El valor del factor de transferencia de calor varía enormemente en la literatura y en los resultados medidos. Debido a la incertidumbre del factor, su efecto sobre la presión y la temperatura de la línea fue examinado en un rango de 0 a 9 W/mK asumiendo varios valores.

La correlación (8) puede también ser usada para calcular la temperatura del tramo de longitud  $l$  en el punto final. Los valores calculados de esta manera y las temperaturas estimadas  $T_2^*$  necesariamente muestran una desviación, el valor preciso va a ser determinado por iteraciones. La temperatura media del tramo de tubo puede ser tomada como la media aritmética de la temperatura en el punto de entrada y el de salida, debido a la pequeñez de la longitud.

Cuando se esté llevando a cabo el cálculo de la caída de presión (7) conviene calcular el factor de compresibilidad después del cálculo de la temperatura media usando la ecuación de estado (1).

Para el cálculo del factor de fricción es indispensable conocer la viscosidad dinámica efectiva del gas en el flujo, lo cual calculamos usando la fórmula modificada por *Sutherland*. Después de determinar el número de Reynolds, el valor del factor de fricción fue determinado usando también la correlación aplicada a flujo laminar o la fórmula de Colebrook, dependiendo del tipo de flujo.

En una tubería inclinada, el gas en un estado supercrítico presiona el punto en el fondo con un exceso de presión proporcional a la diferencia geodésica entre los dos puntos debidos a la densidad efectiva. Esta diferencia de presión modifica la presión en el punto de salida resultado de la presión del punto de entrada y de las pérdidas por fricción:

$$p_2 = p_{2s} + \Delta h \rho g \quad (10)$$

Donde:

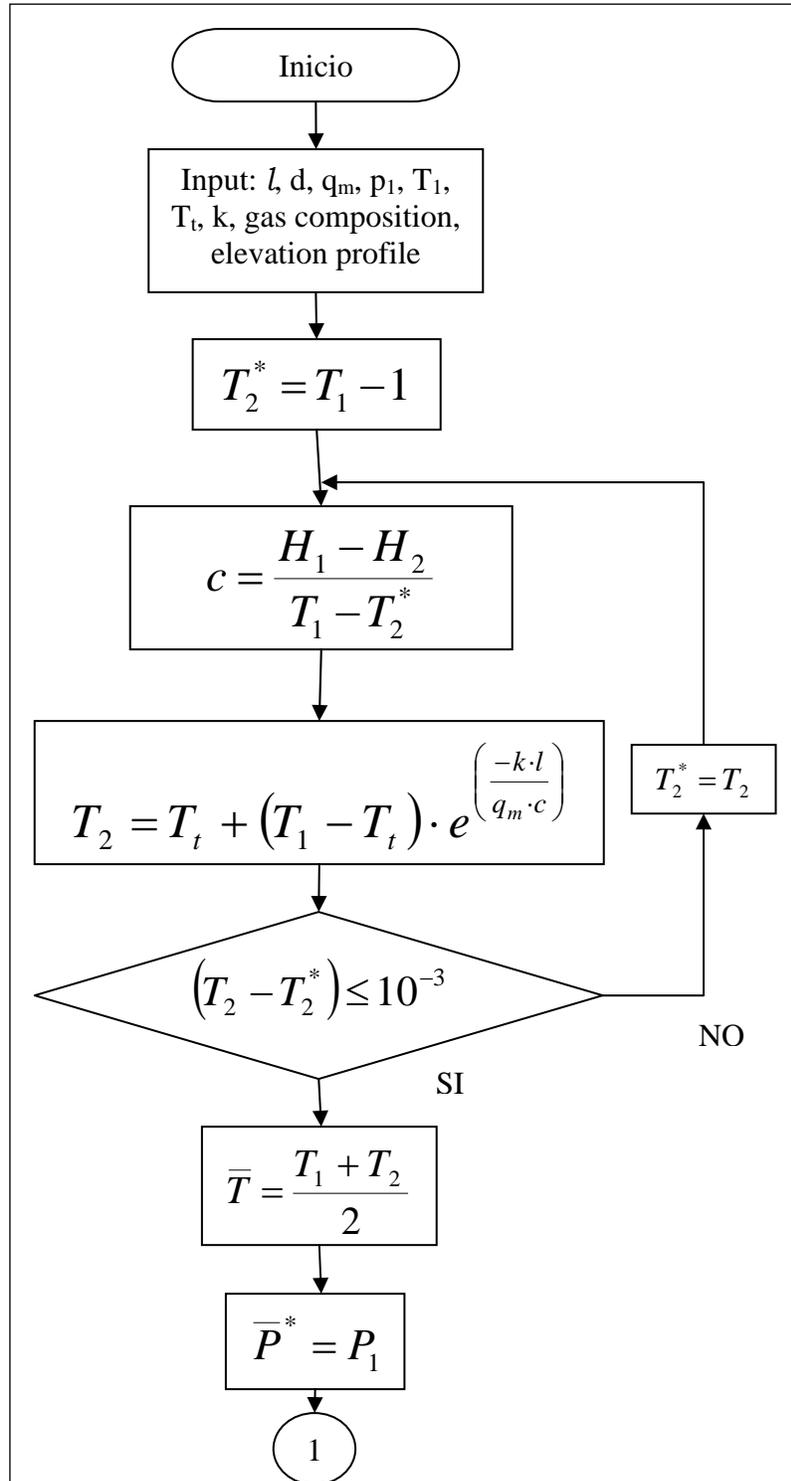
$p_{2s}$  = presión en el punto final calculada con perdidas por fricción

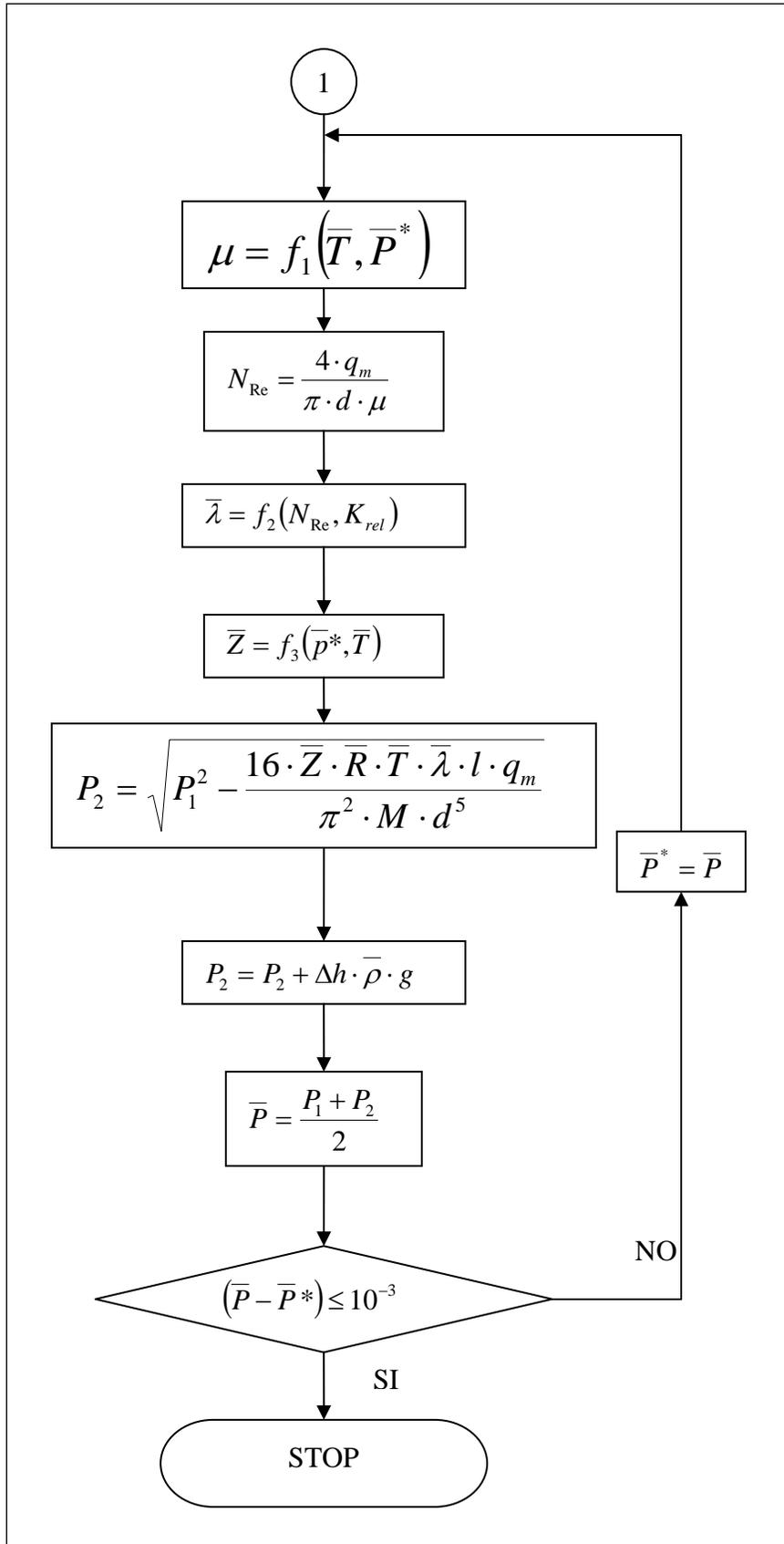
$\Delta h$  = diferencia geodésica entre el punto de entrada y el de salida

$\rho$  = densidad media efectiva del gas en el flujo dentro del tramo.

Basándose en la ecuación (10), la presión en el punto final puede ser más pequeña, igual o mayor que la presión en el punto de entrada dependiendo de la diferencia geodésica.

El último paso en el cálculo de la presión es promediar la presión en el punto de entrada y de salida y compararlo con el valor medio inicial. En el caso de una desviación mayor al límite de error dado, el círculo de iteración del cálculo de la presión se repite. Los pasos en el cálculo de la presión y la temperatura pueden ser vistos en el diagrama de flujo.





### **Perfil de presión y temperatura en una línea de CO<sub>2</sub>.**

Por medio del un modelo de simulación basado en el algoritmo descrito anteriormente se puede determinar el perfil de presión y temperatura en una línea, como por ejemplo, la de 36.4 Km de largo y 0.284 m de diámetro interno en el caso de condiciones límites en Hungría. La línea entrega 71 MMPCD, de un gas con 80.3% de CO<sub>2</sub>. Los otros componentes son: metano 15.6%, varios hidrocarburos 1.1%, nitrógeno 2.7% y sulfato de hidrógeno 0.3%. La línea ha sido construida sobre un terreno con perfiles de elevación variada.

Los datos de entrada del cálculo de la condición base para este ejemplo son:

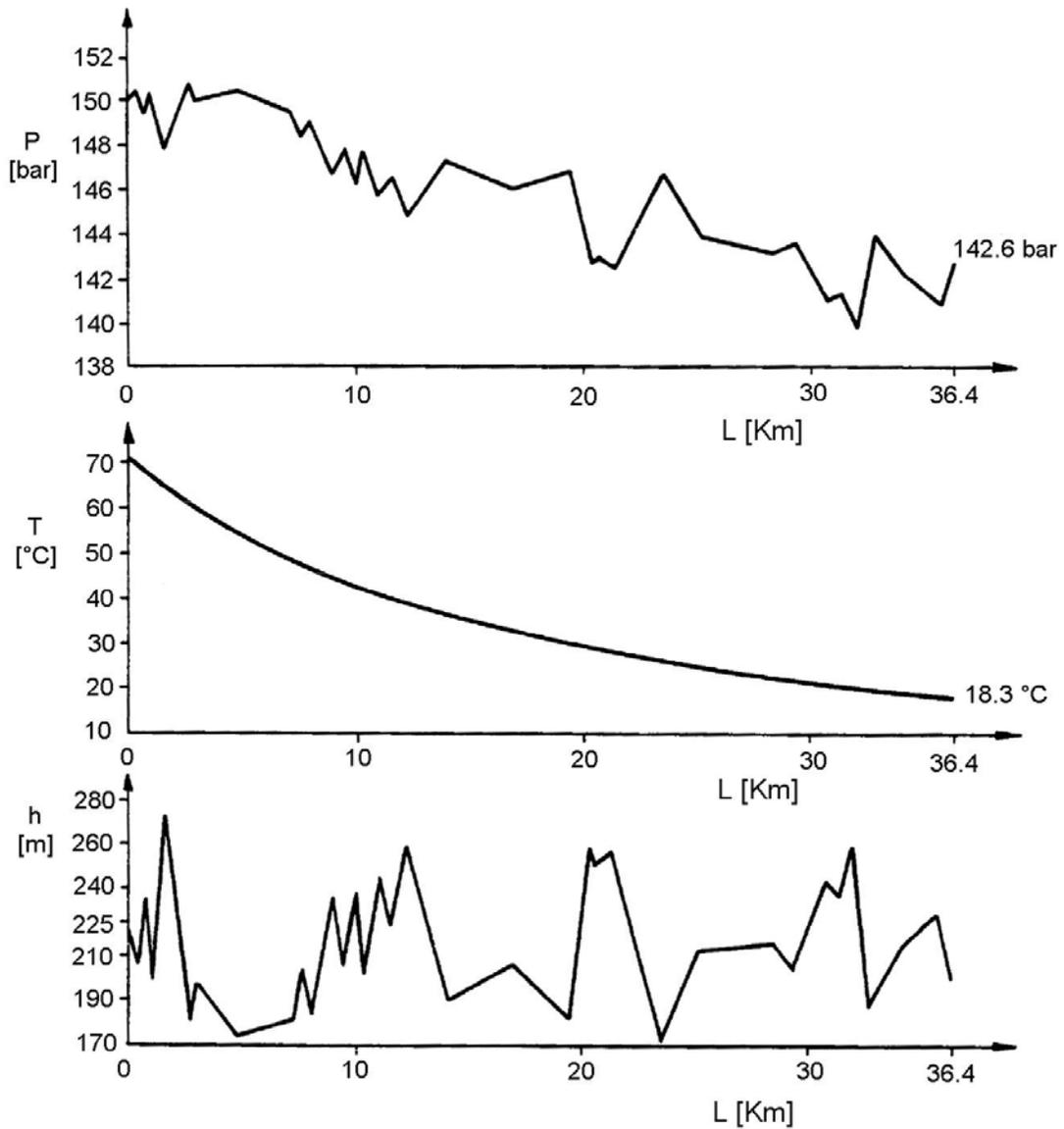
Presión de entrada: 2,175 psi (150 bar)

Temperatura de entrada: 70 °C

Temperatura del terreno: 5 °C

Factor de transferencia de calor: 6 W/mk

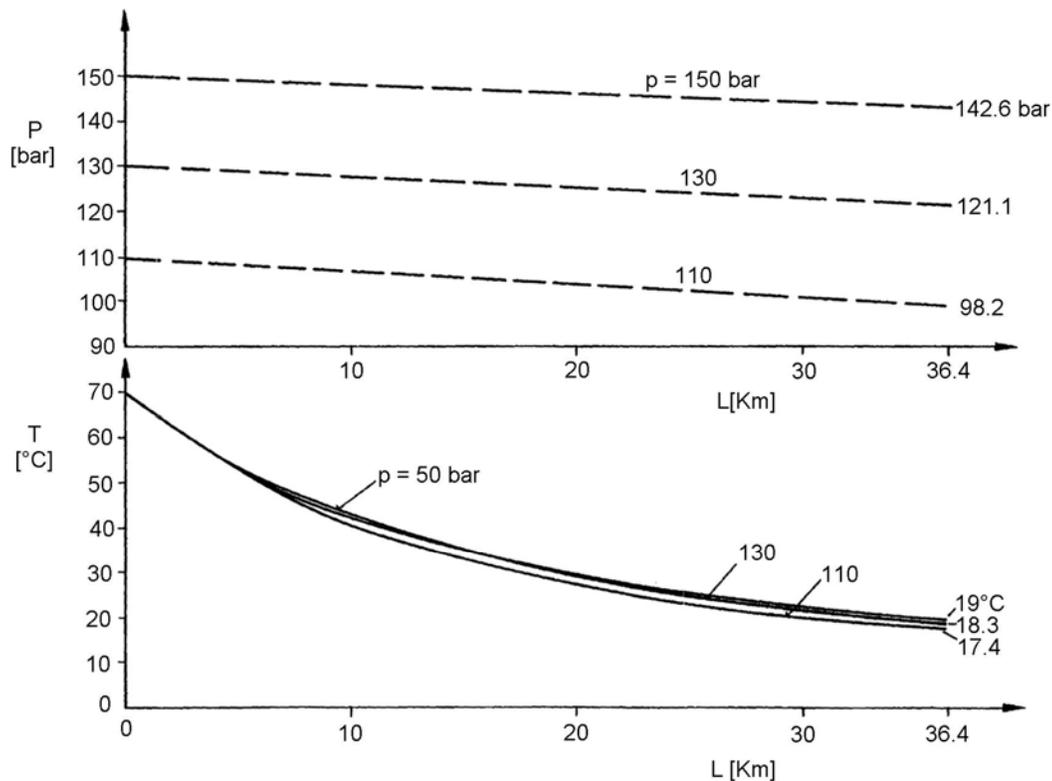
La Fig. 4.4.3.2 contiene los resultados del cálculo de las condiciones base. La tercera gráfica de abajo muestra los cambios en el perfil de elevación, la de en medio muestra los cambios en la temperatura y la de arriba muestra los cambios en la presión. Los perfiles de elevación y de presión son, aproximadamente, reflejos entre ellos. Las presiones características son: en el punto de entrada 2,175 psi (150 bar), una presión máxima de 2,185 psi (150.7 bar), una presión mínima de 2,026 psi (139.7 bar) y en el punto de salida 2,068 psi (142.6 bar). La curva de temperatura coincide con fenómenos físicos muy conocidos pues la temperatura del gas en tierra fría decrece más radicalmente en el primer tercio de la línea, con un gradiente decreciendo gradualmente. En el caso de la línea en cuestión la temperatura del gas no se enfría tanto como para alcanzar la temperatura del terreno, el gas tendrá una temperatura de 18.3 °C en el punto de salida.



**Fig. 4.4.3.2 Perfil de presión y temperatura.**

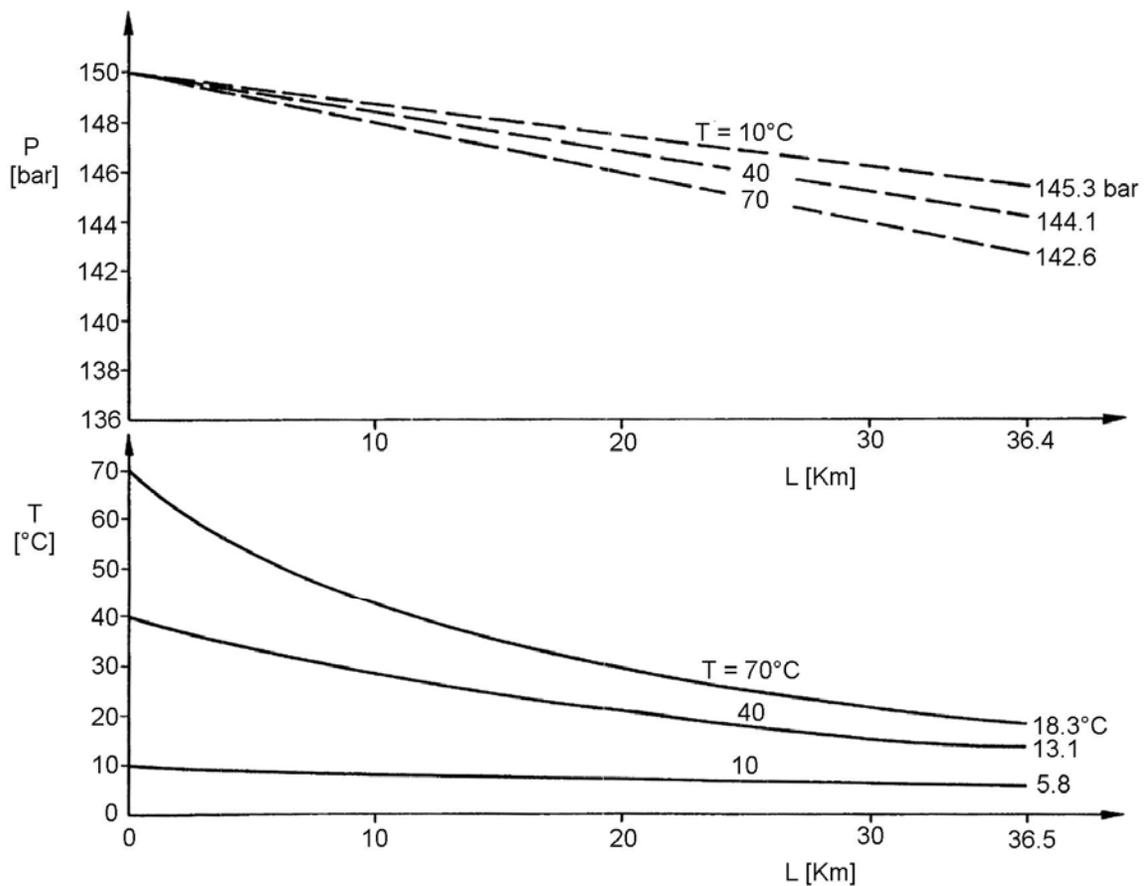
La simulación sirve para analizar los efectos ejercidos en el cambio de la presión de entrada, la temperatura de entrada, la temperatura del terreno y el factor de transferencia de calor sobre la presión y la temperatura. Las curvas de presión en las figuras están graficadas esquemáticamente.

La Fig. 4.4.3.3 muestra las curvas de transporte en el caso de presiones de entrada diferentes. La presión en el punto de entrada depende de la presión en el fondo del agujero del campo de CO<sub>2</sub>. Si la presión en el fondo es de magnitud suficiente, no habrá necesidad de instalar un compresor en el punto de entrada. A una presión de entrada de 1,595 psi (110 bar) la presión de la línea se aproxima al valor crítico, la cual pone en peligro una transportación estable. La presión mínima admisible en el punto de salida es determinada por la presión que demanda el lugar de utilización, para el CO<sub>2</sub> es permanecer en un estado supercrítico hasta la cabeza de los pozos de inyección. El efecto ejercido por los cambios en la presión de entrada sobre la temperatura del gas puede ser despreciado. Sin embargo, debería ser notado que las curvas de temperatura pertenecientes a la presión de entrada de 2,175 psi (150 bar) y 1,885 psi (130 bar) respectivamente, se intersectan entre sí a los 31 Km. Este fenómeno puede ser interpretado por medio de un comportamiento termodinámico particular del CO<sub>2</sub>.



**Fig. 4.4.3.3 Curvas de transporte con  $P_e$  diferentes.**

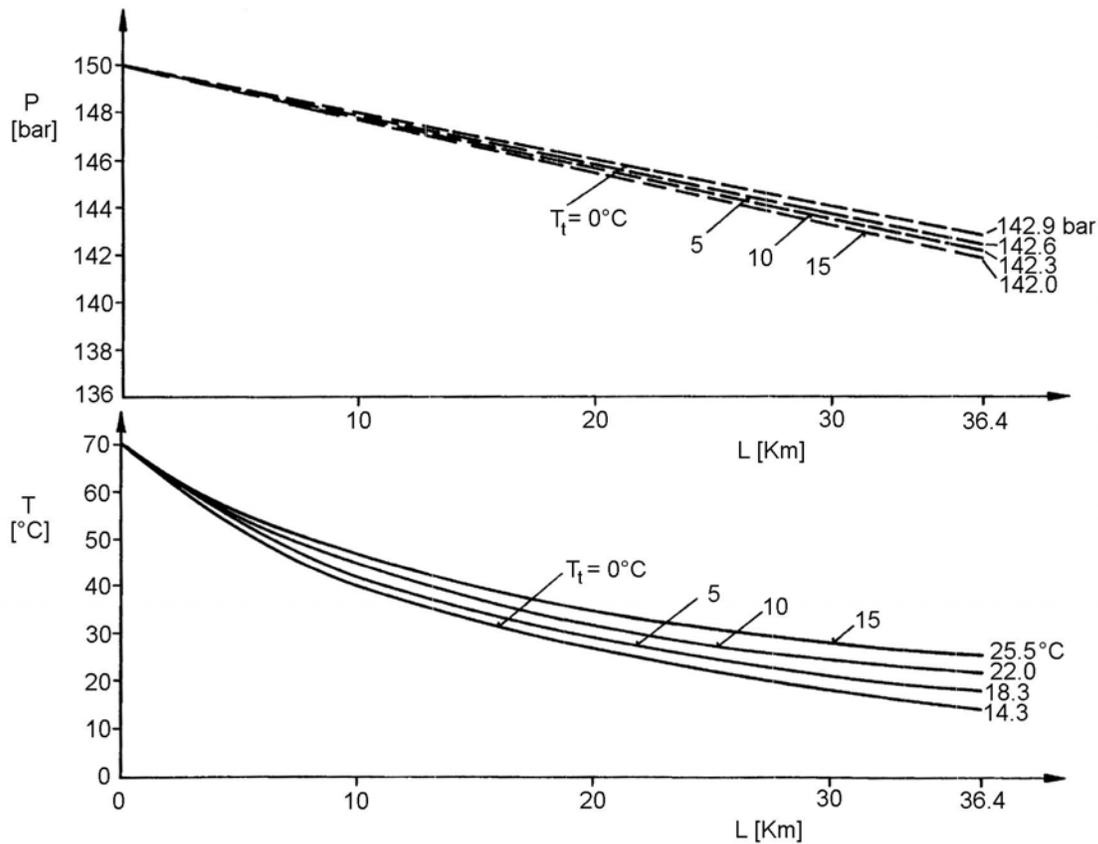
La temperatura de entrada determina el desarrollo de la presión para una extensión pequeña, y básicamente determina la temperatura a lo largo de la línea, En la Fig. 4.4.3.4. se ven las diferencias entre la presión en el punto de salida de gas con 70°C y la temperatura de entrada de 10°C es de 39 psi (2.7 bar), la relación con respecto a la caída de presión completa que es de 68 psi a 107 psi (4.7 a 7.4 bar) no es irrelevante. El transporte de gas a baja temperatura muestra indudables desventajas desde un punto de vista hidráulico. A temperaturas de entrada más bajas la curva del gradiente de la temperatura será más pequeña, y también, el gas se enfría más lentamente hasta la temperatura del terreno.



**Fig. 4.4.3.4 Curvas de transporte con  $T_e$  diferentes.**

Los valores extremos de temperatura de terreno pueden llegar a ser de entre  $0^\circ$  y  $15^\circ\text{C}$  en la parte inferior de la línea. La Fig. 4.4.3.5 muestra las curvas calculadas a varias temperaturas de terreno. La presión de salida de la línea

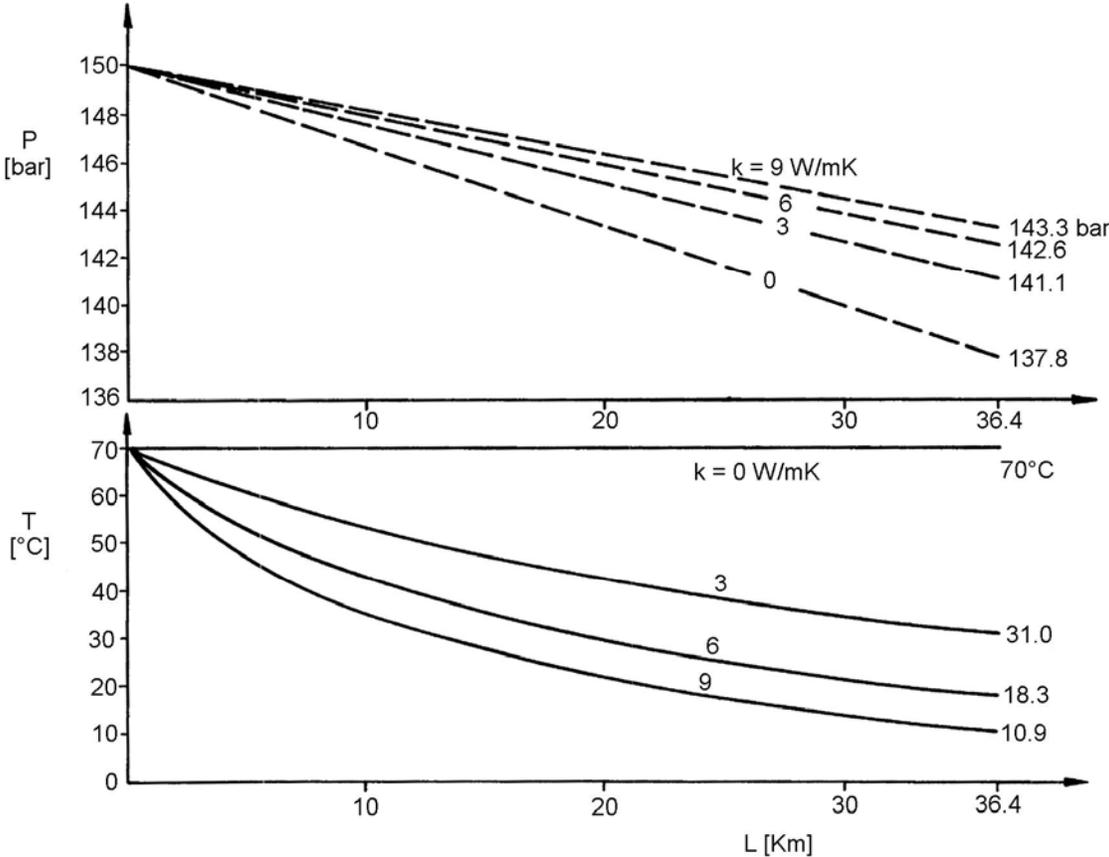
cambia 4.35 psi (0.3 bar) cada 5°C, una presión de salida más alta pertenecería a una temperatura de terreno más baja. El enfriar desde 70°C hasta llegar a 0° o 15°C muestra una gran similitud con la naturaleza. La diferencia entre la temperatura de salida es aproximadamente 10°C, lo cual puede no ser cumplido desde un punto de vista práctico.



**Fig. 4.4.3.5 Curvas de transporte con  $T_t$  diferentes.**

Entre los factores que afectan a la presión y la temperatura uno de los más problemáticos es el factor de transferencia de calor. La Fig. 4.4.3.6 nos ayuda a observar la manera en que el valor de la transferencia de calor modifica el perfil de presión y temperatura a lo largo de la línea. El valor de 0 W/mK es característico de una línea con perfecto aislamiento térmico. Para transportar gas a 70 °C es necesaria una diferencia de presión de 177 psi (12.2 bar). Al incrementar el valor del factor de transferencia de calor el gradiente de enfriamiento llegará a ser más y

más elevado. De acuerdo con los resultados de los cálculos previos el factor de transferencia de calor con un valor alto tomará una temperatura de flujo baja y también una caída de presión más pequeña. A 9 W/mK el gas puede ser transportado con una diferencia de presión de 97 psi (6.7 bar), esto es, la demanda de presión disminuirá a la mitad de su valor, comparado con la transportación de gas caliente. De los resultados de la serie de simulaciones se continúa directamente con el diseño de los parámetros de operación de la línea de CO<sub>2</sub>, el factor de transferencia de calor de los alrededores de la línea debe ser determinado adecuadamente.



**Fig. 4.4.3.6 Curvas de transporte con k diferentes.**

Lo que es más, esto puede ser establecido como que es posible transportar gas a bajas temperaturas con caídas de presión pequeñas, el calentamiento continuo del gas no está verificado desde un punto de vista hidráulico. La

instalación de equipo de calentamiento es, no obstante, necesaria, debido a razones operativas de seguridad, el CO<sub>2</sub> es calentado al iniciar y al detener el flujo en la línea.

La caída de presión total de la línea analizada es relativamente pequeña. Una línea con un diámetro más pequeño puede, sin embargo, no ser recomendable para transportar los 71 MMPCD de gas, por ejemplo, debido a que la caída de presión sería enormemente desfavorable. Cuando se interpreta la caída de presión del transporte de una línea se debe mantener a la vista que entre la cabeza de los pozos de producción y la cabeza de los pozos de inyección exista una diferencia de presión, el valor de estos es determinado por el sistema completo. La recolección del gas dentro del campo productor alarga la distancia de la transmisión y distribución del gas dentro del campo de inyección la que será resuelta con la diferencia de presión máxima. Una distribución razonable de la diferencia de presión existente entre las líneas de recolección, transmisión y distribución es una precondición de aseguramiento en los costos más bajos de inversión.

## 5 USO DEL CO<sub>2</sub> EN PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

El método de desplazamiento de aceite por CO<sub>2</sub> ha sido probado en condiciones de explotación en todo el mundo, principalmente en la unión americana pero los costos por barril de petróleo extraídos rebasaban el umbral de rentabilidad. No obstante, con los actuales precios del mercado así como del avance tecnológico y sumado al hallazgo de yacimientos naturales de CO<sub>2</sub> de volúmenes considerables, hacen que la inyección de CO<sub>2</sub> de manera rentable ya sea una realidad.

Solo existe una fuente comparable a las acumulaciones naturales que podría satisfacer los volúmenes requeridos de CO<sub>2</sub> para un proyecto de esta naturaleza. Estamos hablando de los gases de desecho de las grandes plantas de generación eléctrica o industrias como la metalúrgica o la petroquímica, entre algunas otras. Es por ello que en algunos países así como por la ONU se han puesto en marcha proyectos denominados CAC (Captación y Almacenamiento de CO<sub>2</sub>) con los cuales se prevé revertir el incremento de la contaminación atmosférica por emanación de CO<sub>2</sub>, así como todos los efectos que ésta ocasiona y que todos conocemos, principalmente en el cambio climático (huracanes más violentos, sequías más largas y agudizadas, efecto invernadero, el niño, reducción de capa de ozono, etc.). En resumen, dichos proyectos tienen como objetivo hacer que las industrias no dispersen en la atmósfera el CO<sub>2</sub> que generan como desperdicio, lo que implica que las empresas se involucren de forma activa en sistemas completos de CAC. Las actividades involucradas son en esencia muy simples de explicar: 1) Crear instalaciones de acondicionamiento del CO<sub>2</sub> en las empresas para que el fluido quede a condiciones aceptables de transporte. 2) Crear un sistema de transporte, ya sea por camiones, vagones, barcos o gasoductos según se determine como lo más viable. 3) Enviar los gases semiprocesados a una central de Procesamiento para poner el CO<sub>2</sub> en condiciones de utilización y 4) Ocupar el CO<sub>2</sub> en algunos procesos químicos, métodos de EOR, gasificación de carbón o simplemente almacenarlo en el

subsuelo. Los proyectos pueden volverse tan complejos que involucren la producción, el procesamiento, el transporte, la inyección, la recuperación de HC's, la comercialización, etc., y así sucesivamente hasta hacer que en algún punto sea rentable el Macroproyecto. Sin embargo, gracias a las condiciones a las que se encuentra el mercado global de aceite y el avance de las técnicas y herramientas de administración está muy claro que si se pueden llevar a cabo.

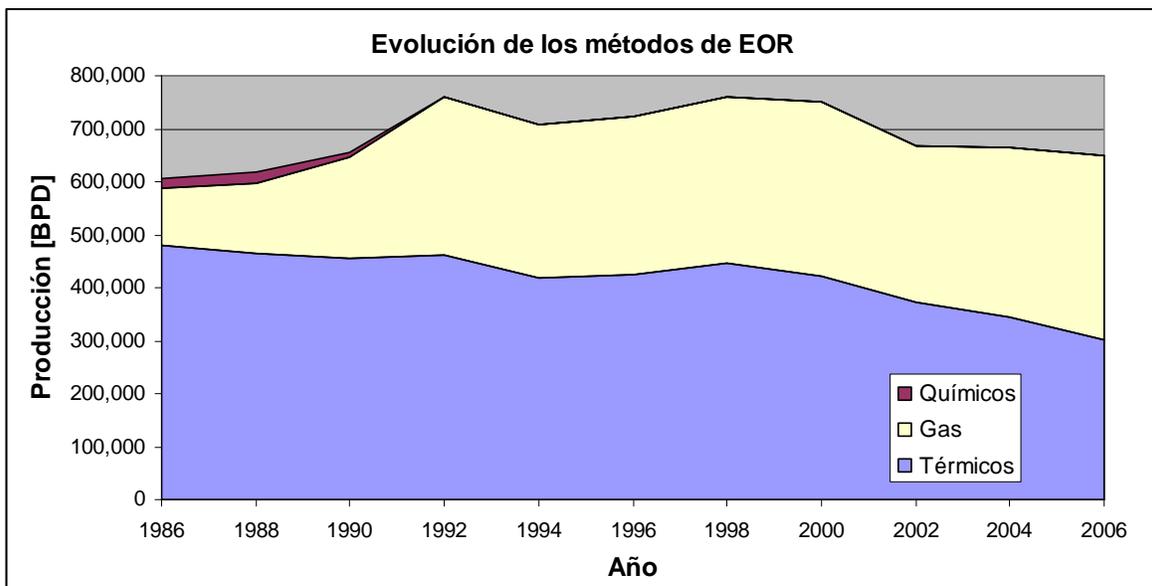
El CO<sub>2</sub> es un gas muy conocido en la naturaleza. Los investigadores han sido atraídos muy pronto desde la puesta de los procesos de recuperación terciaria para tratar de mejorar las tasas de recuperación de aceite. Los primeros estudios se remontan a los años 50's, ellos han hecho resaltar la gran solubilidad del CO<sub>2</sub> en los aceites lo que se traduce en una movilidad importante del aceite y una baja en su viscosidad. Algunas experiencias en su desplazamiento en los laboratorios han dado resultados prometedores. Pero en los años 60's el interés por el CO<sub>2</sub> permaneció limitado en comparación con otros procedimientos. Los procesos de inyección de CO<sub>2</sub> pueden ser clasificados como miscibles y no miscibles.

La fuerte solubilidad del CO<sub>2</sub> en el aceite (y un menor grado en el agua) toma su utilización muy atractiva para la EOR del petróleo. Este gas puede ser inyectado ya sea de manera continua, o bien bajo forma de baches alternados con agua. En el caso de aceites ligeros y medianos, tasas elevadas de recuperación pueden ser obtenidas para los mecanismos de miscibilidad termodinámica. Con aceites pesados la presión de miscibilidad no puede prácticamente jamás ser alcanzada. Por lo general, el CO<sub>2</sub> disuelto en el aceite tiene un efecto directo sobre las propiedades de mezcla: la movilidad del aceite y la reducción de la viscosidad mejorarán sensiblemente la eficiencia de barrido.

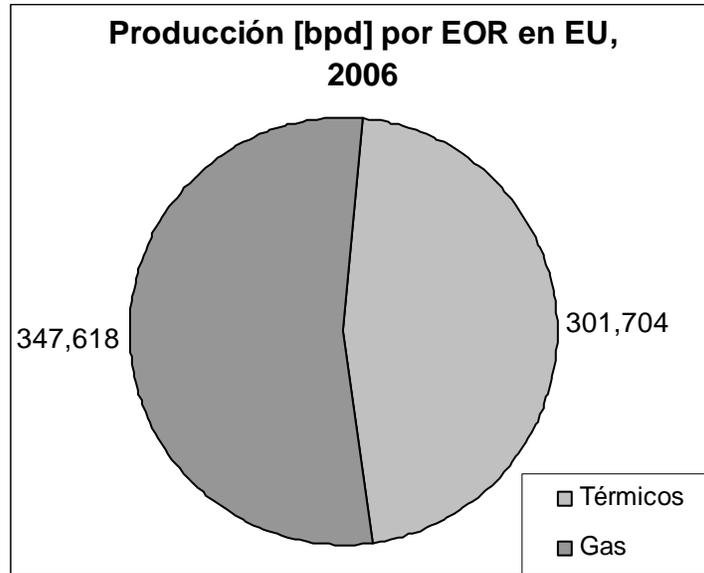
La miscibilidad entre el aceite y el CO<sub>2</sub> es todavía considerada el mecanismo más importante y esto ocurrirá en más sistemas cuando la presión sea bastante alta. En general, las altas presiones son requeridas para comprimir el gas a una densidad en la cual llegue a ser un buen solvente para los componentes ligeros de los aceites, esto es denominado presión mínima de miscibilidad, así, el

CO<sub>2</sub> puede constituir una alternativa a los métodos térmicos cuando estos no son aplicables (de medianas a grandes profundidades por ejemplo).

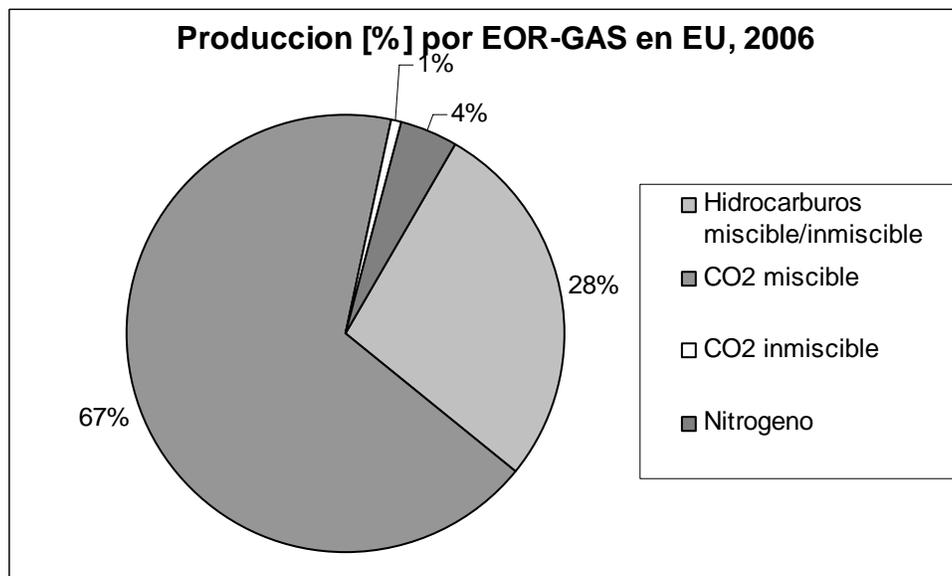
En los EU, las estadísticas muestran un notable incremento en el número de proyectos de EOR con CO<sub>2</sub> en los últimos años, al mismo tiempo que la aportación de estos a la producción nacional va siendo cada vez más significativa. La Fig. 5.1 muestra una gráfica donde se puede apreciar que la producción proveniente de proyectos de EOR que usan algún gas ha venido creciendo de manera constante en los últimos 20 años. En cambio la aplicación de los métodos térmicos ha ido cayendo de manera casi proporcional al crecimiento de los de inyección de gas. Desgraciadamente, los métodos químicos quedaron demasiado rezagados y desde el año 2005 no se les puede atribuir producción alguna. Así mismo, en la Fig. 5.2a y 5.2b se puede ver la producción que hoy en día se está dando.



**Fig. 5.1 Producción con métodos de EOR en EU.**



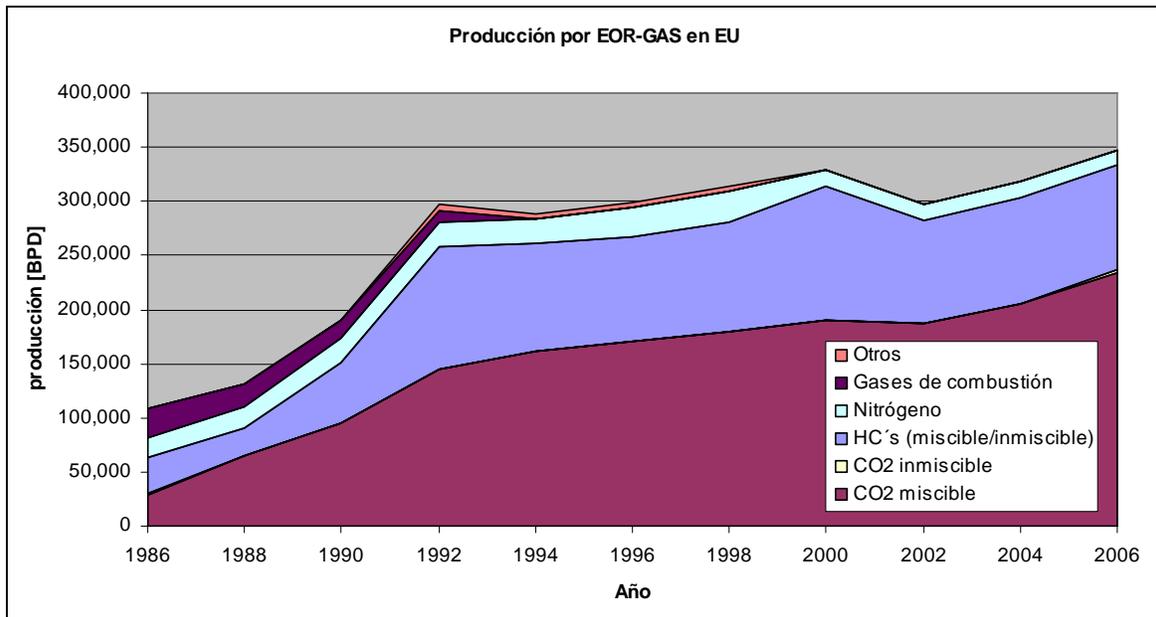
**Fig. 5.2a**



**Fig. 5.2b**

En la Fig. 5.2a se puede apreciar que más del 53% del total de la producción por EOR en el 2006 (650,000 bls) es por inyección de algún gas, mientras que hace 20 años este porcentaje no llegaba al 18%, pese a que se tenía prácticamente la misma producción total por EOR.

En la Fig. 5.2b se puede apreciar también como el valor de producción que alcanza hoy la inyección de CO<sub>2</sub> es de 240,000 bls (68%) de la producción total por EOR-GAS, lo cual se manifiesta muy claramente en la Fig. 5.3.



**Fig. 5.3 Historia de producción por inyección de gases en EU**

También en esta última gráfica se puede apreciar como otros métodos han mermado en su aportación a la producción, a excepción de la inyección de HC's que se ha mantenido en un rango más o menos aceptable de producción, después de haber tenido un crecimiento constante hasta 1992.

En la tabla 5.1 se muestra lo que en EU se tiene planeado pueden ser las tendencias de cómo llevar a cabo la explotación del petróleo en su subsuelo. Se ve claramente la importancia que tendrán los métodos de EOR para alcanzar las metas establecidas, pues más de la mitad del petróleo remanente in situ al día de hoy se pretende explotar por dichos métodos.

	Aceite original in situ [bls x 10 <sup>9</sup> ]	Desarrollado a la fecha		Aceite remanente in situ [bls x 10 <sup>9</sup> ]	Futura recuperación		
		Tecnología convencional [bls x 10 <sup>9</sup> ]	Tecnología EOR [bls x 10 <sup>9</sup> ]		Tecnología convencional [bls x 10 <sup>9</sup> ]	Tecnología EOR [bls x 10 <sup>9</sup> ]	Total [bls x 10 <sup>9</sup> ]
<b>I. Recursos de aceite crudo</b>							
1. Descubierta	582	[194]	[14]	374		100	100
2. No descubierta	360			360	119	60	179
3. Crecimiento de la reserva	210			210	71	40	111
4. zona de transición	100			100		desconocido	desconocido
<b>II. Arenas bituminosas</b>	80			80		10	10
<b>TOTAL</b>	1332	[194]	[14]	1124	<b>190</b>	<b>210</b>	<b>400</b>

\*Incluye a los yacimientos de aceite ligero y pesado

**Tabla 5.1 Reservas de aceite en EU de acuerdo al tipo de explotación futura**

## 5.1 Métodos de inyección de CO<sub>2</sub>

Según las características del yacimiento a ser intervenido, el CO<sub>2</sub> es inyectado bajo los siguientes métodos:

- a) Inyección continua. Es la manera más simple. El CO<sub>2</sub> es inyectado de manera continua en el yacimiento hasta que la relación de gas producido con el aceite sea demasiado elevada para que el costo de producción se considere que ya no es económicamente el más viable.
- b) Inyección de un bache de CO<sub>2</sub>. Un cierto volumen (de 10 a 80 % del volumen poroso) es inyectado en el yacimiento de tal manera que el desplazamiento pueda ser horizontal o vertical.
- c) Inyección alternada. Es el método más empleado y el cual se detalla más adelante. Pequeños baches de CO<sub>2</sub> (algún porcentaje del volumen poroso) son inyectados en alternancia con baches de agua. Tres parámetros controlan este procedimiento:

- El tamaño del bache
  - La resolución del volumen de CO<sub>2</sub> inyectado sobre el volumen de agua inyectada
  - El número de baches
- d) Inyección cíclica: Se trata de un procedimiento de estimulación que es generalmente aplicado a aceites pesados pero que se desarrolla cada vez más en aceite ligero y mediano. Algunos volúmenes de gas son inyectados en un pozo que es enseguida cerrado. Durante esta fase, el objetivo es tratar de disolver el máximo volumen en aceite, para posteriormente después producirlo por expansión del CO<sub>2</sub> disuelto. El ciclo inyección-producción puede ser repetido.

La recuperación con CO<sub>2</sub> es llevada a cabo por la inyección de grandes cantidades (30% o más del volumen poroso con hidrocarburos) dentro del yacimiento. Aunque el CO<sub>2</sub> no es miscible al primer contacto con el aceite crudo, el CO<sub>2</sub> extrae los componentes ligeros a intermedios del aceite y, si la presión es suficientemente alta, desarrolla miscibilidad al desplazar el aceite crudo del yacimiento (MMP). Los desplazamientos inmiscibles con CO<sub>2</sub> son menos efectivos, pero incluso recuperan mejor el aceite que la inyección de agua.

EL CO<sub>2</sub> recupera aceite crudo por cuatro mecanismos principales: (1) aumento del volumen del aceite crudo (el CO<sub>2</sub> es muy soluble en aceite con alta gravedad API); (2) disminución de la viscosidad del aceite (mucho más efectiva que las del N<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub>); (3) disminución de la tensión interfacial entre el aceite y la fase CO<sub>2</sub>/aceite en las regiones cercanas de miscibilidad; y (4) generación de miscibilidad cuando la presión es suficientemente alta.

**Inyección alternada o WAG (water-alternating-gas):** aplicable tanto para el proceso no miscible como para el miscible. Este método fue desarrollado inicialmente para mejorar la eficiencia de barrido durante la inyección del gas. Debido a que el aceite residual después de la inyección de gas normalmente es menor que el aceite residual después de la inyección de agua, y en la zona de tres

fases se pueden obtener saturaciones de aceite remanente más bajas, el método de inyección WAG tiene el potencial para incrementar la eficiencia de desplazamiento microscópico. Por ello fue diseñado con el fin de mejorar el control de la movilidad del desplazamiento y estabilizar el frente. Debido a que el desplazamiento microscópico del aceite por medio de gas es normalmente mejor que el obtenido con agua, la inyección WAG combina la eficiencia de desplazamiento mejorado de la inyección de gas con un barrido macroscópico mejorado de la inyección de agua. Esto ha resultado en una recuperación mejorada (con respecto a la inyección de agua llana) en casi todos los campos donde se utilizaban otros métodos. Aunque el control de la movilidad es una importante contribución, deben ser notadas otras ventajas de la inyección WAG. El intercambio composicional puede dar alguna recuperación adicional y puede influir en la densidad y viscosidad del fluido. La inyección WAG resulta en un complejo patrón de saturación debido a las dos saturaciones (de agua y de gas) que aumentarán y decrecerán alternadamente. Esto ocasiona una especial demanda para la descripción de la permeabilidad relativa. Existen algunas correlaciones para calcular la permeabilidad relativa en las tres fases, pero recientemente solo una aproximación ha sido diseñada para la inyección de gas usando una permeabilidad relativa ciclo-dependiente.

Inyección WAG híbrida: Es cuando un gran bache de gas es inyectado y a este le sigue un cierto número de pequeños baches alternados de agua y gas.

Inyección SWAG: Es un proceso donde el agua y el gas son inyectados simultáneamente. Este proceso ya ha sido probado en algunos yacimientos.

Inyección WASP: (water alternating steam process). Es la versión más reciente de la inyección cíclica.

**Inyección Huff 'n' Puff:** Son operaciones que esencialmente son técnicas de estimulación de pozo las cuales conllevan al incremento de la recuperación de

aceite a través de la remoción de algo del daño de productividad, reduciendo la viscosidad del aceite, incrementando el contenido del gas disuelto, barriendo aceite y vaporizando los componentes más ligeros del aceite. Ello también puede suprimir la producción de agua y ha significado un incremento significativo en la producción de aceite en corto tiempo y ha generado rápidos dividendos especialmente a los atractivos precios del petróleo. El primer proyecto experimental fue en Trinidad y Tobago en 1984 en las reservas del campo Forest. El CO<sub>2</sub> fue fácilmente adquirido y suministrado con una línea de 41 km desde una planta de amoníaco. Los mecanismos que contribuyen a la recuperación de aceite son:

- Reducción de la viscosidad del aceite.
- Barrido de aceite ocasionado por la disolución del CO<sub>2</sub> en el aceite.
- Reducción del daño de la formación adyacente al pozo.
- Empuje de gas en solución asistido por el drene gravitacional.
- Drene mejorado por la reducción en la viscosidad de aceite y la invasión de agua.
- Vaporización de los componentes ligeros del aceite ocasionada por el CO<sub>2</sub>.
- Reducción de la permeabilidad relativa al agua debido al entrapamiento del gas y la reducción de la saturación de agua.
- Reducción de la permeabilidad relativa al agua y al gas durante la fase de succión.
- Reducción de la tensión interfacial.

## 5.2 Criterios de selección del proceso de inyección de CO<sub>2</sub>

Para elegir el método más conveniente aplicable a un caso en particular se deben tomar ciertas consideraciones. Un aspecto muy importante en los proyectos de explotación de CO<sub>2</sub> para su aplicación en un potencial proyecto de recuperación mejorada es la existencia de uno o varios candidatos posibles en los cuales el CO<sub>2</sub> sea inyectado. Los yacimientos que se deseen evaluar para ser posibles candidatos pueden pasar primeramente por criterios básicos de presión y temperatura, los cuales pueden ser:

<b>Criterio de Temperatura</b>	<b>Condición</b>
$T_{yac} < 30\text{ °C (86 °F)}$	inmiscible
$30\text{ °C (86 °F)} < T_{yac} < 32.22\text{ °C (90 °F)}$	Miscible / inmiscible
$T_{yac} > 32.22\text{ °C (90 °F)}$	Inmiscible

<b>Criterio de Presión de yacimiento</b>	<b>Condición</b>
$P_{yac} < 1000\text{ psi}$	inmiscible
$1000\text{ psi} < P_{yac} < 1200\text{ psi}$	Miscible / inmiscible
$P_{yac} > 1200\text{ psi}$	Inmiscible

La tabla 5.2.1 muestra criterios más detallados de la elección del proceso e inyección de CO<sub>2</sub>.

**Tabla 5.2.1**

<b>GUÍAS DE ESCRUTINIO TÉCNICO</b>		
	Recomendado	Rango de los actuales proyectos
<b>Aceite crudo</b>		
Gravedad, °API	>22	27-44
Viscosidad, cp	<10	0.3-6
Composición	Alto porcentaje de HC's intermedios ( especialmente C5-C12)	
<b>Yacimiento</b>		
Saturación de aceite, %VP	>20	15-70
Tipo de formación	Arenas o carbonatos y relativamente delgados a menos que estén profundos	
Permeabilidad promedio	No es crítica si son mantenidos gastos de inyección suficientes	
Profundidad y Temperatura	Para el desplazamiento miscible, la profundidad debe ser lo suficientemente grande como para permitir presiones de inyección más arriba de la MMP, la cual incrementa con la temperatura y con aceites más pesados.	
	Gravedad del aceite °API	Profundidad debe ser mayor a: [m]
<b>Para inyección de CO<sub>2</sub> miscible</b>	>40	762
	32 a 39.9	853
	28 a 31.9	1,006
	22 a 27.9	1,219
	<22	Falla miscibilidad, revisar para inmisible
<b>Para inyección de CO<sub>2</sub> inmisible (recuperación de aceite más baja)</b>	13 a 21.9	550
	<13	Todos los yacimientos fallan a cualquier profundidad

A profundidades menores a 550 m, todos los yacimientos fallan el criterio de escrutinio tanto para la inyección miscible como para la inmisible con CO<sub>2</sub> supercrítico.

Cabe además resaltar que todos los yacimientos con gravedades mayores a 22°API pueden calificar para algún desplazamiento no miscible a presiones menores que la MMP. En general la recuperación de aceite reducida será proporcional a la diferencia entre la MMP y la presión de inyección alcanzada.

Estos criterios arbitrarios han sido seleccionados para proveer de un margen de seguridad que esté por arriba de la profundidad de fractura de yacimiento mínima para la presión de miscibilidad requerida (MMP) y alrededor de

300 psi por arriba de la presión crítica del CO<sub>2</sub> para la inyección inmisible a profundidades someras. La temperatura del yacimiento es incluida y se asume a partir de la profundidad.

No obstante hay tres grandes características de yacimiento que pueden ser aplicadas como criterios de escrutinio para determinar la viabilidad de EOR-CO<sub>2</sub>. Estos criterios incluyen, la presión mínima de miscibilidad (MMP), la inyectabilidad y la heterogeneidad del yacimiento.

### **5.3 Proceso no miscible**

En un proceso de desplazamiento no miscible, tal como la inyección de agua, la eficiencia de desplazamiento microscópico,  $E_D$ , es generalmente mucho menor a la unidad. Parte del aceite crudo en los lugares donde es contactado por el fluido desplazante es atrapado como gotas aisladas, hilos o anillos pendulares, dependiendo de la mojabilidad. Cuando esta condición es alcanzada, la permeabilidad relativa al aceite es reducida prácticamente a cero y si la inyección del fluido desplazante continua, esta será inefectiva porque simplemente el fluido fluye alrededor del aceite atrapado. El aceite no se moverá junto con la corriente debido a las fuerzas capilares, las cuales evitan cualquier deformación del aceite y por tanto que este pase a través de las constricciones o gargantas de los poros.

### **5.4 Proceso miscible**

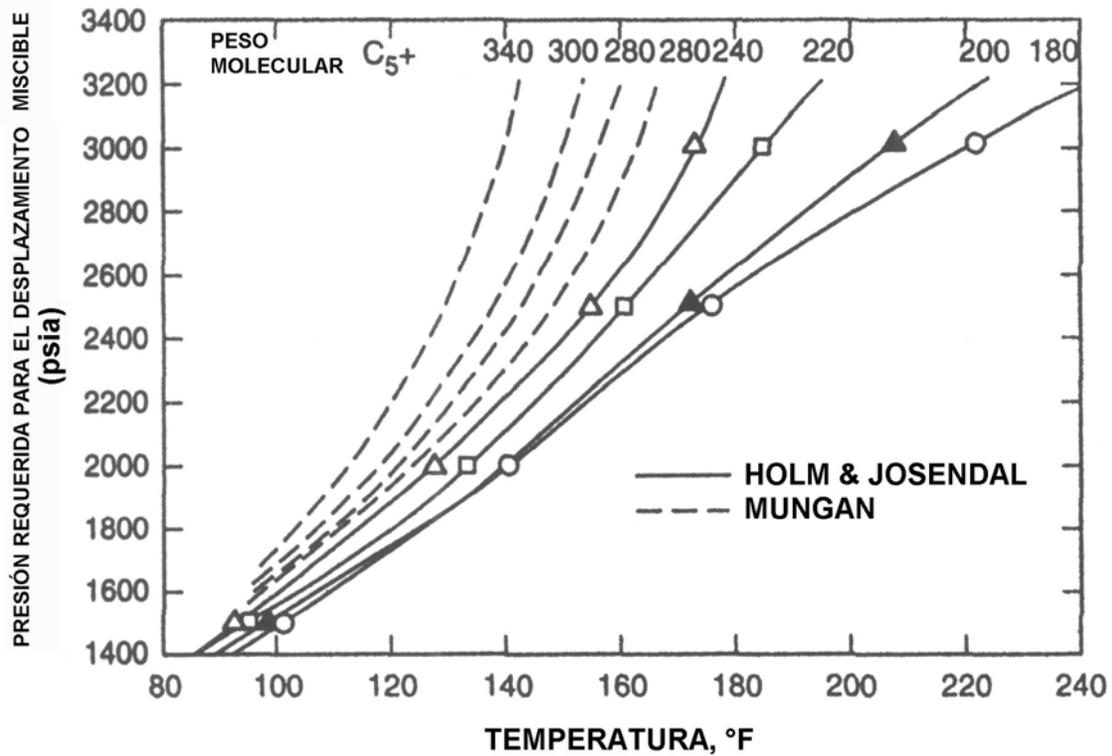
Los procesos de desplazamiento miscible están definidos como procesos donde la efectividad del desplazamiento resulta primordialmente de la miscibilidad entre el aceite in situ y el fluido desplazante, en este caso el CO<sub>2</sub>. La miscibilidad juega un papel muy importante en el proceso surfactante, pero no es el mecanismo principal de recuperación para estos procesos. La miscibilidad también juega otro papel importante en otros procesos que son básicamente inmiscibles tales como la inyección de agua con polímeros.

Bajo la premisa de que podemos dejar aceite con un desplazamiento no miscible se da lugar a las ventajas de un desplazamiento miscible, en el cual el fluido desplazante es miscible con el fluido desplazado a las condiciones existentes en la interfase fluido desplazante/fluido desplazado. La tensión interfacial (IFT) es eliminada. Si los dos fluidos no se mezclan en todas sus proporciones hasta formar una sola fase, el proceso es llamado inmisible.

### **Cálculo de la presión mínima de miscibilidad**

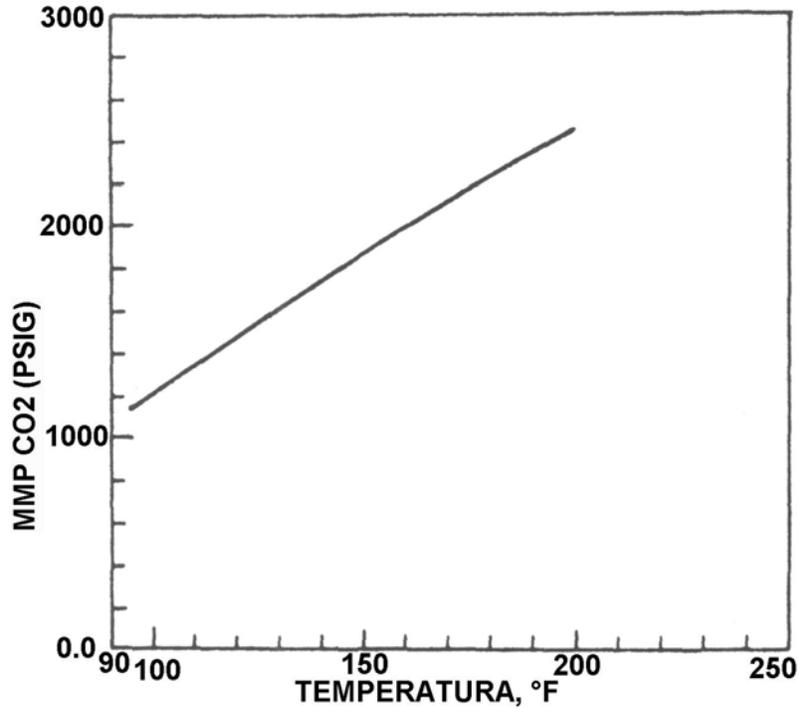
Existen algunas correlaciones empíricas para predecir la MMP en el desplazamiento miscible de  $\text{CO}_2$ . Todas están basadas en mediciones experimentales con un equipo "slim-tube" (tubo esbelto), aunque, cabe señalar que las condiciones del experimento e incluso la misma definición de MMP no son las mismas para el autor de cada correlación.

Holm & Josendal, desarrollaron una ecuación que es una extensión a la de Benham. La correlación, mostrada en la Fig. 5.3.1, muestra la MMP como una función de la temperatura y el peso molecular de la fracción de  $\text{C}_{5+}$  en el aceite. Mungan extendió la correlación de Holm & Josendal al omitir el peso molecular adicional de la fracción de  $\text{C}_{5+}$  del aceite del yacimiento; esta extensión también está mostrada en la Fig. 5.3.1. Holm & Josendal posteriormente demostraron que el desarrollo de la miscibilidad con el  $\text{CO}_2$  está relacionada con la densidad del  $\text{CO}_2$ . Ellos correlacionaron la densidad del  $\text{CO}_2$  a un valor de la MMP con el contenido de las fracciones  $\text{C}_5$  hasta  $\text{C}_{30}$  del aceite del yacimiento. La correlación de Holm & Josendal mostrada en la Fig. 5.3.1 es aplicable para cuando el fluido desplazante es  $\text{CO}_2$  puro.



**Fig. 5.3.1 Presión mínima de miscibilidad contra T (Holm & Josendal)**

Yelling & Metcalfe desarrollaron una correlación incluso simple, mostrada en la Fig. 5.3.2. La MMP está correlacionada en una sola curva que es función de la temperatura. Sin embargo, si la presión en el punto burbuja es mayor que la MMP de la curva, entonces la presión de burbujeo es tomada como la MMP. Se tomo en cuenta para la posible formación de dos fases cuando la presión está por debajo del punto burbuja del aceite del yacimiento. La correlación de Yelling & Metcalfe es aplicable, también, cuando el fluido desplazante es CO<sub>2</sub> puro.



**Fig. 5.3.2 Presión mínima de miscibilidad contra T (Yelling & Metcalfe)**

Jonson & Pollin & Alston desarrollaron correlaciones que toman en cuenta las impurezas en el CO<sub>2</sub>. La correlación de Alston para CO<sub>2</sub> puro es también aplicable a corrientes de CO<sub>2</sub> con impurezas. Para CO<sub>2</sub> puro, la MMP ( $p_{CO_2}$ ), está dada por:

$$p_{CO_2} = 8.78 \times 10^{-4} (T)^{1.06} (\bar{M}_{wC_{5+}})^{1.78} \left( \frac{X_{vol}}{X_{int}} \right)^{0.136}$$

Donde:

$P_{CO_2}$  = MMP para el CO<sub>2</sub> puro a inyectar [psi]

$T$  = Temperatura del yacimiento [°F]

$\bar{M}_{wC_{5+}}$  = Peso molecular de la fracción de C<sub>5+</sub> en el aceite.

$X_{vol}$  = Fracción molar del componente volátil en el aceite (C<sub>1</sub> y N<sub>2</sub>)

$X_{int}$  = Fracción molar de los componentes intermedios en el aceite (C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S)

## 6 FACTIBILIDAD ECONÓMICA DEL CO<sub>2</sub> EN LOS PROYECTOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.

La inyección de CO<sub>2</sub> requiere de entre 10 a 40 MMPCD para cada yacimiento en promedio, algunas veces más. En general, el precio y la disponibilidad del gas favorecerán el uso. El costo del gas es una variable de mucha importancia, puede variar mucho dependiendo ya sea de tener recursos naturales de CO<sub>2</sub> 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. Algunos costos de transporte pueden ser vistos en las figuras 6.1.1 y 6.1.2, donde se aprecia las grandes diferencias que existen entre la entrega por tubería como por camiones o tren, siendo el abastecimiento a través de tuberías el camino más favorable.

La siguiente tabla muestra algunas unidades muy utilizadas en la industria de la EOR.

**Tabla 6.1 Factores de conversión adicionales útiles en la lectura de temas de inyección de CO<sub>2</sub>**

1 bbl = 42 galones EU = 0.159 m <sup>3</sup>
1 ft <sup>3</sup> = 0.0283 m <sup>3</sup>
1,000 ft <sup>3</sup> (Mscf o Mcf) = 28.3 m <sup>3</sup>
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 CO <sub>2</sub> a condiciones estándar = 0.001868 g/cm <sup>3</sup> o 1.87 Kg/m <sup>3</sup> o 0.1166 lbm/ft <sup>3</sup>
17,150 ft <sup>3</sup> de CO <sub>2</sub> a 60°F (1 atm)= (en peso) 1 ton EU (2,000 lbm)
1 ton EU = 2,000 lbm = 907 Kg (1 Kg = 2.2 lbm)
1 ton EU = 0.907 ton métricas
1 ton métrica (1 tonne) = 18,904 scf a 60°F y 1 atm
1 Gt (Gigatonne) = 1,000 millones de ton métricas
1 bbl de aceite (35 °API) = 0.16982 ton EU = 0.16895 tonne
1 Mscf/bbl = 0.31324 tonne de CO <sub>2</sub> /tonne de aceite(35 °API)

## 6.1 Análisis económico

Los factores que debemos de considerar para llevar a cabo una evaluación económica de un proyecto sin lugar a dudas son los costos y las utilidades. Con base en índices e indicadores se determinará si un proyecto es rentable o no y en que magnitud. En esta sección definiremos las consideraciones básicas que debemos tomar en cuenta para realizar dicha evaluación. Para empezar definiremos dos de los rubros que hay que tomar en cuenta, ellos son:

1. **Costos de producción del CO<sub>2</sub>**: Aquí se involucran los costos de investigación (exploración, estudios, etc.), desarrollo (perforación de pozos), procesamiento (inversión inicial para la planta, etc.) y gastos de operación y mantenimiento de un campo (o yacimiento) productor de CO<sub>2</sub>.

2. **Costos de transporte**: Esto incluye la construcción de una línea, así como la compra e instalación de compresores en la entrada de la línea, boosters de compresión (de ser necesarios), reductores de presión (de ser necesario) y gastos de operación y mantenimiento de la línea.

Si llamamos costo total de adquisición del CO<sub>2</sub>,  $C_{TA}$ , al precio que tiene que pagar un comprador de CO<sub>2</sub> el cual quiere tener una línea de llegada en un punto cercano a su yacimiento, ese precio sería precisamente la suma de los dos primeros costos (1) y (2) arriba definidos.

$$C_{TA} = C_p + C_t$$

La tabla 6.1.1 muestra costos totales de adquisición en EU de acuerdo a la capacidad de las líneas y a las distancias requeridas de entrega.

**Tabla 6.1.1**

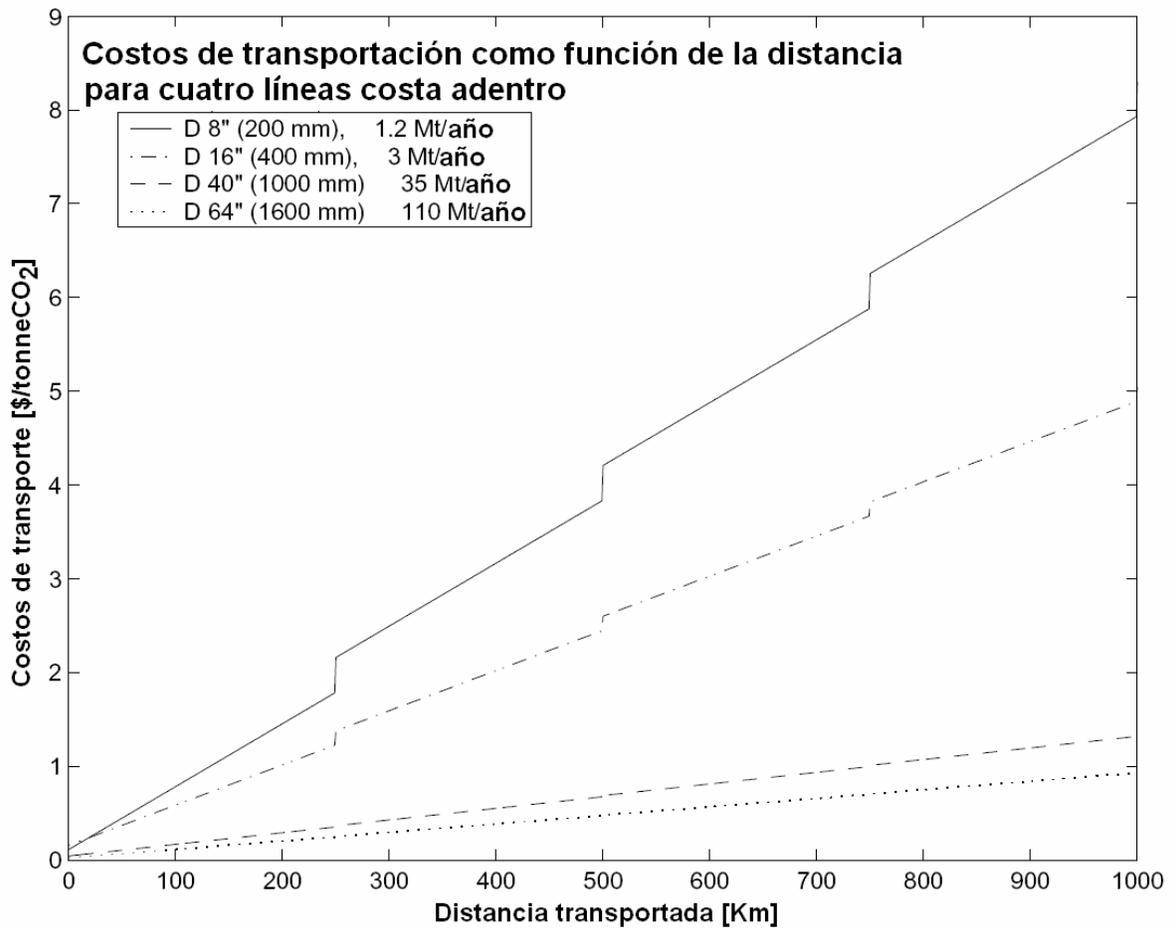
Capacidad de la tubería [MMpcd]	Distancia [millas]	Costo total de recursos naturales [dls/t de CO <sub>2</sub> ]	Costo total de industrias [dls/t de CO <sub>2</sub> ]
300	100	0.52	1.50
	200	0.58	1.56
	300	0.64	1.62
	400	0.70	1.68
200	100	0.54	1.52
	200	0.62	1.60
	300	0.70	1.68
	400	0.78	1.76
100	100	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	1.30	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

**Costo de líneas costa adentro**

La línea de transporte tiene una gran proporción de los costos fijos, causados por muy altos costos de construcción lo que implica muy largos tiempos de depreciación. Una probable vida útil para una tubería es de 25 años, esto es

usado en los siguientes cálculos junto con un interés asumido del 5%. La función del costo de la construcción y tendido de una línea costa adentro está mostrada en la siguiente ecuación (IEAGHG, 2002):

$$\text{Costo [millones \$]} = 0.0619 L + 0.8529 + (0.00115 L - 0.00001) \cdot D + (0.000299L + 0.00003) \cdot D^2$$



**Fig. 6.1.1 Costos de transporte para líneas costa adentro**

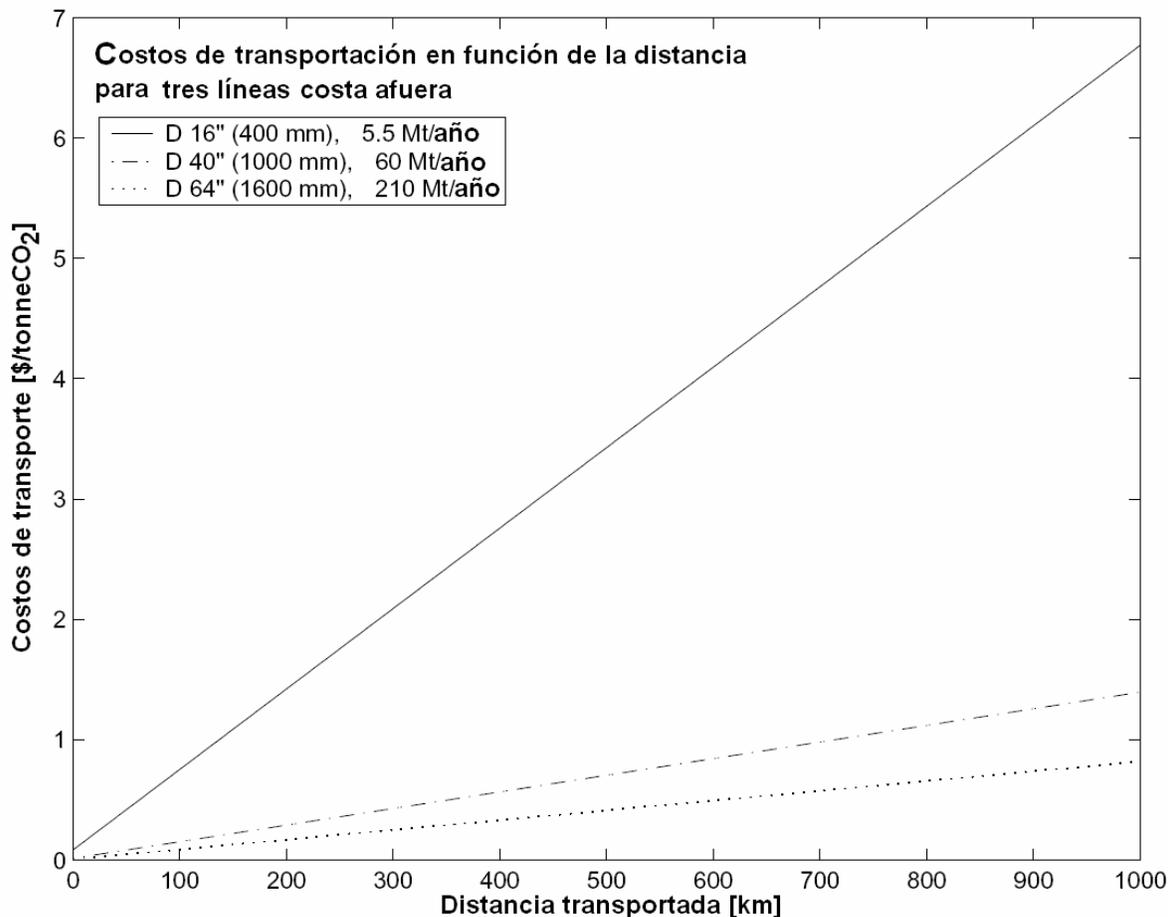
Donde  $L$  es la longitud de la línea en Km,  $D$  es el diámetro en pulgadas, y el costo está en millones de dólares.

### Costo de líneas costa afuera

Costa afuera, los costos del tendido de las líneas son mucho mayores a los costos de líneas costa adentro, debido a algunas limitaciones tecnológicas, por ejemplo las dificultades del transporte de la línea al sitio de instalación. La siguiente ecuación (IEAGHG, 2002) muestra los costos de inversión en una línea costa afuera.

$$\text{Costo}[\text{Millones}\$] = 0.4048L + 4.6946 - (0.00153L - 0.0113) \cdot D + (0.000511L + 0.000204) \cdot D^2$$

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



**Fig. 6.1.2 Costos de transporte para líneas costa afuera**

### **Costo de Boosters de compresión.**

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

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

Donde  $P$  es la potencia instalada en MW.

### **Costos operativos**

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

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

De esta manera se contemplan aquí los rubros más importantes en lo que respecta a los costos del CO<sub>2</sub> en un futuro proyecto de su inyección para EOR. A pesar de que se tiene que hacer ciertas inversiones en el yacimiento candidato, por ejemplo: Una toma de CO<sub>2</sub> de la línea de transporte principal, ramales de CO<sub>2</sub> al campo petrolero, modificaciones en los procesos de producción, compresión de CO<sub>2</sub>, planta desecadora del gas de inyección, pozos inyectoros (de ser necesarios). La inversión total en la explotación del CO<sub>2</sub> será el gasto más importante en el proyecto de recuperación mejorada, pues para desarrollar el yacimiento de CO<sub>2</sub> seguramente se necesitará perforar, y como estadísticamente se sabe, son las erogaciones más grandes en la etapa de desarrollo de cualquier campo.

Proyectos exitosos fueron llevados a cabo en yacimientos de aceite de gravedades API desde 11 hasta 38 °API y viscosidades desde 0.5 hasta 3000 cp y con porosidades de 11 a 32% y profundidades desde 350 hasta 4000 metros, espesores de 2 hasta 67 metros y permeabilidades en el orden de 10 a 2500 mD. Estas operaciones exitosas han utilizado un rango de CO<sub>2</sub> de 0.3 MPC/barril hasta 10 MPC/barril para yacimientos de aceite ligero y 5 MPC/barril hasta 22 MPC/barril para yacimientos de aceite pesado. Tomando estos rangos como base y utilizando

las tablas 6.1 y 6.1.1 podemos elaborar valores estimados máximos y mínimos para los diferentes costos de extracción en yacimientos de aceite ligero y de aceite pesado. La amplitud de los rangos de estos valores e deben a muchos factores involucrados en la eficiencia del proyecto de EOR-CO<sub>2</sub>, tales como el método de inyección de CO<sub>2</sub> usado así como el diseño del mismo, las características geológicas y petrofísicas del yacimiento, las propiedades del aceite a recuperar, las propiedades del sistema roca fluidos, etc.

**Tabla 6.1.2 Costos de extracción adicional por EOR-CO<sub>2</sub>**

Capacidad de la tubería [MMPCD]	Distancia [millas]	Costo (de yacimiento natural) [dls/t]	C <sub>TE</sub> para aceite ligero [dls/barril]		C <sub>TE</sub> para aceite pesado [dls/barril]	
			mínimo	máximo	mínimo	máximo
200	100	0.54	0.0094	0.3149	0.1574	0.6927
	200	0.62	0.0108	0.3615	0.1808	0.7953
	300	0.7	0.0122	0.4082	0.2041	0.8980
	400	0.78	0.0136	0.4548	0.2274	1.0006
50	50	0.56	0.0098	0.3265	0.1633	0.7184
	100	0.67	0.0117	0.3907	0.1953	0.8595
	200	0.88	0.0154	0.5131	0.2566	1.1289
	300	1.09	0.0191	0.6356	0.3178	1.3983
	400	1.3	0.0227	0.7580	0.3790	1.6676
10	50	0.91	0.0159	0.5306	0.2653	1.1673
	100	1.36	0.0238	0.7930	0.3965	1.7446
	200	2.26	0.0395	1.3178	0.6589	2.8991

La tabla 6.1.2 muestra los costos estimados, en los que se puede apreciar que para un proyecto a gran escala donde se inyecten 200 MMPCD de CO<sub>2</sub> (proveniente de una yacimiento natural) a uno o varios yacimientos de aceite ligero a 100 millas (160 km) los costos de extracción adicionales no llegan ni siquiera a un centavo de dólar por barril, mientras que por el contrario el caso más caro resulta ser de 2.9 dólares por barril adicionales para el costo de extracción cuando solo se inyectan 10 MMPCD a uno o varios yacimientos de aceite pesado a 200 millas de la fuente.

## 7 CONCLUSIONES

1. El CO<sub>2</sub> proveniente de yacimientos naturales es el más recomendable para los proyectos de recuperación mejorada, primeramente por sus volúmenes, y así mismo, por la pureza en las que se presenta en algunos campos.

2. Las instalaciones de procesamiento superficial requieren de una especial atención en la etapa de diseño, en la cual se recomienda: 1) Usar mediciones de flujo másico por arriba del punto crítico. 2) Calcular la envolvente de fases que cubra el total de las condiciones para verificar las anomalías. 3) añadir datos conservadores para el tamaño del deshidratador para prevenir posibles condiciones de formación de hidratos. 4) Seleccionar materiales de construcción que prevengan tasas de corrosión altas, especialmente con el CO<sub>2</sub> húmedo. 5) Considerar el riesgo de formación de salmueras muy concentradas causadas por los efectos del pH del CO<sub>2</sub>.

3. Considerar los nuevos procesos que se han desarrollado para el tratamiento especial del CO<sub>2</sub>, tal como la utilización de Glicerol o Alumina en la deshidratación de CO<sub>2</sub> supercrítico, así como procesos con solventes para la remoción selectiva del H<sub>2</sub>S o inclusive la destilación fraccional y las membranas semipermeables para la separación de los hidrocarburos, darán como resultados disminución de los costos haciendo más atractivos los proyectos.

4. La tecnología necesaria para llevar a cabo los proyectos de explotación del CO<sub>2</sub> así como su tratamiento e inyección está completamente desarrollada en una gran variedad de configuraciones y alternativas disponibles, lo cual hace posible su aplicación a cualquier escala en la recuperación terciaria o mejorada.

Los proyectos de extracción de CO<sub>2</sub> para EOR son totalmente viables tanto técnica como económicamente, debido a las diferentes circunstancias que rodean a los mismos, por ejemplo los precios del petróleo y los costos de producción, procesamiento y transporte del CO<sub>2</sub>.

## NOMENCLATURA

Las unidades de cada abreviatura enlistada se presentan en la parte inferior de cada ecuación en donde son utilizadas, de lo contrario se debe asumir que las ecuaciones están elaboradas para ser utilizadas en unidades consistentes.

A	Área
BHP	Caballos de potencia al freno (brake horse power)
BPC	Billones de pies cúbicos(1 BPC = $1 \times 10^{12}$ ft <sup>3</sup> )
bls	barriles
bpd	barriles por día
BWR	Benedict-Webb-Rubin (ecuación de estado)
c	Calor específico por unidad de masa
CO <sub>2</sub>	Bióxido o dióxido de carbono
cp	centipoise
d o D	Diámetro
dls	dólares
$\varepsilon$	Rugosidad
EOR	(Enhanced Oil Recovery) Recuperación mejorada o terciaria
Fig.	Figura
H	Entalpía
IFT	Tensión interfacial
k	Factor de transferencia de calor
Km	Kilómetros
ℓ o L	Longitud
LPG	Gas licuado de petróleo
M	Masa molecular
mD	miliDarcy
MMP	Presión mínima de miscibilidad
MMPC	Millones de pies cúbicos
MMPCD	Millones de pies cúbicos diarios
MPa	Mega pascales
MPC	Miles de pies cúbicos
MPCD	Miles de pies cúbicos diarios
Mt	Miles de toneladas
MW	Mega Watts
n	número de etapas del compresor
NH <sub>3</sub>	Amoníaco
N <sub>Re</sub>	Número de Reynolds

$p$	Presión
$q_m$	gasto másico
$R$	Relación de compresión
$R$	Constante de gas real
$t$	tonelada
$T$	Temperatura
$W/mK$	Watt por metro-Kelvin
$z$	Factor de compresibilidad
$\delta^{13}CO_2$	isótopo trece del $CO_2$
$\Delta p$	variación (caída o aumento) de presión
$\lambda$	Factor de fricción de Colebrook-White
$\rho$	densidad molar o densidad efectiva

## BIBLIOGRAFÍA

1. Tihanyi L., Csete J., Dragossy R., University of Miskolc, **“Pressure and Temperature conditions of CO<sub>2</sub> pipelines”**, Document 13961-MS, SPE, 1985.
2. Robert F. Weeter, Mobil Exploration and production Service Inc., Louis N. Halstead, Mobil producing Texas and New Mexico, Inc., **“Production of CO<sub>2</sub> from reservoir – A New concept”**, Journal petroleum technology, september, pages 2144-2148, Document SPE 10283-PA, SPE 1982.
3. Renfro J. J., Arco Oil and Gas Co., **“Sheep Mountain CO<sub>2</sub> Production facilities – A Conceptual Design”**, Journal petroleum technology november, pages 1462-1468, Document SPE 7796-PA, SPE 1979
4. Mikael Odenberger, Richard Svensson, Chalmers university of Technology, **“Transportation Systems for CO<sub>2</sub> – Application to Carbon Sequestration”**, Department of Energy Conversion, Chalmers, U. T., Göteborg, Sweden 2003.
5. Ken E. Arnold, P.E. Houston TX., Maurice I. Stewart, PE Metairie Louisiana, **“Design of Gas-Handling Systems and Facilities”**, Ed. BH, 1999
6. Petróleos Mexicanos, **“Anuario estadístico 2005”**.
7. García Gómez F. J., **“Fundamentos para la selección y aplicación de los procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos en México”**, PEMEX Exploración y Producción
8. Gachuz Muro H., PEMEX – PEP, **“Yacimientos de CO<sub>2</sub> en México. Alternativa viable para programas de recuperación terciaria”**, CIPM, 2005.
9. S. H. Stevens, J. M. Pearce, A. A. J. Rigg, National Energy Technology Laboratory., **“Natural Analogs for Geologic Storage of CO<sub>2</sub>: An Integrated Global Research Program”**, U. S Department of Energy
10. Gómez Cabrera, J. A. **“Apuntes de conducción y manejo de la producción”**, Facultad de Ingeniería, UNAM.

11. J.J. Taber, F.D. Martin, R.S. Seright, **“EOR Screening criteria revisited”**  
New Mexico Petroleum Recovery Research Center. SPE. 1997
12. SINTEF Petroleum Research, CO<sub>2</sub>-Norway AS, Norwegian School of Management, **“Large Scale CO<sub>2</sub> Sequestration on the Norwegian Continental Shelf”** Norwegian Research Council, 2004
13. C. Korose, D. Garner, A. Luther, S. Frailey, B. Seyler, **“Oil Field Screening Study for CO<sub>2</sub> sequestration and EOR in the Illinois Basin”**, 2004.
14. M.H. Holtz, P.K. Nance, R.J. Finley, **“Reduction of Greenhouse gas emissions through underground CO<sub>2</sub> sequestration in Texas Oil and Gas Reservoirs”**, Bureau of Economic Geologic, University of Texas, 1999.
15. Advanced Resources International, **“Undeveloped Domestic Oil Resources”**, U.S. Department of Energy, 2006.
16. Don W. Green, G. Paul Willhite, University of Kansas **“Enhanced Oil Recovery”** SPE textbook series vol.6, 1998.
17. Carrillo Hernandez T., Escudero Badillo M., **“Comparative Study of natural gas data from two different gulf of Mexico basins”**, IMP, 2006.
18. Robert M. Ormiston, Mark C. Luce, **“Surface processing of carbon dioxide in EOR projects”**, Chevron Research Co., Journal of Petroleum Technology, 1986.
19. L. Mohammed-Singh, Petrotrin; A. K. Singhal and S. Sim, Alberta Research council, **“Screening Criteria for Carbon Dioxide Huff ‘n’ Puff Operations”**, Document 100044, SPE 2006.
20. J. R. Christensen, E. H. Stenby, A. Skauge, SPE, **“Review of WAG Field Experience”**, Document 71203, SPE 2001.
21. V. V. Popp, Campina M. Marinescu, D. Manoui, **“Possibilities of energy from CO<sub>2</sub> reservoirs”**, Petrom SA, PUB, INCERP, ICTP Campina Romania. 1998.
22. J. K. Hunter, L. A. Bryan, **“LaBarge Project: Availability of CO<sub>2</sub> for Tertiary Projects”**, Exxon Co., EU, 1986.