



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“INYECCIÓN DE CO₂ COMO
MÉTODO DE RECUPERACIÓN
MEJORADA”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

CASTRO CASTAÑEDA LUIS FERNANDO

DIRECTOR DE TESIS:

DR. VÍCTOR HUGO ARANA ORTIZ



MÉXICO, D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2013

ÍNDICE

	Pag
LISTA DE FIGURAS.....	<i>i</i>
LISTA DE TABLAS.....	<i>vi</i>
AGRADECIMIENTOS.....	<i>vii</i>
RESUMEN.....	<i>iv</i>
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Fuentes de CO ₂	4
1.2 Proyectos existentes de almacenamiento de CO ₂	6
CAPÍTULO II. SECUESTRO, TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE CO₂ ..	8
2.1 Tecnologías de captura de CO ₂	8
2.1 Introducción.....	8
2.2. Tipos de captura.....	9
2.2.1 Captura de CO ₂ en post-combustión.....	9
2.2.1.1 Absorción química.....	11
2.2.1.2 Proceso de adsorción.....	16
2.2.1.3 Captura con membrana.....	17
2.2.2 Captura de CO ₂ en pre-combustión.....	19
2.2.2.1 Adsorción a cambio de presión (PSA).....	22
2.2.2.2 Absorción química.....	22
2.2.2.3 Separación con membranas.....	22
2.2.3 Captura de CO ₂ en oxi-combustión.....	22
2.2.4 Costos de la captura.....	26
2.2 Transporte de CO ₂	30
2.2.1 Transporte de CO ₂ por tubería.....	32
2.2.1.1 Diseño.....	33

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

2.2.1.2 Costos.....	37
2.3 Almacenamiento geológico.....	40
2.3.2 Mecanismos de almacenamiento de CO ₂ en formaciones geológicas.....	42
2.3.2.1 Atrapamiento físico.....	43
2.3.2.2 Atrapamiento hidrodinámico.....	44
2.3.2.3 Atrapamiento residual.....	44
2.3.2.4 Atrapamiento por solubilidad.....	45
2.3.2.5 Atrapamiento mineral.....	45
2.3.3 Criterios de selección.....	46
2.3.4 Opciones de almacenamiento geológico.....	47
2.3.4.1 Yacimientos de hidrocarburo.....	48
2.3.4.2 Formaciones salinas.....	48
2.3.4.3 Capas de carbón.....	49
2.3.5 Efecto de las impurezas.....	50
2.3.6 Capacidad de almacenamiento.....	51
2.3.6.1 Capacidad de almacenamiento en yacimientos de aceite...	52
2.3.6.2 Capacidad de almacenamiento en formaciones salinas.....	52
2.3.6.3 Capacidad de almacenamiento en capas de carbón.....	54
2.3.7 Caracterización de los sitios identificados.....	54
2.3.8 Tecnología para la inyección.....	54
2.3.9 Monitoreo.....	55
2.3.10 Costo del almacenamiento geológico.....	55

CAPÍTULO III. RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE INYECTANDO CO₂

3.1 Introducción.....	58
3.2 Tipos de recuperación mejorada.....	59
3.3 Propiedades del CO ₂	60
3.4 Criterios de escrutinio.....	64
3.4.1 Método de Taber.....	64
3.4.2 Método del programa selector.....	67

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

3.4.3 Método con base en sistemas expertos.....	67
3.5 Capacidad de almacenamiento del CO ₂	67
3.6 Diagrama pseudoternario.....	68
3.6.1 Miscibilidad de primer contacto.....	70
3.6.2 Miscibilidad por contacto múltiple.....	71
3.6.2.1 Mecanismo de condensación.....	71
3.6.2.2 Mecanismo de vaporación.....	72
3.7 Presión Mínima de Miscibilidad.....	73
3.7.1 Determinación de la PMM.....	75
3.7.1.1 Métodos experimentales.....	75
3.7.1.1.1 La prueba del tubo delgado.....	75
3.7.1.1.2 Prueba de la burbuja ascendente.....	77
3.7.1.2 Correlación para la PMM del CO ₂	78
3.8 Esquemas de inyección.....	79
3.8.1 Inyección continua de CO ₂	80
3.8.2 Inyección alternada de CO ₂ y agua (WAG).....	80
3.8.3 Inyección CO ₂ seguido por agua.....	82
3.8.4 Inyección simultánea de CO ₂ y agua (SWAG).....	82
3.8.5 Inyección de CO ₂ seguido de una espuma (FAWAG).....	82
3.9 Desplazamiento miscible de CO ₂	83
3.10 Desplazamiento inmisible de CO ₂	87
3.9 Diseño e implementación de la inyección de CO ₂	88
3.9.1 Introducción.....	88
CAPÍTULO IV. SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA LA INYECCIÓN DE CO₂.....	98
4.1 Introducción.....	98
4.2 Descripción de los esquemas de inyección.....	100
4.2.1 Inyección de agua.....	100
4.2.2 Inyección de CO ₂	101
4.2.3 Inyección WAG.....	102
4.2.4 Inyección de CO ₂ +agua.....	103

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

4.3 Comparación de los esquemas de inyección.....	104
CAPITULO V. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	110
5.1 Introducción.....	110
5.2 Metodología de la evaluación económica de proyectos.....	111
5.3 Análisis de riesgo.....	114
5.3.1 Análisis de sensibilidad.....	114
CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	122
NOMENCLATURA.....	124
REFERENCIAS.....	126

LISTA DE FIGURAS

FIGURA	PÁGINA
Figura 1.1 Diagrama del sistema de Captura y Almacenamiento de CO ₂ .	3
Figura 1.2 Zonas prospectivas de cuencas sedimentarias en las cuales se puede almacenar CO ₂ de forma segura.	5
Figura 1.3 Distribución mundial de las grandes fuentes de CO ₂ .	5
Figura 1.4 Proyecto de Sleipner operado por Statoil.	7
Figura 2.1 Esquema general de los procesos de captura de CO ₂ .	8
Figura 2.2 Esquema de la captura en post combustión.	9
Figura 2.3 Esquema básico de un sistema en Post combustión.	10
Figura 2.4 Captura en post combustión a base de aminas.	12
Figura 2.5 Esquema de las etapas del sistema de captura por absorción química.	13
Figura 2.6 Esquema del proceso de adsorción.	16
Figura 2.7 Esquema básico de la tecnología de membranas.	17
Figura 2.8 Esquema de la captura en pre combustión.	19
Figura 2.9 Esquema básico de un sistema en pre combustión.	21
Figura 2.10 Esquema básico de una central de carbón con separación en oxi combustión.	23
Figura 2.11 Esquema básico de una central de carbón con separación en oxi combustión con recirculación de gases.	24
Figura 2.12 Diferencia entre el CO ₂ evitado y capturado.	27
Figura 2.13 Costos del CO ₂ evitado y capturado en términos del costo de la electricidad.	28
Figura 2.14 Costo de captura de CO ₂ según la tecnología empleada.	28

Figura 2.15 Diagrama de presión-temperatura del CO ₂ .	30
Figura 2.16 Comparación del transporte marino y el terrestre.	37
Figura 2.17 Costos del transporte de CO ₂ en función del gasto y de la longitud.	38
Figura 2.18 Resumen de los métodos de almacenamiento geológico de CO ₂ .	41
Figura 2.19 Mecanismos de captura de CO ₂ .	43
Figura 2.20 Ejemplo de trampas geológicas.	43
Figura 2.21 El CO ₂ que es más ligero que el agua, tiende a ascender hasta quedar atrapado por ricas impermeables	44
Figura 2.22 Atrapamiento residual de CO ₂ .	45
Figura 2.23 El CO ₂ denso migrando hacia arriba disolviéndose y reaccionando con los granos de la roca	46
Figura 2.24 Comportamiento de la adsorción	50
Figura 3.1 Clasificación de los procesos recuperación de hidrocarburos.	58
Figura 3.2 Diagrama de fase p-T del CO ₂ .	61
Figura 3.3 Comportamiento de la densidad del CO ₂ .	62
Figura 3.4 Comportamiento de la viscosidad del CO ₂ .	62
Figura 3.5 Factor de compresibilidad del CO ₂ .	63
Figura 3.6 Solubilidad del CO ₂ en el agua a diferentes temperaturas.	64
Figura 3.7 Diagrama pseudoternario.	68
Figura 3.8 Efecto de la presión en el diagrama pseudoternario @ T constante.	69
Figura 3.9 Proceso de Miscibilidad al primer contacto.	70
Figura 3.10 Mecanismo de condensación @ T y P constantes.	71

Figura 3.11 Mecanismo de vaporización @ T y P constantes.	72
Figura 3.12 Definición de la presión mínima de miscibilidad.	73
Figura 3.13 Diagrama del dispositivo del tubo delgado.	76
Figura 3.14 Foto real de un equipo de tubo delgado.	76
Figura 3.15 Determinación de la PMM a través del experimento del tubo delgado.	77
Figura 3.16 Dispositivo de la burbuja ascendente.	78
Figura 3.17 Tendencia natural de los fluidos inyectados en WAG.	81
Figura 3.18 Factor de expansión para el aceite	84
Figura 3.19 Reducción de la viscosidad	85
Figura 3.20 Esquema del funcionamiento de la inyección de CO ₂ miscible	86
Figura 3.21 Esquema de la técnica de desplazamiento inmisible.	88
Figura 3.22 Situación actual de las tecnologías de recuperación de aceite	89
Figura 3.23 Actividades para un proyecto de recuperación mejorada	89
Figura 3.24 Diagrama general para la inyección de CO ₂	96
Figura 4.1 Localización de los pozos para el caso base.	98
Figura 4.2 Distribución de pozos al comienzo de la inyección bajo el esquema WAG.	99
Figura 4.3 Comportamiento de la saturación de aceite después de un cierto tiempo de explotación.	99
Figura 4.4 Comportamiento de la producción de agua y de la inyección de agua en el esquema de inyección de agua.	100

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Figura 4.5 Comportamiento del gasto de inyección de CO ₂ y de la RGA dentro del esquema de inyección de CO ₂ .	101
Figura 4.6 Comportamiento de los gastos de inyección del CO ₂ y del agua.	102
Figura 4.7 Inyección de CO ₂ y del agua durante la vida del proyecto.	103
Figura 4.8 Comportamiento del factor de recuperación para los distintos esquemas de inyección.	104
Figura 4.9 Comportamiento de los gastos de producción para cada esquema de producción.	106
Figura 4.10 Muestra el comportamiento de la producción acumulada para los distintos esquemas.	107
Figura 4.11 Comportamiento de la presión para los esquemas de producción.	108
Figura 4.12 Relación gas-aceite (GOR) para los distintos esquemas.	109
Figura 4.13 Producción total de agua (FWPT) para los esquemas analizados.	109
Figura 5.1 Flujo de trabajo de un proyectos.	110
Figura 5.2 CAPEX y OPEX de un proyecto de inyección de CO ₂ .	112
Figura 5.7 Diagrama de Tornado para la inyección de agua.	114
Figura 5.8 Diagrama de tornado para WAG.	115
Figura 5.9 Diagrama de tornado para la inyección de agua+CO ₂ .	115
Figura 5.10 Diagrama de tornado de la inyección de CO ₂ .	116
Figura 5.11 Distribución Lognormal asignada a la producción.	117
Figura 5.12 Distribución lognormal asignada al precio.	117
Figura 5.13 Distribución probabilística del VPN para la inyección de agua.	118

Figura 5.14 Distribución probabilística del VPN para WAG.	118
Figura 5.15 Distribución probabilística del VPN para la inyección de agua+CO ₂ .	119
Figura 5.16 Distribución probabilística del VPN para la inyección de CO ₂ .	119
Figura 5.17 Desviación estándar contra el VPN.	120

LISTA DE TABLAS

TABLA	PÁGINA
Tabla 2.1 Comparativa respecto a cantidad y presión parcial del CO ₂	18
Tabla 2.2 Ventajas y desventajas de cada tecnología de captura.	26
Tabla 2.3 Comparativa de los precios de captura para las distintas tecnologías	29
Tabla 2.4 Gasoductos existentes con grandes longitudes de CO ₂	31
Tabla 2.5 Efecto de las impurezas en la temperatura y la presión crítica	33
Tabla 2.6 Comparativa de la capacidad de almacenamiento para distintas opciones de almacenamiento geológico	51
Tabla 3.1 Propiedades físicas del CO ₂	61
Tabla 3.2 Guía de escrutinio de Taber.	65
Tabla 3.3 Comparación de los criterios de escrutinio para la inyección de CO ₂ .	66
Tabla 3.4 Criterio de escrutinio para la inyección de CO ₂ .	66
Tabla 3.5 Criterio de estimación de la presión mínima de miscibilidad	74
Tabla 3.6 Correlación propuesta por NPC	78
Tabla 4.1 Comparación de los factores de recuperación	104
Tabla 5.1 Diagrama de oportunidades	111
Tabla 5.2 Comparativa de los VPN para cada esquema de producción	113
Tabla 5.3 Cuantificación del riesgo y de la rentabilidad.	120

AGRADECIMIENTOS

Primeramente quisiera agradecer a Dios por haberme permitido llegar hasta aquí, por haberme dado las fuerzas necesarias para concluir mis estudios, gracias Dios por todas tus bendiciones.

A mi mamá Juana Castañeda González por ser parte fundamental de este logro, gracias mamá por creerme en mí, porque siempre has estado ahí dándome fuerzas para vencer las adversidades, por que este sueño lo construimos juntos, no tengo palabras para decirte cuanto te agradezco todo lo que haces por mí. Te amo mamá no lo olvides.

A mi padre José Luis Castro Barona por haberme convertido en la persona que ahora soy, y aunque en ocasiones no tenemos las mismas ideas, gracias por todo el apoyo que me has dado. Siempre los llevaré en mi corazón a donde quiera que vaya.

A mis hermanos Miguel Ángel e Iván, por ser parte de este sueño, por haberme permitido compartir todos esos momentos con ustedes, buenos y malos, A ti Miguel gracias por que sin ti no estaría aquí, de todo corazón gracias por haberme apoyado incondicionalmente, espero algún día poderte regresar todo lo que me has dado, te quiero mucho. A ti Iván, por tantos momentos felices que hemos pasado, por ser el motivo para cada día ser mejor, nunca te cambiaría, me da mucha tristeza alejarme de ti, pero sé que día con día serás una mejor persona en todos los aspectos, te quiero mucho y sabes que toda la vida contarás conmigo, ojala algún día pueda pagarte todos esos momentos bellos momentos que hemos pasados.

Gracias familia, por que a pesar de todo nunca los cambiaría, gracias por haberme soportado en esos momentos difíciles para mí y perdón de todo corazón por las veces que recibieron de mí una grosería.

Quiero agradecer a toda mi familia, a mis tías, Raquel, Rosa, Graciela Castañeda, por todo su apoyo, a mi primo Carlos T. por haberme transmitido tu experiencia, a mis primos Araceli y Ricardo por todos esos momentos, gracias Ricardo por todo ese apoyo, nunca lo olvidare, a Juana S. y David T.

Gracias abuelita Julia (+) por que a pesar de los años siempre la llevo en mi corazón, y yo sé que desde donde este siempre me estará cuidando. Hubiera querido que estuviera aquí.

Muchas gracias a mi director de tesis al Dr. Víctor Hugo Arana Ortiz por haberme apoyado incondicionalmente, por haberme enseñado tantas cosas, por haberme brindado su tiempo sin haberme conocido por que gracias a eso yo conocí a una gran persona, un modelo profesional a seguir, gracias por su amistad, lo admiro y respeto mucho, muchas gracias.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

A mis sinodales al Ing. Osorio Peralta Oscar, al Ing. Manuel J. Villamar, M.C. Ulises Flores Neri y al Dr. Rangel German Edgar R. por el tiempo que le dedicaron a revisar este trabajo, así como también a los comentarios que me hicieron para mejorar dicho trabajo. Gracias por dejarme conocer su lado humano.

A mis amigos Carlos Hernández Niño, Alfredo Chaparro P, José Luis Martínez Bazán, David García, Darío Castañeda y Jesús O.

RESUMEN

Existen diferentes esfuerzos para mitigar las emisiones de CO₂ antropogénicas a la atmósfera, principal gas de efecto invernadero, causadas por el uso de combustibles fósiles. El abanico de opciones van desde la reducción del consumo de energía, uso de combustibles con menores contenidos en carbono incluyendo gas natural, y el uso de fuentes de energía con bajos niveles de emisiones de CO₂ incluyendo la energía nuclear y la eólica. En un contexto de emisiones constante de CO₂, como la situación actual, una alternativa interesante es la Captura, Secuestro y Almacenamiento de CO₂; el principal objetivo de esta tecnología es la confinación de forma segura y estable de las emisiones de CO₂ dentro del subsuelo. Para hacer rentable esta tecnología, se ha planteado almacenar el CO₂ en yacimientos de aceite y utilizarlo como método de recuperación mejorada, haciendo estos proyectos más atractivos.

El objetivo de la tesis es simular una prueba piloto de inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada, considerando que el CO₂ proviene de la tecnología de Captura y Secuestro de CO₂. Este trabajo pretende demostrar a través de una prueba piloto que la inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada puede hacer rentables proyectos de Captura y Secuestro de CO₂ y generar la confianza para desarrollar este tipo de proyectos.

El presente trabajo se encuentra estructurado por seis capítulos, en los cuales se abordan todo lo referente a la tecnología de Captura y Almacenamiento de CO₂. Dentro del primer capítulo se da una pequeña introducción al problema que ocasiona el CO₂, se hace mención de las grandes fuentes de CO₂ y de los posibles lugares de almacenamiento. El capítulo dos hace referencia de manera breve en lo que consiste la tecnología de Captura y Almacenamiento de CO₂ (CAC). El tercer capítulo aborda todo lo referente a la inyección de CO₂ en yacimientos de aceite como método de recuperación mejorada. El capítulo cuarto mediante un modelo de simulación se analiza los beneficios de la inyección de CO₂ en un yacimiento de aceite; se analizan 5 escenarios de explotación. Dentro del capítulo quinto se realiza un análisis para cada uno de los escenarios con la finalidad de elegir el mejor escenario de explotación, en dicho capítulo se realiza un análisis de riesgo para que de esta forma la elección sea a través de dos parámetros: riesgo y rentabilidad. El último capítulo se encarga de dar a conocer tanto las conclusiones y recomendaciones obtenidas a través de la realización de dicho trabajo.

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

En un país como México, que su principal soporte económico es la Industria Petrolera, es sumamente importante que esta maximice el factor de recuperación de sus yacimientos. Pues en la actualidad la gran mayor parte de los proyectos de Exploración y Producción, solo pueden producir menos del 30% del aceite original, incluso después de las técnicas de recuperación primaria y secundaria. El resto del aceite se queda atrapado en el subsuelo y se considera irrecuperable bajo condiciones de explotación convencionales.

Como es sabido la gran cantidad de nuestros yacimientos están ya en una etapa madura y hoy en día en que los precios de los hidrocarburos no son tan bajos existe la posibilidad de comenzar a diseñar e implementar tecnologías de Recuperación Mejorada a nuestros campos, la cual consiste en suministrarle energía adicional al yacimiento, con la finalidad de lograr maximizar el factor de recuperación, pues a través de este tipo de tecnologías es posible extraer hasta el 65% del volumen original de aceite en el yacimiento. El interés en la investigación y desarrollo de proyectos de recuperación mejorada ha estado en función del precio de los hidrocarburos.

Conforme el tiempo pase los procesos de recuperación secundaria y mejorada contribuirán con un porcentaje significativo en la producción de hidrocarburos, esto se debe principalmente a dos factores: los precios del aceite y a la creciente demanda de aceite.

La recuperación mejorada es la recuperación de aceite mediante la inyección de fluidos que normalmente no están presentes en el yacimiento. En términos generales la recuperación mejorada puede ser dividida en tres categorías: métodos térmicos, métodos químicos y métodos miscibles. La inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada es uno de los métodos más prometedores bajo condiciones favorables.

Los procesos de inyección de CO₂ pueden ser clasificados como miscibles o no miscibles, la forma de alcanzar la miscibilidad está en función de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM). La experiencia ha mostrado que la PMM, en la mayoría de los casos, es menor cuando el desplazamiento se realiza con CO₂, siguiendo en orden de magnitud el desplazamiento con gases hidrocarburos, resultando que el valor más alto de la PMM se ha tenido cuando se utiliza el N₂ como agente desplazante. Los estudios muestran la gran solubilidad del CO₂ en los aceites lo que se traduce en una movilidad importante del aceite y una baja en su viscosidad, con lo cual se logra mejorar la eficiencia de barrido.

Hoy en día las actividades humanas están aumentando la concentración atmosférica de CO₂ con lo cual se contribuye notablemente al calentamiento global del planeta, el efecto invernadero es un fenómeno natural, el cual provoca un calentamiento de la atmósfera en sus capas bajas; los gases que lo producen se denominan gases de efecto invernadero (GEI). La principal consecuencia del

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

aumento en las concentraciones de los GEI es el fenómeno conocido como cambio climático reflejado en un aumento de la temperatura media del planeta.

De acuerdo al IPCC (2007), los principales gases de efecto invernadero son:

- Dióxido de Carbono (CO₂): aporta el mayor volumen del total de las emisiones y la mayoría provienen del uso de combustibles fósiles.
- Metano (CH₄): en general sus emisiones provienen de la agricultura.
- Óxido Nitroso (N₂O): la mayoría de sus emisiones proceden del transporte y la industria.
- Otros gases también de origen antropogénico son: Hidrofluorocarbono (HFCs), Perfluorocarbono (PFCs), Hexafluoruro de Azufre (SF₆).

Se ha establecido que existe una relación entre el crecimiento económico y el consumo energético, el cual está centrado en el uso de combustibles fósiles. La problemática generada como consecuencia del aumento de CO₂, principal gas causante del efecto invernadero ha obligado a tomar iniciativas que traten de evitar o reducir que el CO₂ de origen antropogénico llegue a la atmósfera.

El CO₂ es emitido principalmente de tres sectores: transporte, industria y la generación de energía eléctrica. Pese a que parte de las emisiones se reabsorben por los océanos y las plantas, se ha observado un aumento de la concentración permanente de este gas en la atmósfera, es por ello que ha habido una preocupación a nivel mundial, el Panel Intergubernamental contra el cambio climático (por sus siglas ingles IPCC) de las Naciones Unidas ha mencionado que de no haber una reducción drástica de los gases de efecto invernadero que están permanentemente en la atmósfera habrá una variación de la temperatura que producirá hechos poco conocidos.

Es por esto que los países más desarrollados han tenido la necesidad de invertir grandes cantidades de dinero para poder llevar a cabo numerosas investigaciones con la finalidad de poder lograr reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Existe un abanico de opciones tecnológicas para reducir las emisiones de GEI: reducción del consumo de energía, uso de combustibles con menores contenidos en carbono (como es el caso de gas natural frente al carbón), el uso de sumideros naturales de CO₂ (como bosques, océanos o suelos), uso de fuentes de energía con bajos niveles de emisión de CO₂ (como el uso de la energía nuclear) y la Captura y Almacenamiento geológico de CO₂ (CAC).

La utilización de combustibles fósiles para la generación de electricidad, procesos industriales y el transporte suponen los mayores emisores de CO₂. Las alternativas a estos combustibles son la utilización de fuentes renovables o libres de carbono (nuclear). Sin embargo, el Panel Intergubernamental contra el Cambio Climático, IPCC, y la Agencia Internacional de la Energía (IEA) aseguran que los combustibles fósiles seguirán siendo la principal fuente de energía en las próximas décadas, es por ello la importancia de la CAC.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

La tecnología de Captura y Almacenamiento geológico de CO₂ (CAC), o CSC por sus siglas en inglés, representa actualmente una de las soluciones más prometedoras para reducir las emisiones del principal gas de efecto invernadero, si bien esta opción no nos resolverá por completo el problema, nos ayudará a mitigar el problema, sin olvidar que existe una serie de tecnologías disponibles y proceso para reducir este problema.

En este caso se busca almacenar el CO₂ en yacimientos con las condiciones adecuadas para poder tener una producción adicional. En la Figura 1.1 se muestran las etapas de la tecnología de Captura y Almacenamiento de CO₂.

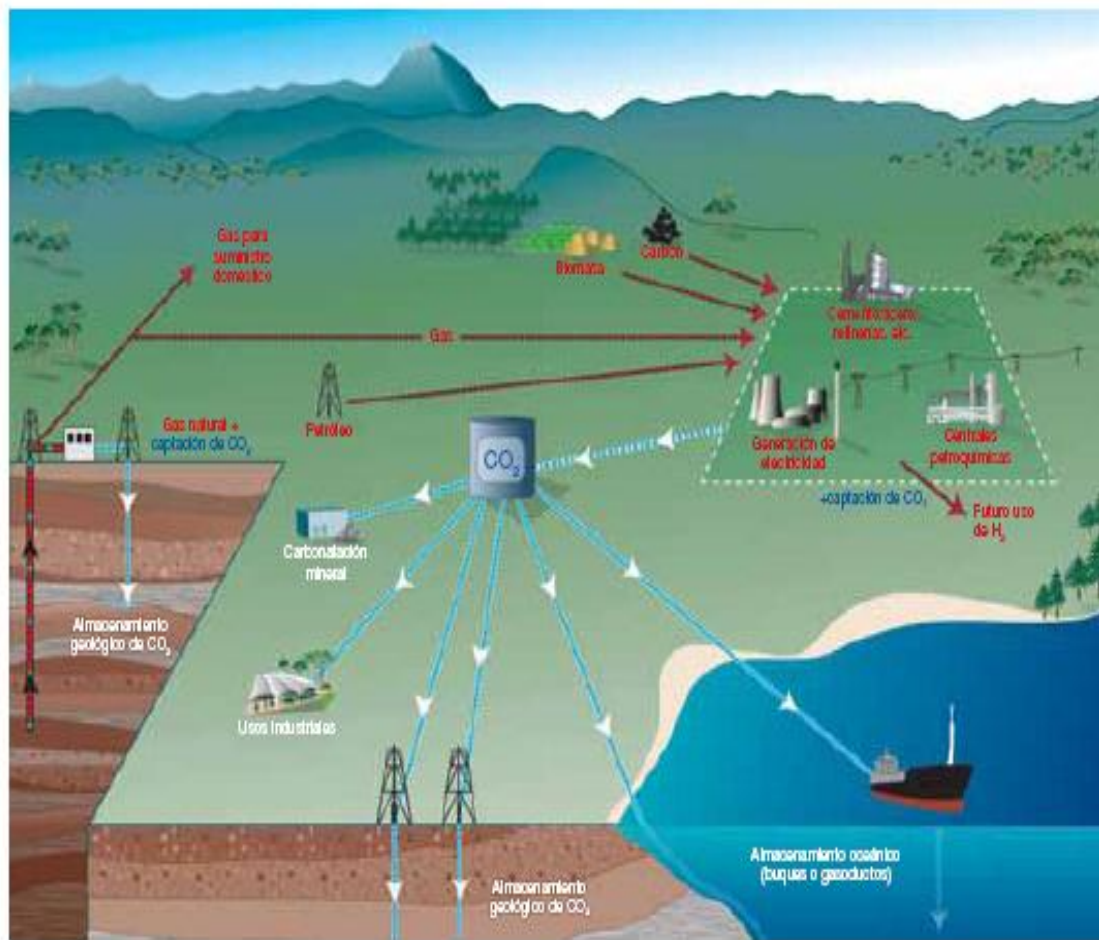


Figura 1.1 Diagrama del sistema de Captura y Almacenamiento de CO₂.

El proceso consiste en tres etapas principales:

1. **Capturar** el CO₂ de su fuente de emisión, separándolo de los otros gases que se generan en los procesos industriales.
2. **Transportar** el CO₂ capturado a un lugar de almacenamiento apropiado.

3. **Almacenar** el CO₂ fuera de la atmósfera durante un largo periodo de tiempo, una opción son las formaciones geológicas subterráneas.

A mediados del 2005, se han realizado tres proyectos comerciales que vinculan la captación de CO₂ con el almacenamiento geológico: el proyecto Sleipner de refinamiento de gas natural en la costa de Noruega, el proyecto Weyburn de recuperación mejorada de petróleo (EOR) está aplicado en Canadá (que almacena el CO₂ captado en Estados Unidos) y el proyecto In Salah de gas natural en Argelia. Cada uno de ellos captura y almacena entre 1 y 2 megatoneladas (Mt) de CO₂ al año (IPCC, 2005).

1.1 Fuentes de CO₂

Como es sabido las emisiones de CO₂ originadas por las actividades humanas proceden de tres diversas fuentes, en su mayor parte de la combustión de combustibles fósiles utilizados en la generación eléctrica, el transporte y los procesos industriales, es sumamente el poder identificar aquellos focos masivos de emisión, así como también tener en cuenta las posibles zonas de almacenamiento. La distancia entre un lugar de emisión y uno de almacenamiento puede influir de forma significativa en si la CAC puede o no llevarse a cabo.

A escala mundial, las emisiones de CO₂ causadas por la utilización de combustibles fósiles en el año 2000 ascendieron a un total aproximado de 23.5 gigatoneladas (Gt) de CO₂ al año. Cerca del 60 por ciento de esas emisiones correspondía a grandes fuentes de emisiones estacionarias (IPCC, 2005).

En la actualidad, la gran mayoría de las fuentes de emisiones importantes tienen concentraciones de CO₂ inferiores al 15 por ciento. No obstante, una pequeña proporción de las fuentes industriales basadas en combustibles fósiles tienen concentraciones de CO₂ superiores al 95 por ciento. Las fuentes con altas concentraciones son posibles candidatas para la aplicación inicial de la CAC, ya que la fase de captación solo requeriría la deshidratación y la compresión. En la actualidad es sumamente importante el ubicar los posibles lugares de almacenamiento, así como también las fuentes de emisión, pues será parte fundamental para el desarrollo de un proyecto de Captura y almacenamiento de CO₂.

En las Figuras 1.2 y 1.3 se ilustran los lugares de almacenamiento y los posibles lugares de emisión, con la finalidad de realizar una correlación entre aquellos lugares, pues la distancia entre un lugar de emisión y uno de almacenamiento puede influir de forma significativa en si la captura y almacenamiento de CO₂ puede o no desempeñar un papel importante en la reducción de emisiones de CO₂.

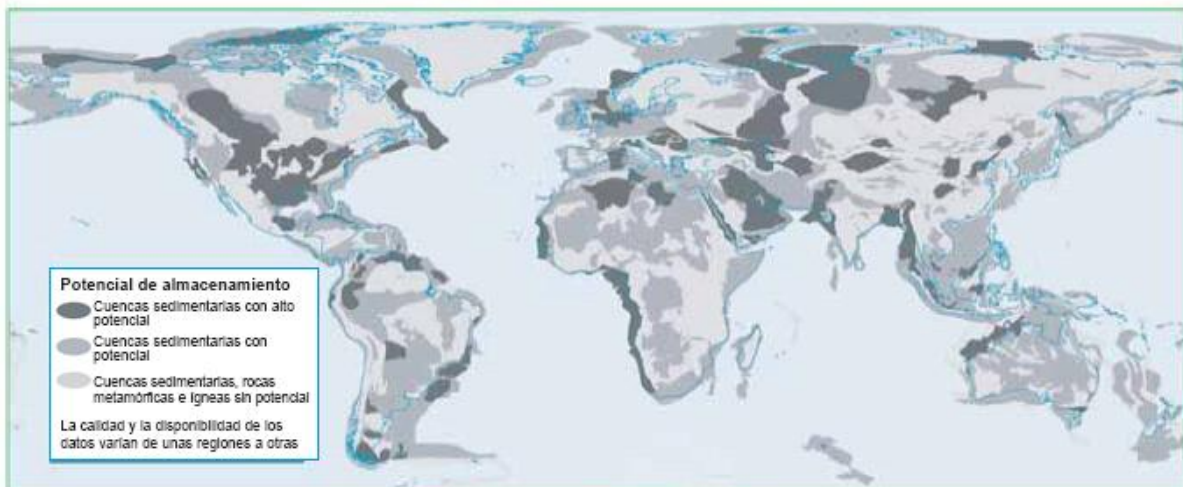


Figura 1.2 Zonas prospectivas de cuencas sedimentarias en las cuales se puede almacenar CO₂ de forma segura (IPCC, 2005)

Las cuencas mostradas en la Figura 1.2 corresponde a zonas prospectivas en las que se puede encontrar formaciones salinas, yacimientos de hidrocarburo o capas de carbón apropiadas en las cuales se puede almacenar el CO₂. Cabe mencionar que la prospección es una evaluación cualitativa de las probabilidades de que haya un lugar de almacenamiento apropiado en una zona determinada, con lo cual se deberá tener en cuenta que este mapa solo debe de utilizarse como orientación de los posibles lugares de almacenamiento. Sin duda alguna será necesario realizar un análisis geológico más detallado a nivel regional para confirmar la idoneidad de estos potenciales lugares de almacenamiento.

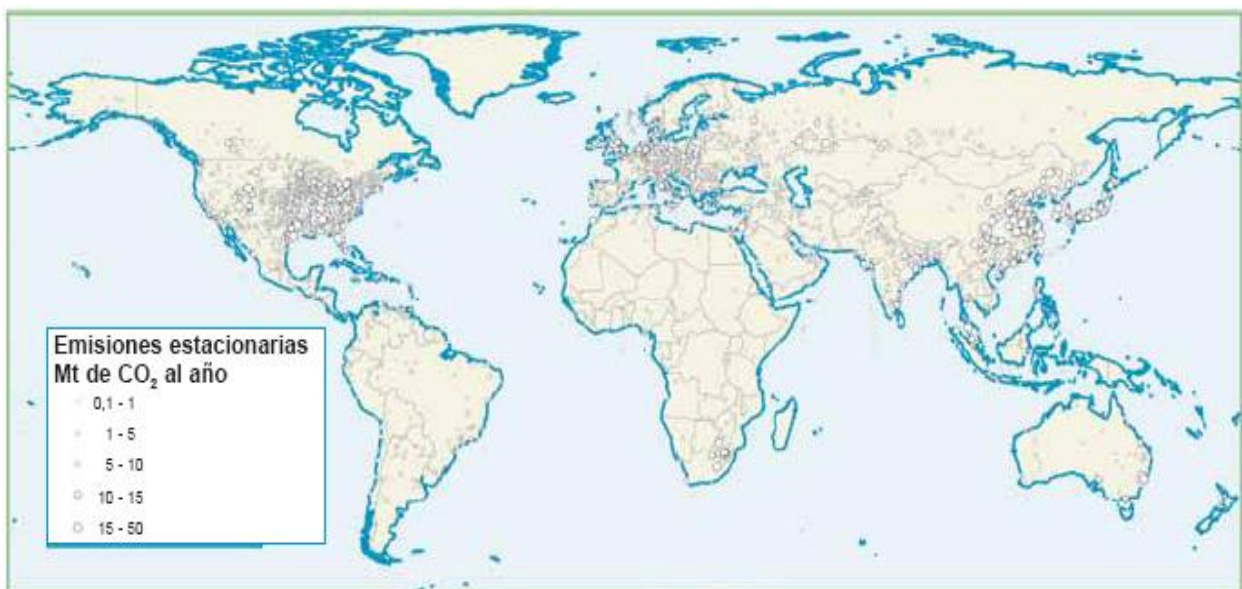


Figura 1.3 Distribución mundial de las grandes fuentes de CO₂ (AIE, 2002).

1.2 Proyectos existentes de almacenamiento de CO₂.

Una serie de proyectos de almacenamiento de CO₂ de tipo piloto y comercial se están llevando a cabo o se encuentran como propuestas. Dado que el interés por el almacenamiento de CO₂ se ha incrementado actualmente por el beneficio económico que supone la recuperación de aceite adicional, se están poniendo en práctica numerosos proyectos, entre los que destacan los siguientes (Zapatero, M; 2008):

- En Argelia, en el campo petrolífero de In Salah, se inyecta CO₂ en un yacimiento de gas natural. Las compañías Sonatrach, BP y Statoil operan conjuntamente en la inyección de CO₂ que se realiza por debajo de la capa de gas natural para su recuperación.

La inyección de CO₂ comenzó en abril del 2004 y se estima que puede alcanzar las 17 Mt en el tiempo que dure la explotación del yacimiento.

- En Estados Unidos se inyecta anualmente 30 Mt de CO₂ en diversos campos petroleros localizados sobre todo al oeste de Texas, en aproximadamente 73 proyectos de inyección que comenzaron en los años 70. El proyecto SACROC fue el primero del tipo CO₂-EOR realizado a escala comercial y utilizó CO₂ antropogénico para la inyección en el periodo de tiempo comprendido entre los años 1972 y 1995.
- La compañía ARAMCO SAUDI, la mayor productora y exportadora de crudo del mundo, está evaluando la posibilidad de implantar proyectos de CO₂-EOR en algunos de sus yacimientos de Arabia Saudita.
- En Canadá, se lleva a cabo un proyecto del tipo CO₂-EOR en el que la compañía ENCANA inyecta anualmente de 1 a 2 Mt de CO₂ al año en el campo petrolero de Weyburn, al sur de Saskatchewan, donde además se está realizando la monitorización para el seguimiento del comportamiento del CO₂ almacenado. En el proyecto de Weyburn se espera inyectar un total de 23 Mt de CO₂, extendiendo así la vida del yacimiento unos 25 años más (Moberg et al., 2003; Law, 2005). Se espera poder almacenar en este yacimiento cerca de 20 Mt de CO₂. En dicho campo se ha llevado a cabo un monitoreo constante y en el cual no se ha observado indicio alguno de escape de CO₂ hacia la superficie ni cerca de ella (White, 2004)
- En el Mar del Norte, en el marco del proyecto de Sleipner operado por Statoil, se está inyectando desde 1996 y actualmente se inyectan aproximadamente casi 1 Mt de CO₂ al año. El yacimiento Sleipner produce gas natural y condensado, debido a los altos niveles de CO₂ contenidos en el gas natural fue necesario separar el CO₂ del gas natural e inyectarlo en la formación Utsira cerca de 800 metros debajo del fondo del Mar del Norte. El proyecto de Sleipner es el primer ejemplo comercial del almacenamiento de

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

CO₂ en un depósito acuífero salino profundo. En la Figura 1.4 se muestra cómo se lleva a cabo la inyección de CO₂ en el proyecto de Sleipner.

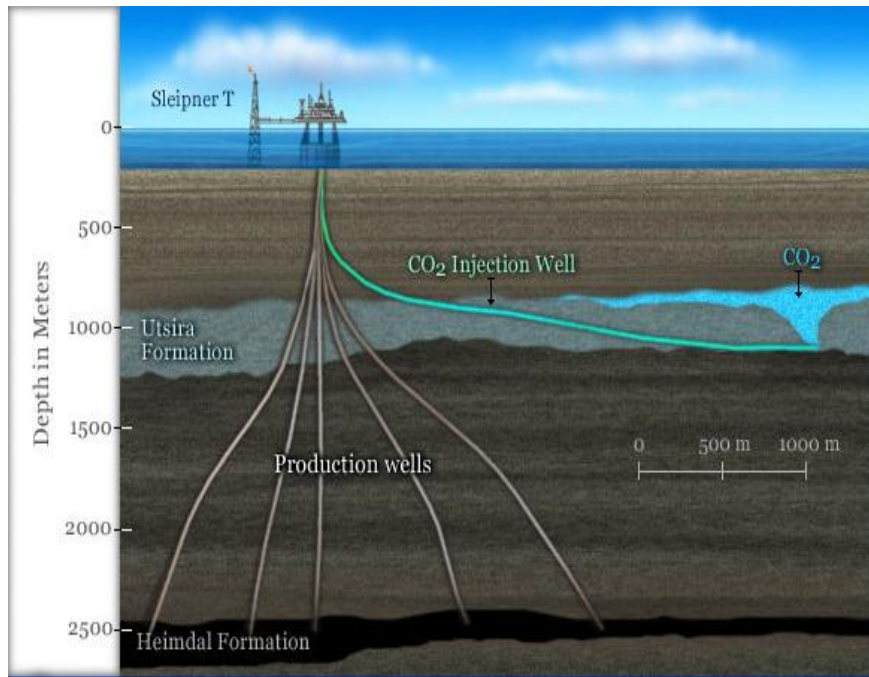


Figura 1.4 Proyecto de Sleipner operado por Statoil (www.planetseed.com)

A nivel mundial existe una gran preocupación sobre este tema, tal es el caso de Estados Unidos. El Departamento de Energía del Gobierno de los Estados Unidos (DOE), financia nueve proyectos de investigación de captura y secuestro de CO₂ de centrales térmicas de carbón con un total de 24 millones de dólares. El programa, dirigido por el National Energy Technology Laboratory, tiene como objetivo desarrollar tecnologías de secuestro, seguras, efectivas y de bajo costo, dentro de los 3 métodos: precombustión, post-combustión y oxi-combustión.

CAPÍTULO II. SECUESTRO, TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE CO₂

2. TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CO₂

2.1 Introducción.

La finalidad de la captura de CO₂ es la de producir un flujo concentrado de CO₂ a alta presión que pueda ser fácilmente transportado a un lugar de almacenamiento geológico de CO₂ es necesario llevar a cabo un proceso de captura, de tal forma que se pueda disponer de este con la mayor pureza posible, para posteriormente inyectarlo en el subsuelo. La procedencia del CO₂ emitido a la atmósfera es muy diversa, aunque se engloba en tres grandes grupos, los cuales son: la generación de energía eléctrica, el transporte y la industria. Como las emisiones debidas al transporte son muy dispersas y móviles, se descartan por ahora para realizar operaciones de captura y almacenamiento.

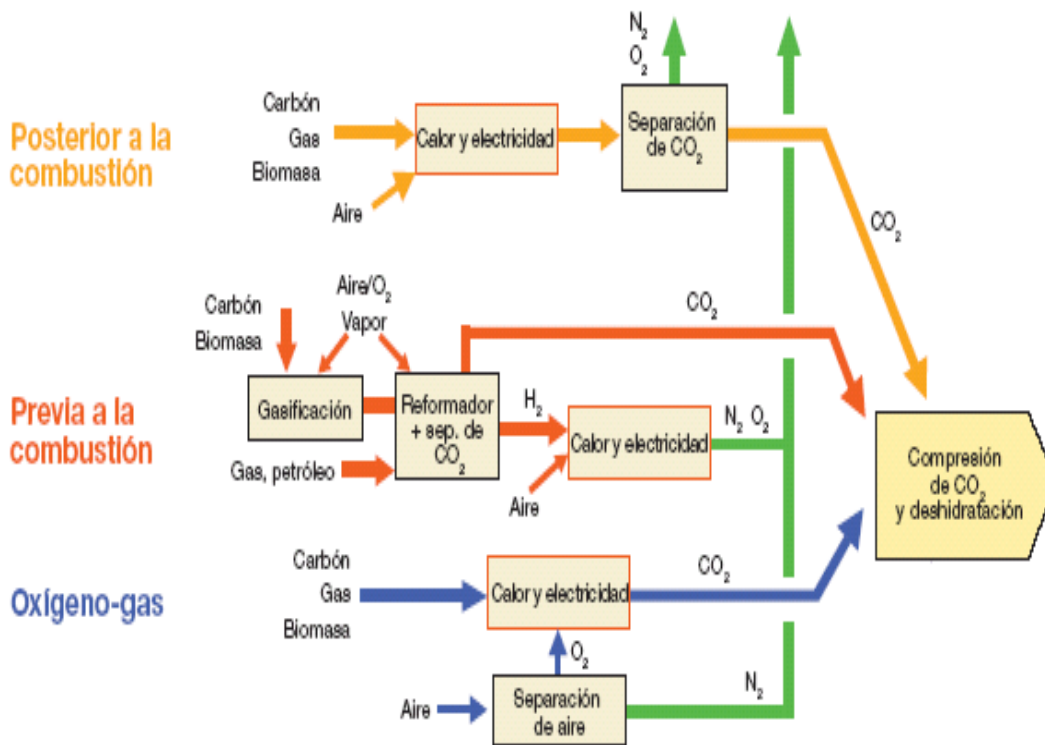


Figura 2.1 Esquema general de los procesos de captura de CO₂ (IPCC, 2005).

Dependiendo del proceso o la aplicación de que se trate, hay tres métodos principales para captar el CO₂ generado por un combustible fósil (ya sea gas natural, petróleo o carbón). Los tres tipos básicos de captura de CO₂ son: en pre-combustión, en post-combustión y en Oxi-combustión, el cual es mostrado en la Figura 2.1. El uso de cada uno de estos métodos dependerá entre otras cosas de la concentración de CO₂, la presión de gas y el tipo de combustible que se utiliza.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Debido a que el flujo de gas producto de la combustión se compone de diversos gases, no solo CO₂, es necesario llevar a cabo un proceso de separación. Los sistemas de captura de CO₂ usan varias de las conocidas tecnologías para la separación de gas las cuales son integradas en los sistemas básicos para la captura de CO₂. Los actuales sistemas de captura de CO₂ posterior y previa a la combustión para las centrales eléctricas podrían captar entre el 85 y el 95 % del CO₂ que se produce.

2.2 Tipos de Captura

2.2.1 Captura de CO₂ en Post-combustión.

La captura de CO₂ producto de la combustión de combustibles fósiles en la atmósfera es referido como captura en post-combustión, es decir, la post-combustión consiste en capturar los gases después de la combustión, en lugar de descargarlos directamente a la atmósfera, el flujo de gas es pasado a través de equipos los cuales separan la mayor parte de CO₂, instalados justo antes de la chimenea. El CO₂ es almacenado en sitios idóneos y los gases restantes son descargados a la atmósfera. La idea principal de esta tecnología es separar el CO₂ tal y como se encuentra en los gases de salida al quemar con aire un combustible fósil sin haber realizado ninguna operación previa a la combustión. Actualmente, la infraestructura energética mundial se basa en procesos mayoritariamente de combustión con aire (centrales térmicas, cementeras, refinerías, etc.) La Figura 2.2 describe la captura en post-combustión.

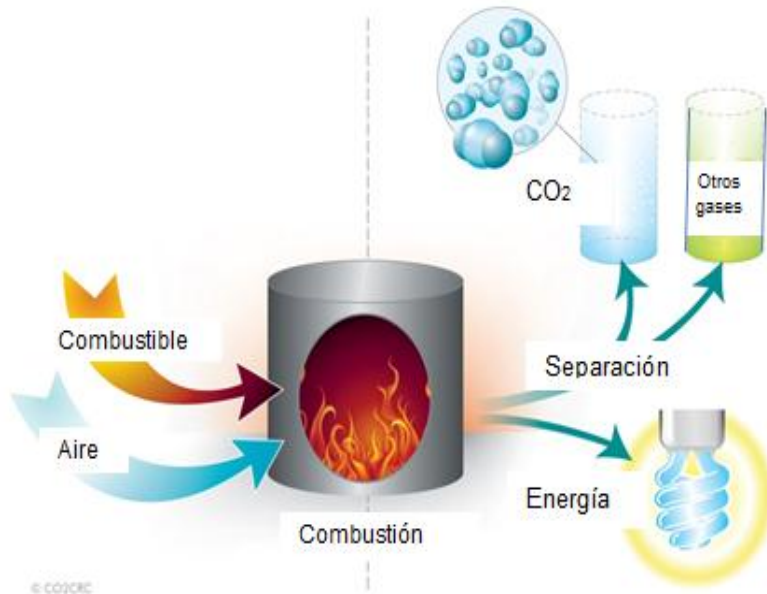


Figura 2.2 Esquema de la captura en post-combustión (www.co2crc.com)

Para su captura posterior, entre los procesos más viables se encuentran la absorción química. Esta tecnología se puede aplicar a las instalaciones existentes.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Debido a la gran cantidad de nitrógeno en el aire utilizado en la combustión el CO₂ en este tipo de tecnologías aparece diluido en los gases de salida que se emiten a la atmósfera, la concentración de CO₂ estará en función del tipo de central en la cual se esté llevando a cabo el proceso de captura. Por ejemplo el CO₂ está a una concentración de 12% a 15% en centrales térmicas de carbón o de 3% a 5% en ciclos combinados. En términos generales en este tipo de tecnología se presentan en promedio bajas concentraciones de CO₂ de los gases de combustión (normalmente entre el 4 y el 14%) lo que nos dice que ha de tratarse un gran volumen de gases, lo que supone altos costos y equipos de gran tamaño.

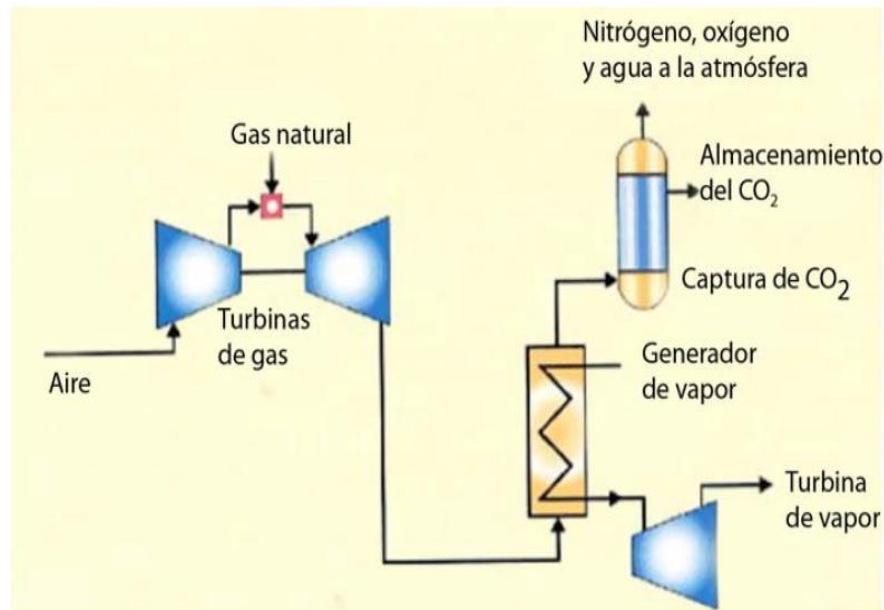


Figura 2.3 Esquema básico de un sistema en post combustión (Bravo, 2008).

En principio los sistemas de captura post-combustión pueden ser aplicados a los gases producidos de la combustión de cualquier tipo de combustible. Sin embargo, las impurezas en el combustible son muy importantes para el diseño y costos de las planta (Rao y Rubin, 2002). Los gases de combustión procedentes de la combustión incluirán no sólo el CO₂, N₂, O₂ y H₂O, sino también los contaminantes del aire tales como SO_x, NO_x, partículas, HCl, entre otras. La Figura 2.3 ilustra las etapas principales de la captura en post-combustión.

Existen varios procesos tecnológicos disponibles los cuales pueden en principio ser usados para la captura de CO₂ del flujo de gas. Sin embargo, la evaluación de los estudios comparativos (Hendriks, 1994; Riemer y Ormerod, 1995) ha demostrado que el proceso de absorción basada en solventes químicos es la opción más viable para la captura en post-combustión.

Dentro de los procesos disponibles para la captura se encuentran:

- Absorción química
- Adsorción física
- Separación con membranas
- Destilación criogénica

Entre los procesos más viables se encuentran la absorción química con aminas. El resto de las opciones, es decir, la adsorción física, la destilación criogénica y la separación por membranas, son menos utilizada debido a su bajo desarrollo y/o por los costos elevados que implican.

Ventajas:

- Muchas de las tecnologías de separación son comerciales, en especial la absorción química basada en aminas.
- Requiere de menores modificaciones de centrales existentes

Desventajas:

- Mayor volumen de gases a tratar que en pre-combustión, lo cual implica instalaciones de mayor tamaño.
- Presencia de impurezas: SO_x y NO_x

El principal problema de la captura en post-combustión es el hecho de que el CO₂ está diluido en una corriente de gas con muy alto flujo y sin presión que resulta más difícil de separar que si estuviera concentrado.

2.2.1.1 Absorción química

El proceso de post-combustión empleando absorción química consiste, de forma simplificada, en hacer pasar los gases de escape por una columna de absorción en la cual el disolvente reacciona con el CO₂ enlazándolo químicamente, ya que estos fluidos presentan una gran afinidad con compuestos ácidos como es el caso del CO₂. Una vez enlazado, el disolvente se lleva a otro compartimiento donde se calienta para liberar el CO₂. Los procesos de absorción química de CO₂ empleando disoluciones acuosas de alcanolaminas, como la monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA) y trietanolamina (TEA) constituyen el método más utilizado industrialmente para la separación de CO₂ de un flujo de gases. El proceso de absorción química es ilustrado en la Figura 2.4.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

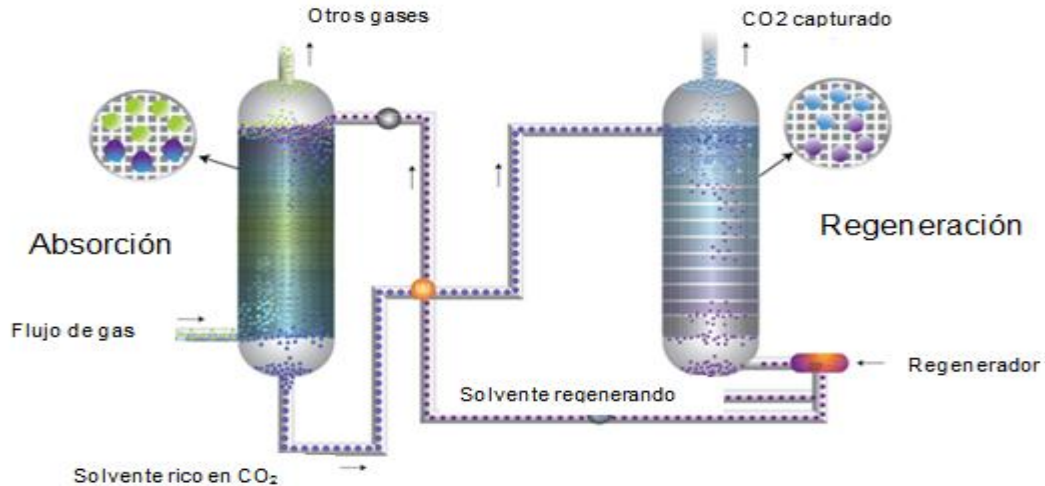


Figura 2.4. Captura en post-combustión a base de aminas (www.co2crc.com).

Es posible reducir la concentración de CO₂ a la salida a valores muy bajos, pero valores de concentración muy bajos conlleva aumentos en la altura de la columna de absorción.

Con este tipo de sistema se puede captar fracciones pequeñas, entre 3 a 15 % en volumen. El tipo de solvente a utilizar dependerá del tipo de central en el cual se esté llevando a cabo el proceso. En las centrales eléctricas de carbón pulverizado (CP) o ciclo combinado de gas natural (CCGN) utilizarían un solvente orgánico, como la monoetanolamina.

Una de las desventajas de esta tecnología es que requiere gases de combustión muy limpios de impurezas, tales como: SO_x, NO_x y cenizas, ya que la presencia de estos compuestos limita la vida del absorbente. Esto impide su uso en centrales de carbón a menos que se tengan gases de escape especialmente limpios.

El proceso consta de dos etapas principales: la absorción del CO₂ y la regeneración del absorbente. El principio de extracción es la reacción de una base débil (alcanolaminas) con la de un ácido débil (CO₂) para formar una sal soluble en agua. La reacción química que se produce es una reacción ácido-base.

Para lograr la desorción del CO₂, el absorbente enriquecido es bombeado a la parte superior de otro reactor, llamado regenerador, donde la solución con MEA se regenera mediante la aportación de calor, liberando el CO₂. La regeneración del solvente se lleva a cabo a elevadas temperaturas (100-140 °C) y presiones no mucho mayores que la atmosférica (Plaza, 2006). El absorbente regenerado se envía de nuevo a la columna de absorción. Para contrarrestar las pérdidas de actividad del absorbente, debido a contaminación por O₂, SO_x, y a evaporación del mismo, es por ello necesario la introducción periódica de una cantidad apropiada de absorbente nuevo.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Las etapas del proceso se describen en la Figura 2.5:

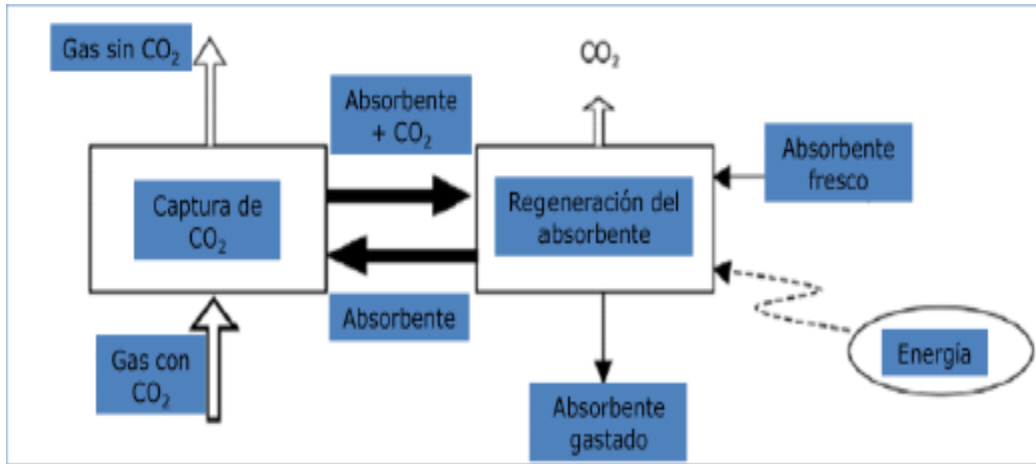


Figura 2.5 Esquema de las etapas del sistema de captura por absorción química (Bravo, 2008)

Las etapas del sistema descrito en la Figura 2.5 son:

1. El gas que contiene CO₂ es puesto en contacto con un absorbente líquido, el cual es capaz de capturar el CO₂.
2. El absorbente cargado con CO₂ se transporta a otra torre donde se regenera mediante cambios de temperatura o presión, con lo cual se libera el CO₂.
3. El absorbente regenerado se envía de nuevo al proceso de captura de CO₂.
4. Para contrarrestar las pérdidas de actividad del absorbente, es introducido siempre absorbente nuevo.

El mayor desafío de esta tecnología reside en la reducción del gasto de energía empleada en el calentamiento del disolvente para la liberación del CO₂, ya que en la actualidad este proceso reduce en un grado relativamente alto la eficiencia de la planta eléctrica. Existen ya procesos de este tipo comercialmente para la captura de CO₂ en sistemas post-combustión. La primera planta comercial ha estado operando en Malasia desde 1999 para la producción de urea con una recuperación de 200 toneladas de CO₂ al día (equivalente a las emisiones de una planta de 10 MW de electricidad con carbón).

Los valores típicos para el consumo de disolventes son entre 0.2 y 1.6 kg/tCO₂. Los gases de combustión de una planta de energía de combustión son generalmente superiores a 100 ° C, lo que significa que tienen que ser enfriados a los niveles de temperatura requeridos para el proceso de absorción. Las aminas son productos químicos relativamente baratos, por ejemplo la MEA tiene un precio promedio de 1.25 dólares el kilogramo (Rao y Rubin, 2002).

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Los gases de combustión por lo general contienen contaminantes como son NO_x y SO_x. Los gases de combustión procedentes de la combustión del gas natural normalmente solo contienen NO_x. Estos componentes, similar al CO₂, tendrán una interacción con el solvente, lo cual no es deseable, debido a la formación de sales y el riesgo de formación de sólidos en la solución. Por lo tanto, es necesaria la pre-eliminación de NO_x y SO_x a valores muy bajos antes de la recuperación de CO₂. El contenido permisible de SO_x en los gases de combustión se determina principalmente por el costo del solvente - ya que es consumida por la reacción con la SO_x. Las concentraciones de SO₂ en los gases de combustión son típicamente alrededor de 300 a 5.000 ppm.

Varios nuevos solventes están siendo investigados, con el objeto de lograr un menor consumo de energía para la regeneración del disolvente (Chakma, 1995; Cullinane y Rochelle, 2003). Otra área de investigación es aumentar los niveles de concentración de la solución acuosa de MEA utilizados en sistemas de absorción, ya que tiende a reducir el tamaño de los equipos utilizados en plantas de captura.

La selección de la solución del proceso está determinada por las condiciones de presión y temperatura en las que el gas está siendo tratado, composición del gas y nivel de recuperación al que se quiere llegar. Aunque no existe una solución ideal para unas condiciones de operación concretas existen amplios estudios para llegar a utilizar una solución de alcaolamina que se adecue bien a nuestras condiciones.

La elección de la concentración de la amina puede ser bastante arbitraria y normalmente se hace a partir de la experiencia en operación. Típicamente el rango de concentración de la MEA varía del 12 % en peso a un máximo del 32% en peso. Cabe señalar que para utilizar una solución con una concentración mayor del 32 % se ha de añadir inhibidores de corrosión a esta.

Los parámetros que determinan la viabilidad técnica y económica del sistema de absorción de CO₂ son:

- Caudal del gas de combustión: Determina el tamaño del absorbedor. El absorbedor representa el costo de inversión más importante.
- Concentración de CO₂: Mientras que el gas de combustión está a presión atmosférica, la presión parcial del CO₂ se sitúa entre 3 KPa y 15 KPa. En estas condiciones de presión parcial, el mejor solvente químico será aminas en solución acuosa.
- Caudal del solvente: Determina el tamaño de la mayor parte de los equipos del absorbedor.

- Requerimientos de energía: El consumo de energía se debe a la suma de la energía térmica necesaria para regenerar el solvente y la eléctrica para operar las bombas.

Aspectos claves para la captura en post-combustión a base de aminas.

Los gases de combustión en una central térmica de generación de energía, están normalmente a temperaturas superiores a 100 °C, lo cual significa que tienen que ser enfriados hasta los niveles de temperatura requeridos para el proceso de absorción. Dicho enfriamiento puede alcanzarse poniendo el gas en contacto directo con agua de forma que también se eliminen las partículas finas que lleva en suspensión.

Estos gases ácidos reaccionaran con el solvente alcalino, al igual que el CO₂. Estas reacciones dan lugar a la formación de sales estables la cuales reducen la capacidad de absorción, aumentan el riesgo de la formación de sólidos en la mezcla, por lo tanto es necesario reducir el NO_x y SO_x a niveles muy bajos antes de la eliminación del CO₂. Los niveles de contaminantes tienen que ser inferiores a los siguientes valores:

- SO₂ < 10 ppmv
- NO₂ < 20 ppmv
- Sólidos < 10 mg/m³

Por lo tanto, muchos sistemas de captura en post-combustión incluyen un pre tratamiento de gases antes del sistema de captura para limpiar los gases antes de reaccionar con el solvente.

Consumo de energía

El punto clave de los procesos de captura de CO₂ en post-combustión basados en absorción es el alto consumo energético que tienen. Este consumo se debe fundamentalmente al calor necesario para regenerar el absorbente separando el CO₂ de la amina. La energía de la reacción de MEA para separar el CO₂ es 4.53 KJ/Kg de CO₂.

De acuerdo a la Agencia Internacional de la Energía además de las variaciones de solventes basados en aminas, para sistemas de captura post-combustión se están utilizando otros solventes en los que se busca menores necesidades energéticas para la regeneración del solvente.

2.2.1.2 Proceso de Adsorción

La adsorción es un fenómeno fisicoquímico de gran importancia, debido a sus múltiples aplicaciones en la industria química. Consiste en la separación y concentración de uno o más componentes de un sistema sobre una superficie. La interacción se da por medio de las fuerzas de Van der Waals. La Figura 2.6 ilustra el proceso de adsorción de una manera clara.

La adsorción se basa en un proceso cíclico en el que se adsorbe CO₂ de una corriente de gas sobre la superficie de un sólido, normalmente una zeolita mineral (adsorbente). La corriente de gas acumulada (adsorbato), con la mayor parte del CO₂ eliminado, luego se emite a la atmósfera. El sólido se purifica a continuación en etapas utilizando las diferencias en la presión o temperatura para eliminar el CO₂ y comprimirlo para su almacenamiento.

Básicamente se encarga de utilizar materiales capaces de adsorber el CO₂ generalmente a altas temperaturas, para luego recuperarlo mediante procesos de cambio de temperatura o presión, procesos TSA y PSA respectivamente (Ishibashi et al., 1999 y Yokoyama, 2003). Dentro de los adsorbentes más interesantes comercialmente están los carbones activos debido a su gran versatilidad y su bajo costo, también se encuentran las zeolitas, aunque se están invirtiendo grandes esfuerzos en la investigación y diseño de nuevos materiales que permitan la eliminación selectiva de CO₂.

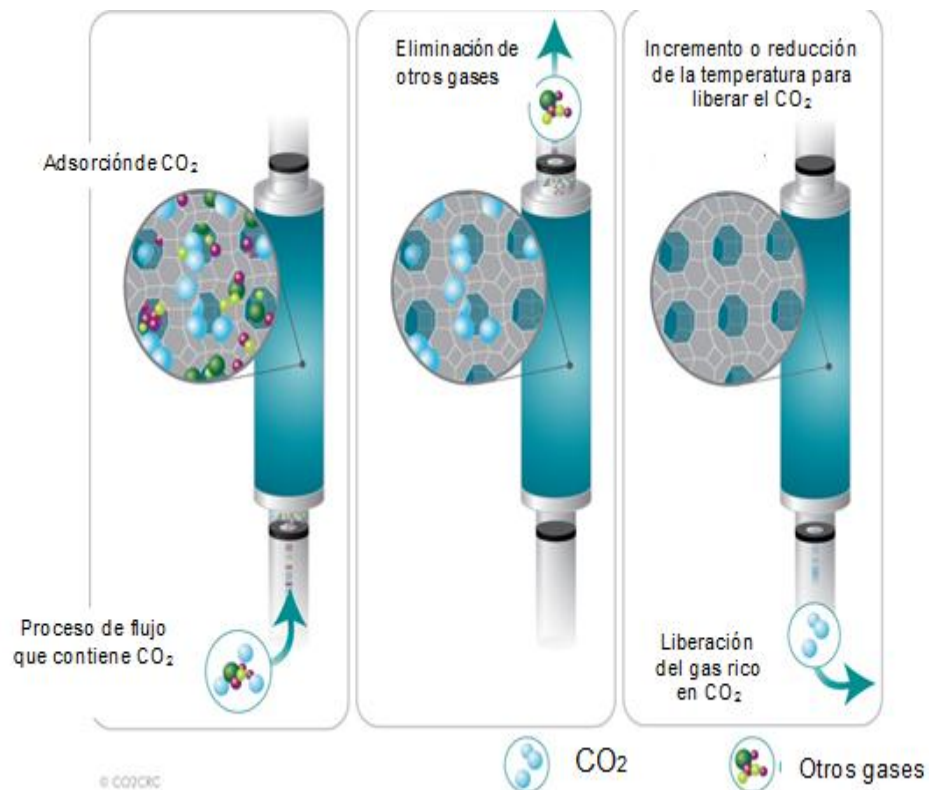


Figura 2.6 Esquema del proceso de adsorción (www.co2crc.com).

En el caso de la generación de energía a partir de combustibles fósiles, la aplicación de adsorbentes para la captura de CO₂ es una tecnología todavía en desarrollo. No solamente se trata de un gran volumen de gases a tratar sino que, además, la concentración de CO₂. Para que la captura de CO₂ mediante adsorción con sólidos sea realmente competitiva, los adsorbentes deben tener la estructura porosa y la química superficial adecuadas. La adsorción física no sería un proceso competitivo, ya que es poco selectiva y las capacidades de adsorción son limitadas, disminuyendo considerablemente al aumentar la temperatura de operación.

No es un método adecuado para separar grandes cantidades por lo que no se considera como forma primaria de captación. Su campo de aplicación típico es la separación de componentes minoritarios con miras a la purificación de la corriente principal. Puede servir para purificar el CO₂ una vez obtenido de modo que cumple con las especificaciones indicadas de cualquier uso posterior.

2.2.1.3 Captura con Membranas

El concepto general de membrana es una barrera semipermeable que separa físicamente dos fases fluidas evitando el contacto directo entre las mismas. La membrana actúa como un filtro muy específico que permite el paso de ciertos componentes de la mezcla fluida. Una membrana actúa como una barrera semipermeable. El CO₂ pasa a través de esta barrera con más facilidad que otros gases. En general, la velocidad a la cual un gas particular, se moverá a través de la membrana puede ser determinada por el tamaño de la molécula, la concentración de gas, la diferencia de presión a través de la membrana y la afinidad del gas para el material de la membrana. La Figura 2.7 ilustra claramente el proceso de captura con membranas.

Dentro de las desventajas que presentan las membranas es un mayor requerimiento de energía comparado con la absorción química (Herzog et al., 1991 y Feron, 1994), además de que el porcentaje máximo de CO₂ removido es menor.

En general las membranas no tienen una elevada capacidad de separación, por este motivo se necesitan varias etapas o la recirculación de los gases para la adecuada separación de los gases, aumentando la complejidad del sistema, el consumo de energía y los costos.

Esto indica principalmente que el sistema no está muy desarrollado y las membranas más eficientes aún no se han encontrado, pero como sistema es prometedor. La opción de la membrana que actualmente reciben la mayor atención es una membrana híbrida - absorbente (o solvente) del sistema.

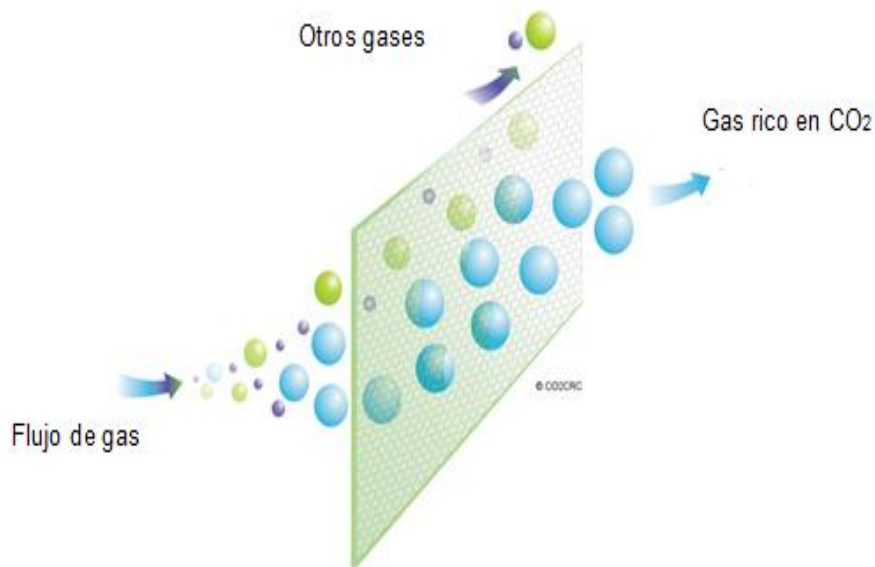


Figura 2.7 Esquema básico del sistema de membrana (www.co2crc.com).

Mientras que el equipo es más pequeño, la membrana de separación de gas requiere una mayor diferencia de presión para la separación. La utilización de membranas se ve afectada por el alto costo de compresión necesario para obtener una alta presión en la alimentación del proceso además de que los contaminantes también influyen negativamente.

Tipo de proceso	Cantidad de gas a tratar	Presión parcial
Absorción química	Alta	Baja
Adsorción física	Alta	Alta
Membranas	Baja	Alta
Adsorción	Baja	Baja

Tabla 2.1 Comparativa respecto a cantidad y presión parcial del CO₂.

Observando los métodos comentados podemos observar que todos menos la absorción química necesitan para un buen desarrollo de la operación, unas presiones parciales altas de los gases ácidos a tratar.

Por otro lado teniendo en cuenta que los gases de escape que provienen de la mayoría de procesos de combustión están a baja presión (normalmente cerca de la atmosférica), hace que nos centremos en la absorción química como solución a nuestro objetivo, la Tabla 2.1 resume las características de las opciones de separación del CO₂.

2.2.2 Captura de CO₂ en Pre-combustión.

La Figura 2.8 ilustra en forma resumida los procesos de captura de CO₂ previos a la combustión lo que buscan es la transformación del combustible primario en una corriente de gases cuyos componentes principales son CO₂ e H₂, los cuales pueden ser separados de forma sencilla. Este tipo de captura se realiza principalmente en plantas de Ciclo Combinado con Gasificación Integrada (CCGI). Esta tecnología suele usarse para gasificación de carbón, pero es posible utilizarla también con cualquier combustible gaseoso o líquido.

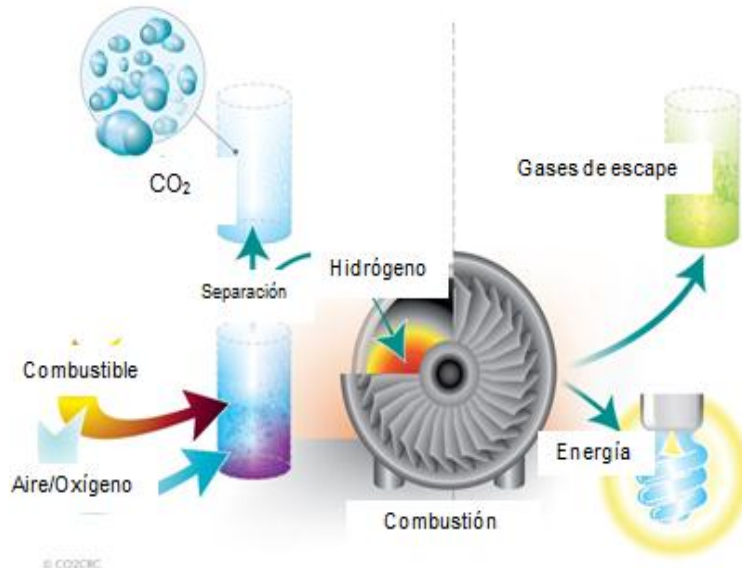
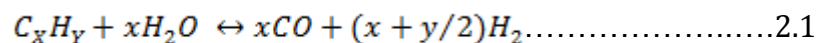


Figura 2.8 Esquema de la captura en pre combustión (www.co2crc.com)

El proceso de captura en pre combustión consta de dos fases:

1. *Reacción de producción de gas de síntesis.* Procesos que llevan a la generación de una corriente compuesta principalmente por Hidrógeno (H₂) y Monóxido de Carbono (CO) a partir del combustible primario, dicha corriente es conocida como “gas de síntesis”. El hidrogeno puede utilizarse en turbinas de gas, calderas y precalentadores. Los procesos comerciales actuales que se utilizan se basan en los siguientes procesos químicos, o sus combinaciones:

- a) Reformado con vapor de agua. El agua actúa como un agente oxidante. Reacción endotérmica que se puede sintetizar de la siguiente manera:



El reformado con vapor de agua es la tecnología dominante para la producción de hidrogeno. Las plantas de mayores dimensiones producen hasta 480 t/d de hidrogeno. En este caso, la mayor parte de

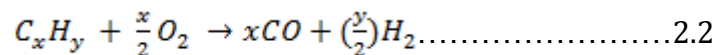
las veces la fuente de energía primaria es el gas natural. El proceso también se conoce como “steam methane reforming” (SMR).

Esta reacción se produce a una temperatura de entre 750 y 900 °C y una presión de entre 20 y bares, alcanzándose una eficiencia energética del 81 %. Las principales ventajas de esta tecnología residen en su elevada eficiencia, su alta obtención de H₂, menor producción de CO₂. En su contra presenta una gran lentitud y que, al tratarse de una reacción muy endotérmica, requiere un elevado aporte de calor.

- b) Reacción con oxígeno (Oxidación parcial). El combustible primario reacciona con oxígeno a altas presiones (30-75 bares) produciendo un gas formado principalmente por CO e H₂.

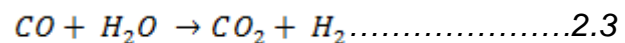
La reacción es exotérmica y tiene lugar a altas temperaturas (1300-1400 °C). La eficiencia energética del proceso es del 70 %.

Cuando se aplica a combustibles gaseosos y algunos líquidos esta reacción se denomina “oxidación parcial” y cuando se aplica a combustibles sólidos se le conoce como “gasificación”. Es una reacción exotérmica que se puede expresar del siguiente modo:



La oxidación parcial produce menos cantidad de hidrógeno por unidad de combustible primario aportado que el reformado, pero los tiempos de reacción son menores, los reactores son más reducidos, y no requiere catalizador ni aporte energético.

2. *Reacción gas-agua (shift reaction) para convertir el CO del gas de síntesis en CO₂.* La reacción se puede expresar a través de la siguiente fórmula y su objetivo es convertir el CO del gas de síntesis que se obtuvo en el primer paso en CO₂ manteniendo la mayor parte de la energía del CO en la corriente gaseosa resultante. Al utilizar agua como agente oxidante se obtiene hidrógeno:



INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

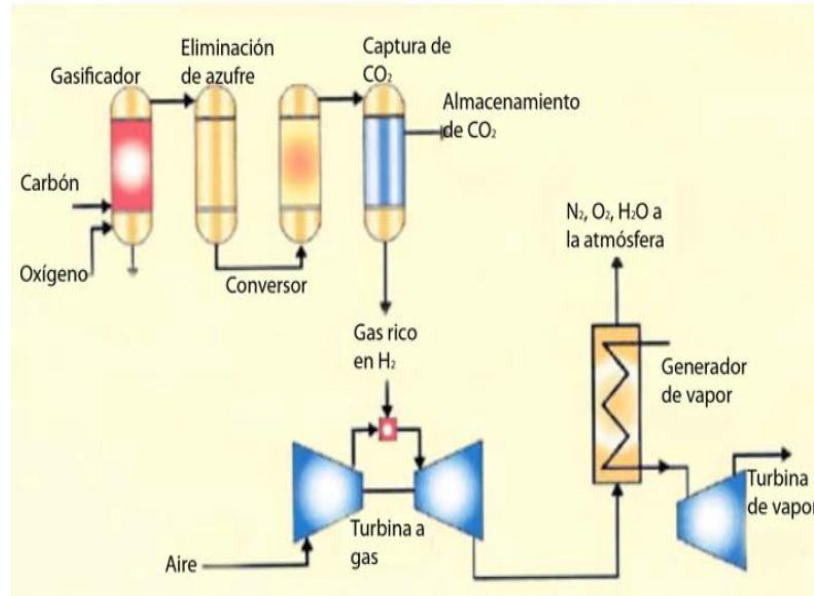


Figura 2.9 Esquema básico de un sistema en Pre-combustión (Bravo, 2008).

El siguiente paso consistiría en la separación del CO₂ de la corriente de gas, esta etapa tiene como objetivo separar el CO₂ de la corriente de gas que está formada principalmente por CO₂/H₂, existiendo varios procedimientos. La Figura 2.9 ilustra las etapas que consiste la captura en pre combustión. La concentración de CO₂ en esta corriente puede estar comprendida entre el 15-60% en base seca y la presión de la corriente entre 2-7 MPa. El CO₂ separado queda disponible para su almacenamiento. La mayor presión permite una separación más fácil.

El CO₂ puede entonces ser almacenado y el hidrógeno será un producto energético el cual puede ser utilizado para generar calor o como gas de entrada, por ejemplo en un ciclo combinado para producir electricidad.

Ventajas:

- La separación vía solvente químico o PSA están probadas.
- Los gases de combustión salen a mayor presión y mayor concentración de CO₂.
- Los costos de compresión son menores que en pos-combustión
- La tecnología consigue menor cantidad de impurezas: SO_x y NO_x

Desventajas:

- El combustible primario debe ser convertido a de “gas de síntesis” previamente.

El CO₂ se puede separar por varias técnicas, dependiendo de cada caso, de la presión a la que se trabaje, de la concentración de CO₂ que se obtenga. Dentro de las opciones más viables se encuentra la adsorción y de la absorción química. Dentro de la tecnología de pre combustión la separación se da de una manera

más fácil debido a que el flujo de gas se presenta tanto con una mayor presión y concentración.

2.2.1.1 Adsorción a cambio de presión (PSA)

Es el sistema de elección para la purificación del “gas de síntesis”, donde se requiere hidrógeno de alta pureza. Los adsorbentes son sólidos, regularmente minerales llamados zeolitas, que pueden capturar el CO₂ en su superficie, el proceso es un proceso cíclico en el cual mediante un cambio de presión o de temperatura se libera el CO₂.

2.2.2.2 Absorción química

En este tipo de procesos compuestos químicos son utilizados para eliminar el CO₂ del “gas de síntesis” a presiones parciales por debajo de 1,5 MPa (Astarita et al., 1983) y son similares a los utilizados en la captura de post-combustión. En los procesos industriales modernos es ampliamente utilizada la metildietanolamina amina terciaria (MDEA), su preferencia se debe a las ventajas que presenta frente a otros disolventes químicos. Es la tecnología para remover CO₂ más comúnmente utilizada en la actualidad.

2.2.2.3 Separación con membranas

La principal ventaja de estos procesos es la mayor concentración de CO₂ en los gases y la baja cantidad de impurezas. Es una tecnología muy unida con la producción de hidrógeno por lo que podría ser interesante si la economía del hidrógeno se consolidara.

2.2.3 Captura de CO₂ en Oxi-combustión (combustión oxígeno-gas)

Las tecnologías que pueden ser empleadas para la captura de CO₂ precisan todas ellas el empleo de técnicas de separación que permiten transformar las corrientes en las que actualmente el CO₂ aparece como un gas diluido en otras corrientes altamente concentradas de CO₂. Es por ello que surge la necesidad de obtener un flujo de CO₂ más concentrado dentro de los gases de combustión. Una opción para concentrar el CO₂ presente en los gases de combustión consiste en retirar la mayor parte de N₂ del aire comburente antes de su introducción en el proceso.

Este tipo de sistemas consiste básicamente en la utilización de oxígeno en lugar de utilizar aire para la combustión de combustible con el objetivo de producir un gas de combustión compuesto principalmente por vapor de agua y CO₂. El oxígeno se inyecta en la cámara de combustión, en lugar de aire, junto con carbón pulverizado. Esto da lugar a un gas de combustión con altas concentraciones de CO₂ (de más del 80 % en volumen). Tras la captura de partículas y la separación de óxidos de azufre. El CO₂ y el vapor de agua constituyen los productos de la combustión que tras pasar por el condensador son separados en agua líquida y CO₂ gaseoso. Este tipo de sistema está caracterizado porque requiere separar

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

inicialmente el oxígeno del aire, adquiriendo, así, el oxígeno un grado de pureza del 95 al 99 % y pobre en NO_x, reduciéndolo de 60 a 70 %. Las impurezas en el CO₂ son los componentes del gas, tales como SO_x, NO_x, HCl. El gran problema de este tipo de sistemas es que se encuentran en una fase de demostración o de investigación. Como método de captura de CO₂ los sistemas de oxi-combustión están en una fase de demostración. El proceso de oxi-combustión es ilustrado en la Figura 2.10.

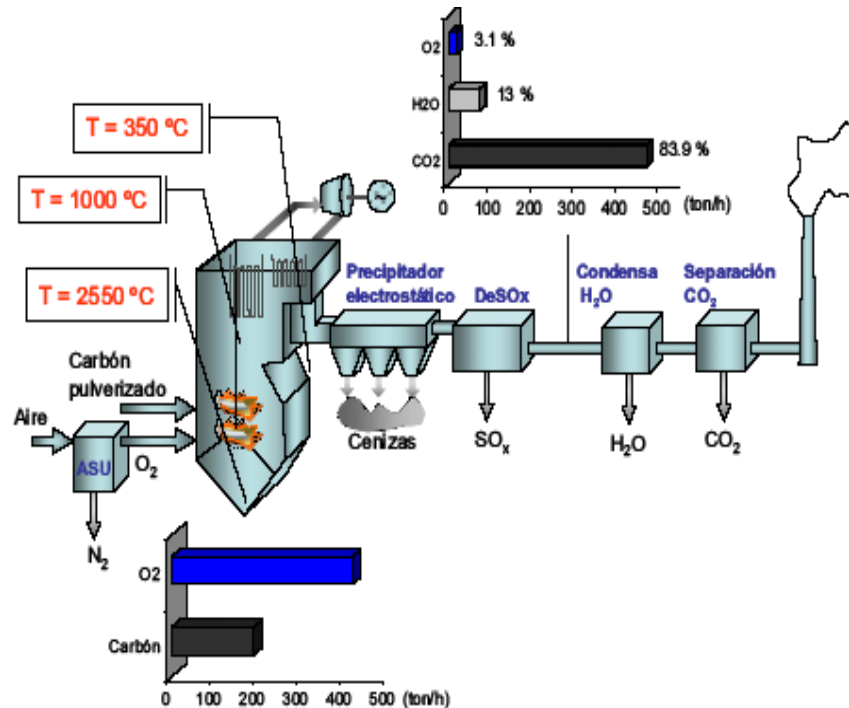


Figura 2.10 Esquema básico de una central de carbón con separación de CO₂ por oxi-combustión (Buhre, 2005).

Para la obtención del oxígeno, es necesaria la presencia en el sistema de una unidad de separación de aire (ASU). La separación del nitrógeno del oxígeno se da mediante técnicas criogénicas o con membranas

Una de las partes fundamentales del proceso de oxi-combustión es el oxígeno. Las cantidades muy grandes de oxígeno requeridos en el proceso de oxi-combustión solo pueden ser producidos económicamente, en la actualidad, mediante el proceso de destilación criogénica (Latimer, 1967). La otra forma de obtener el oxígeno es a través del uso de membranas transportadoras de iones, para este caso membranas conductoras de oxígeno. Las cuales se fabrican en forma de tubos lisos (Armstrong et al., 2002).

Para evitar las temperaturas tan elevadas, que se obtendrían si solamente se quemara carbón con oxígeno puro, existe la opción de recircular una fracción importante de los gases de combustión. Pues uno de los problemas asociados es que supere la temperatura de equilibrio por encima de la cual el CO₂ se descompone en CO.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Dentro de las mejoras que se le ha hecho a la tecnología de captura de Oxi-combustión es la de recircular entre el 50 y el 60 % de CO₂ hacia el compresor con el objetivo de controlar la temperatura de combustión (que de otra manera sería muy alta al emplear solo oxígeno). Se prevé que el porcentaje de gases recirculados, va disminuyendo en el diseño según se va adquiriendo experiencia en el comportamiento de esta tecnología a escala industrial. El proceso de oxi-combustión con recirculación de gases es ilustrado en la Figura 2.11.

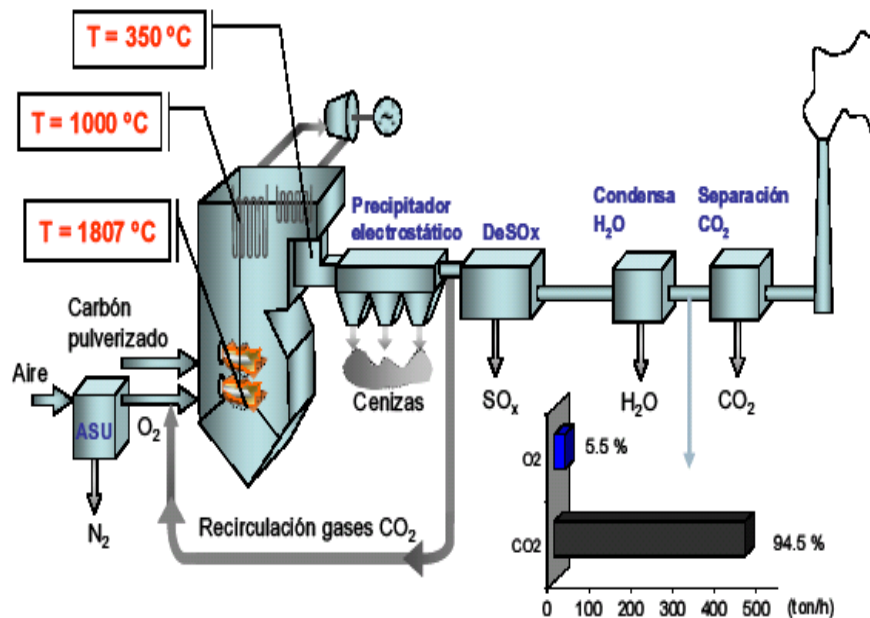


Figura 2.11 Esquema básico de una central de carbón con separación de CO₂ por oxi-combustión con recirculación de gases (Buhre, 2005).

Los gases recirculados pueden ser húmedos (si la toma de los mismos se hace antes del condensador de agua), o secos (si se hiciera la toma de gases para recircular después de la condensación)

La captación posterior a la combustión de CO₂ en las centrales eléctricas es económicamente viable en condiciones específicas. La tecnología para captar pre-combustión se aplica de forma generalizada a la fabricación de fertilizantes y la producción de hidrógeno.

Con la finalidad de apreciar de una mejor manera las cualidades y defectos de cada sistema, se desarrolló la Tabla 2.2:

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Tipo de Captura de CO ₂	Ventajas	Desventajas
Pre-combustión	<ul style="list-style-type: none"> • Presiones y concentraciones más altas de CO₂. • Se tiene baja concentración de SO_x y NO_x. • Es posible utilizar un amplio rango de combustibles fósiles. • Debido a la alta concentración y presión de CO₂ los equipos de separación son mucho más pequeños que los de post-combustión. • El H₂ como subproducto está libre de impurezas y puede ser empleado como combustible. 	<ul style="list-style-type: none"> • Las fases iniciales de conversión del combustible son más complejas y más costosas. • Los procedimientos de pre-combustión son mucho más costosos y complejos que en el proceso de post-combustión.
Absorción química (post-combustión)	<ul style="list-style-type: none"> • La mayor ventaja es que muchas de las tecnologías son comerciales con resultados óptimos. • Se puede aplicar a la mayoría de las plantas generadoras de electricidad. • Requiere menores modificaciones de centrales existentes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto consumo energético, debido a que se tienen que regenerar el absorbente. • requiere unos gases de combustión muy limpios de impurezas, tales como: SO_x, NO_x, es por ello necesario equipo de desulfuración. • Mayor volumen de gases a tratar; por lo que se requiere equipos de gran tamaño.
Oxi-combustión	<ul style="list-style-type: none"> • Generación de una corriente rica en CO₂ con rangos entre 90-95%. • Generación pobre de NO_x. • Proporciona un volumen bajo de gases con lo cual se logra reducir el tamaño de todo el proceso. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere de una unidad de separación de aire cual los costos se elevan. • Es necesario tener investigaciones avanzadas en aspectos tanto de mantenimiento como operativos. • Altos costos de electricidad.

Tabla 2.2 Ventajas y desventajas de cada tecnología de captura

2.3 Costos de la captura de CO₂.

La tecnología de captura de CO₂ utilizada afecta el costo de la tonelada de CO₂ capturada, así como la madurez que tenga la tecnología seleccionada. La literatura ha tomado el costo del CO₂ evitado también como un valor de referencia en algunos estudios.

El costo del CO₂ evitado, refleja el costo medio de reducir en una unidad de masa las emisiones de CO₂ a la atmósfera produciendo la misma cantidad de energía que una central de referencia sin captura de CO₂. El costo del CO₂ evitado puede ser calculado a través de la siguiente fórmula (IPCC, 2005):

$$\text{Costo del CO}_2 \text{ evitado } (\$/t(\text{CO}_2)_{\text{evitado}}) = \frac{(\text{COE})_{\text{captura}} - (\text{COE})_{\text{ref}}}{(\text{CO}_2/\text{kWh})_{\text{capturado}}} \dots\dots\dots 2.4$$

Donde

COE: es el costo de la electricidad

(CO₂/kWh): es la emisión másica de CO₂ en toneladas emitidas por kWh generado con base a la captación neta de la planta.

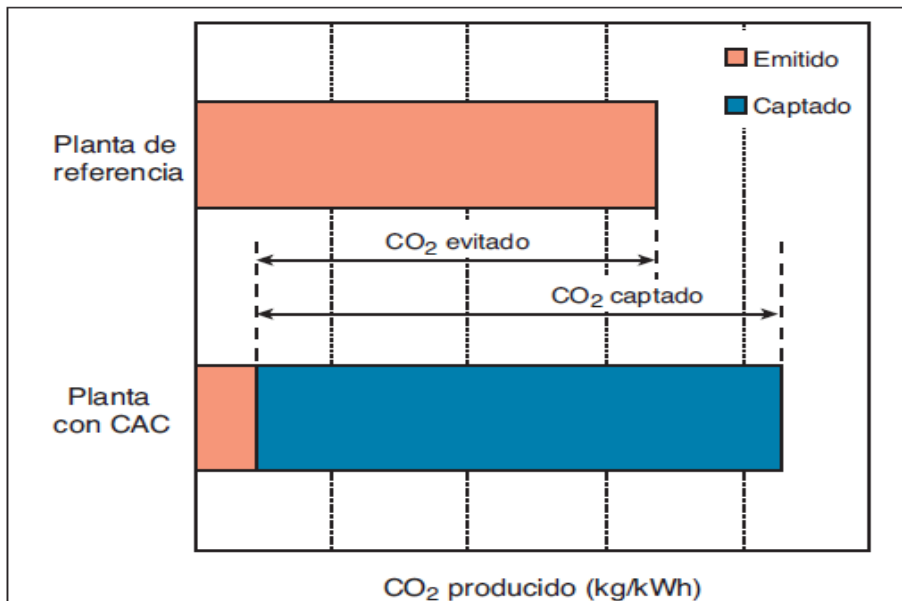


Figura 2.12 Diferencia entre el CO₂ evitado y capturado (IPCC, 2005)

Una manera más fácil de poder entender el concepto anterior es por medio de la Figura 2.12, la cual ilustra el término de CO₂ evitado. El aumento de la producción de CO₂ resultado de la pérdida de la eficiencia general de las centrales eléctricas debido a la energía adicional necesaria para la captación da lugar a una cantidad superior de “CO₂ producido por unidad” (barra inferior) en relación con la planta de referencia (barra superior) sin captación.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Con ayuda de las Figuras 2.12 y 2.13 es posible definir los términos de CO₂ evitado y CO₂ capturado, los cuales se expresan de la siguiente manera:

$$\text{Costo del CO}_2 \text{ evitado} = \frac{\Delta CE}{(CO_{2ref} - CO_{2CAC}) \text{ emitido}} \dots\dots\dots 2.5$$

$$\text{Costo del CO}_2 \text{ capturado} = \frac{\Delta CE}{(CO_{2CAC}) \text{ producido} - (CO_{2CAC}) \text{ emitido}} \dots\dots\dots 2.6$$

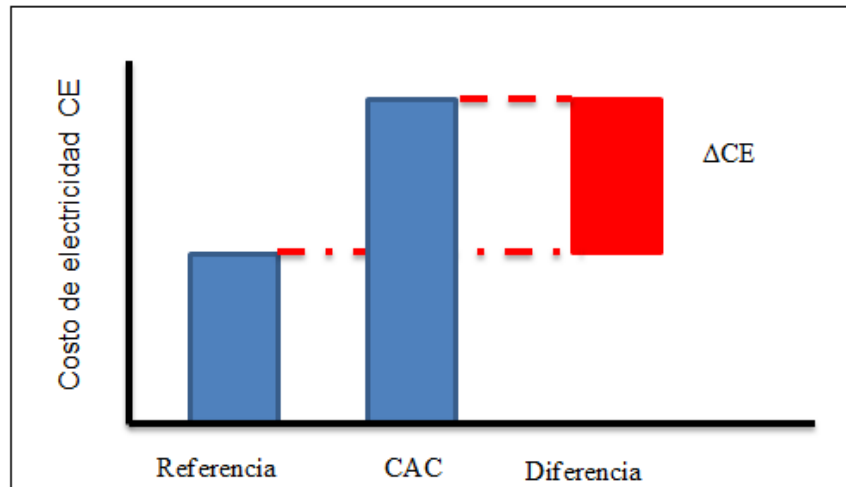


Figura 2.13 Costos del CO₂ evitado y capturado en términos del costo de la electricidad (IPCC, 2005)

Dentro de la literatura existe una gran variedad de trabajos los cuales hablan sobre el costo de la captura de CO₂, muchos de los costos puestos en la literatura son solo estimaciones. Debido a la gran incertidumbre que existe con respecto a los costos de la captura de CO₂ será recomendable manejar rangos de dichos costos. En la siguiente sección se colocarán algunos datos encontrados sobre los costos de la captura de CO₂. Cabe mencionar que los costos de la captura son los que más impactan los costos totales de la tecnología de CAC, tanto los costos del transporte como del almacenamiento son mucho menores con respecto a los costos de la captura. La Tabla 2.14 muestra los costos de captura de CO₂ para las diferentes tecnologías de captura.

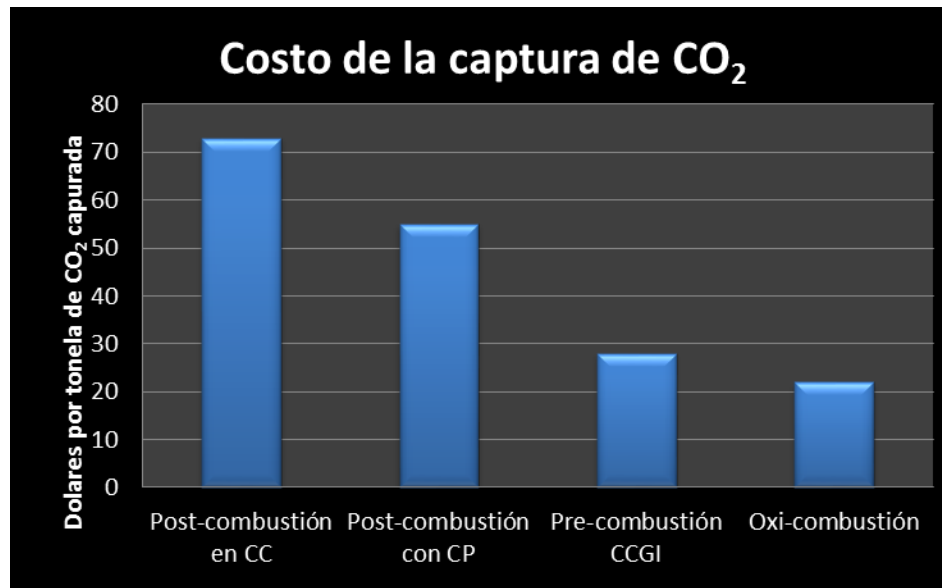


Figura 2.14 Costo de captura de CO₂ según la tecnología empleada (Aparicio, 2007).

La Tabla 2.3 muestra una recolección de datos obtenidos de diferentes fuentes para las tres diferentes tecnologías de captura:

Costo de la Captura \$/tCO₂

	ZEP, 2006	IPCC, 2005	AIE GEI, 2003
Post-combustión	22.4	40 - 65	55 - 60
Pre-combustión	21.1	13 - 38	23 - 33
Oxi-combustión	17.6	35	57 - 66

Tabla 2.3 Comparativa de los precios de captura para las distintas tecnologías de captura (Peña, ELCOGAS)

2.2 TRANSPORTE DE CO₂.

Es muy probable que en el lugar que se produce el proceso de captura, no se pueda realizar la inyección en el subsuelo, por no existir formaciones adecuadas para retener el CO₂. Es por este motivo que el CO₂ captado debe ser transportado desde el punto de captura hasta un lugar de almacenamiento idóneo. Es sumamente importante examinar tanto aspectos técnicos como económicos dentro del proceso de transporte. Debe encontrarse un tipo de transporte económico, seguro y viable.

Disponer del CO₂ en estado supercrítico es, en principio, la opción más viable, ya demostrada para el transporte del fluido en tuberías. Cuando un compuesto o elemento está en dicho estado, este tiene la densidad de un líquido y la viscosidad de un gas.

Hay que tener en cuenta que existen diversas formas de transportar el CO₂, los dos principales sistemas de transporte utilizados hasta la fecha son:

- Transporte por tubería: se trata de la solución óptima para el transporte de CO₂ a larga distancia. El transporte de CO₂ por tubería no es una tecnología nueva pues se lleva utilizando en Estados Unidos desde hace mucho tiempo, actualmente se transportan cerca de 50 millones de toneladas anuales de CO₂.
- Transporte en vehículos: el transporte en vehículos se utiliza principalmente cuando el transporte por tuberías es inviable económicamente o en su defecto cuando no existe una infraestructura suficiente para llevarlo a cabo. El transporte en vehículos puede ser tanto terrestre como marítimo. Las distancias recorridas con este tipo de transporte suelen ser pequeñas

Según la experiencia y los estudios realizados, la mejor opción es el transporte por tubería cuando el transporte del fluido es terrestre, mientras que existe competencia entre barco y tubería en transporte marino.

Sea cual sea el medio de transporte utilizado, los costos dependen de la distancia y de la cantidad de CO₂ transportado, e independientemente del método de transporte, ya sea terrestre o marino los ductos de CO₂ son construidos de la misma manera que los ductos de gas. A través de un análisis de los aspectos técnicos se lograra optimizar los aspectos energéticos del transporte a su punto de inyección, lo que al final se reflejara en el aspecto económico.

Los estados en los que el CO₂ puede llegar a ser transportado son en estado: líquido, gaseoso y sólido. Debido a que el proceso de CAC hoy por hoy está pensado para la captura de CO₂ en grandes instalaciones industriales los medios de transporte a escala comercial pueden ser tanques, ductos y buques para el CO₂ en estado líquido y gaseoso. A diferencia del proceso de captura donde las tecnologías para llevar a cabo la captura están en pleno desarrollo y

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

algunas todavía en la etapa de demostración, para la etapa del transporte sea cual sea el medio las tecnologías están completamente asimiladas, pues la forma de transportar el gas natural es muy similar a la del transporte de CO₂.

El eficiente transporte de CO₂ vía ducto requiere que el CO₂ sea comprimido al estado líquido (Zhang et al., 2006). Es indispensable el entender el comportamiento termodinámico que tiene el CO₂ para de esta forma llevar a cabo el transporte de manera óptima.

Está completamente entendido que el CO₂ a temperatura y presión ambiente es un gas. El estado físico del CO₂ varía con la presión y la temperatura. La temperatura y la densidad del líquido son las dos propiedades principales a considerar. Trabajos previos y el comportamiento de fase del CO₂ indican que es recomendable operar el ducto a presiones mayores que la presión crítica del CO₂, la presión crítica es $P_c=7.29$ MPa y la temperatura crítica es $T_c=304.25$ K (Changjun Li et al., 2010), para evitar el manejo de dos fases debido a las fluctuaciones de temperatura a lo largo de la tubería con lo cual no dará lugar a la formación de CO₂ gaseoso (Recht, 1984). El transporte de un fluido de alta densidad facilita el transporte eficiente, porque una gran masa por unidad de volumen pueden ser enviados. Mientras que las temperaturas de funcionamiento de las tuberías de CO₂ son generalmente determinadas por la temperatura del suelo circundante. En las latitudes del norte, la temperatura de la tierra varia de unos pocos grados bajo cero en el invierno a 6-8°C en verano, mientras en localizaciones tropicales, la temperatura de la tierra puede alcanzar arriba de los 20°C. La Figura 2.15 muestra el envolvente de fase del CO₂ de alta pureza, contenido de volumen mayor al 95%,(Seevam et al., 2007).

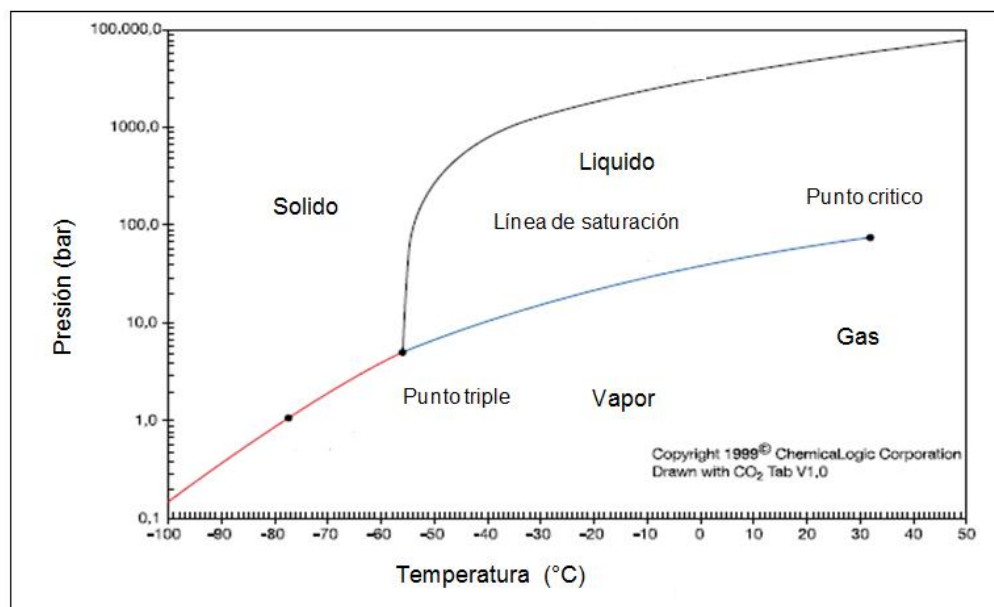


Figura 2.15 Diagrama de presión-temperatura del CO₂ (IPCC, 2005)

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Teniendo en mente que de los 3100 Km de ducto que se tienen en el mundo con una capacidad de 50 MT por año de CO₂ para EOR y que la mayoría de ellos operan con CO₂ en estado supercrítico, es importante entender en qué momento se alcanza este estado.

2.1.2 Transporte de CO₂ por tubería.

Trabajos tempranos por Svensson et al. (2004) identificaron que el transporte vía ductos es el método más práctico para mover grandes volúmenes de CO₂ por tierra y otros estudios también afirman esta conclusión (Doctor et al. 2005), además de más económica

La mayor parte de los proyectos se realizan en los Estados Unidos, pues ellos han logrado obtener un beneficio económico al inyectarlo a los yacimientos petroleros obteniendo una producción adicional, esto queda claramente demostrado en la Tabla 2.4:

Gasoducto	Localización	Operado	Capacidad (MtCO ₂ A ⁻¹)	Dist. (Km)	Origen del CO ₂
Cortez	EUA	Kinder Morgan	10.2	800	Domo McElmo
Montaña Sheep	EUA	BP Amoco	9.5	660	Montaña Sheep
Bravo	EUA	BP Amoco	7.3	350	Domo Bravo
Val Verde	EUA	Petrosource	2.5	130	Planta de Gas Val Verde
Bati Raman	Turquía	Petroleos Turquía	1.1	90	Campo Dodan
Weyburn	EUA y Canadá	Compañía de gasificación del norte de Dakota	5	328	Planta de gasificación
TOTAL			44.7	2366	

Tabla 2.4. Gasoductos existentes con grandes longitudes de CO₂ (Gale and Davison, 2002)

Este capítulo prácticamente estará dedicado al transporte por tubería, además de que es una tecnología completamente asimilada, pues el primer gasoducto de CO₂ de larga distancia entro en funcionamiento en los primeros años de los 70' en los Estados Unidos, en la parte de Texas, el ducto tenía una distancia de aproximadamente 2500 Km por el cual se transportaban más de 40 Mt de CO₂ al año de fuentes naturales y antropogénicas, dicho CO₂ era utilizado en la Recuperación Mejorada de Aceite (EOR, por sus siglas en el inglés).

Es necesario el tener un bajo nivel de impurezas, para de esta forma evitar la corrosión, es por ello importante el tener en cuenta la composición del CO₂.

La tecnología del transporte a través de ductos está en la etapa comercial, esto se debe principalmente a que se llevan prácticamente más de 30 años utilizando este medio para el transporte de gas. El primer proyecto industrial de gran escala se implementó en el año de 1972 sobre el campo de Nelly-Snyder en Texas (proyecto SACROC) con una inyección diaria de 206 MMscf de CO₂.

2.2.1.1 Diseño

Factores técnicos, económicos y sociales determinan el diseño de un ducto. Cabe mencionar que cada uno de ellos es parte fundamental en el diseño de la construcción del ducto. Sin dejar de lado los aspectos ambientales, dentro de los propósitos de los proyectos CAC es la estabilización de las concentraciones de CO₂ en la atmósfera. Los aspectos sociales influyen notablemente en el factor económico pues se trata de que estos no pasen por zonas densamente pobladas, con lo cual se tendría que modificar la ruta del ducto y por lo tanto la longitud del ducto. La Topografía del terreno afectara los costos, pues el cruzar montañas, ríos, desiertos, afectara en los costos de construcción del ducto. Dentro de las consideraciones que se deben tener en la construcción de un gasoducto es las posibles restricciones gubernamentales o militares y el posible impacto a otras actividades.

Una de las consideraciones que hay que tomar en cuenta en el diseño de un ducto es la composición del CO₂, pues el grado de impurezas presentes en el CO₂ modifica el comportamiento de este frente a la variación de la presión, haciendo que aumente la despresurización cuanto mayor sea el contenido de impurezas. Las principales impurezas presentes en el CO₂ capturado son: agua (H₂O), Nitrógeno (N₂), Ácido Sulfhídrico (H₂S), Hidrogeno (H₂), Argón (Ar), Dióxido de Azufre (SO₂), Óxido de Nitrógeno (NO_x),

Otros de los efectos de las impurezas sobre el transporte de CO₂ es que modifican la presión y temperatura critica, dos de los principales parámetros que se deben tener en cuenta cuando se realiza el diseño de una tubería.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Pureza del CO ₂	Temperatura Crítica (°C)	Presión Crítica (bar)
CO ₂ puro	30.97	73.76
CO ₂ + 2%H ₂	30.37	79.05
CO ₂ + 5%H ₂	29.34	87.56
CO ₂ + 2%Ar	29.73	75.71
CO ₂ + 5%Ar	27.77	78.67

Tabla 2.5. Efecto de las impurezas en la temperatura y presión crítica (ENGAS)

Dentro de las consideraciones técnicas que se toman para el diseño del ducto esta del diámetro óptimo así como también el número de compresores que se utilizarán para transportar el CO₂ hasta el punto de inyección.

El cálculo del diámetro de un segmento de ducto está basado en un balance de energía, el balance de energía puede ser escrito como (Mohitpour et al 2003.):

$$\frac{c}{v} du + \frac{1}{v} dp + \frac{g}{v^2} dh + \frac{2f_F c^2}{Di} dL = 0 \dots\dots\dots 2.7$$

Dónde:

C= constante igual al producto de la densidad y la velocidad del fluido

g= aceleración debido a la gravedad ($\frac{m}{s^2}$)

V= volumen especifico del fluido;

P= presión (Pa).

h= altura (m).

Ff= factor de fricción de Fanning.

Di= diámetro interno del ducto (m).

L= longitud del segmento del ducto (m).

El balance de energía dado en la ecuación 7 puede ser simplificado asumiendo que los cambio en la energía cinética del flujo de CO₂ son

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

despreciables (velocidad constante), y que la compresibilidad del CO₂ puede ser promediada a lo largo de la longitud del ducto. El resultado del balance de energía, tal como lo derivado por Mohitpour et al. (2003), y resolvió para el diámetro de un segmento de ducto:

$$Di = \left\{ \frac{-64Z_{av}^2 R^2 T_{av}^2 f_F \dot{m}^2 L}{\pi^2 [MZ_{av} RT_{av} (P_2^2 - P_1^2) + 2gP_{av}^2 M^2 (h_2 - h_1)]} \right\}^{1/5} \dots\dots\dots 2.8$$

Donde:

- Zave= compresibilidad del líquido promedio
- R= constante universal de los gases (Pa*m³/mol K)
- Tave= temperatura promedio (K)
- \dot{m} =gasto másico de diseño (kg / s)
- M= peso molecular de la corriente (kg / kg*mol)
- p=presión en los puntos 1 y 2, que están aguas arriba y aguas abajo, respectivamente
- h= elevación de la tubería (m).

La presión promedio, Pave, requerida en la ecuación 8 es calculado como (Mohitpour et al. 2003):

$$P_{av} = \frac{2}{3} \left(P_2 + P_1 - \frac{P_2 P_1}{P_2 + P_1} \right) \dots\dots\dots 2.9$$

La ecuación 8 puede ser usada para calcular el diámetro requerido para una caída de presión dada. El inconveniente de esta ecuación es el factor de fricción de Fanning el cual es función del diámetro del ducto. El factor de fricción de Fanning no puede ser resuelta analíticamente; sin embargo una aproximación explícita para el factor de fricción de Fanning es mostrado en la siguiente ecuación (Zigrang Sylvester, 1982):

$$\frac{1}{2\sqrt{f_F}} = -2.0 \log \left\{ \frac{\epsilon/Di}{3.7} - \frac{5.02}{Re} \log \left[\frac{\epsilon/Di}{3.7} - \frac{5.02}{Re} \log \left(\frac{\epsilon/Di}{3.7} + \frac{13}{Re} \right) \right] \right\} \dots\dots\dots 2.10$$

Donde:

- ϵ = rugosidad del ducto (m)
- μ =viscosidad del fluido (Pa*s)
- Re=número de Reynolds el cual es definido como:

$$R_e = \frac{\rho v d}{\mu} \dots \dots \dots 2.11$$

Donde:

ρ = densidad del fluido (kg/m³)

v = velocidad del fluido (m/s)

d = diámetro del ducto (m)

μ =viscosidad cinemática del fluido (kg/ m*s)

El número de Reynolds también puede ser escrito en términos del flujo másico, el cual queda definido de la siguiente manera:

$$R_e = \frac{4\dot{m}}{\mu\pi D_i} \dots \dots \dots 2.12$$

Un valor de rugosidad que puede ser utilizado es 0.0457 mm, el cual es un valor para ductos comerciales de acero (Boyce, 1997).

Para la obtención del diámetro requerido es necesario resolver las ecuaciones 8, 10 y 11 de forma iterativa. Se recomienda obtener primeramente el número de Reynolds, ecuación 11, usando una estimación inicial del diámetro del ducto basado en una velocidad de 1.36 m/s, esta velocidad inicial es representativa del flujo de CO₂ en un ducto, esto lo que busca es lograr minimizar el número de iteraciones. El número de Reynolds calculado es entonces usado en la ecuación 10 para estimar el f_F de fanning, el cual es entonces sustituido dentro de la ecuación 8. El resultado es un diámetro el cual es entonces comparado con el diámetro supuesto. El diámetro requerido se toma como bueno cuando este converge con la iteración anterior en un valor menor a 10^{-6} .

Otro parámetro que es necesario calcular es el espesor de la pared del ducto, t , en metros, el cual es definido por la ecuación de Barlow:

$$t = \frac{P_{mop} D_o}{2SEF} \dots \dots \dots 2.13$$

Donde:

P_{mop} = Presión máxima de operación (Pa)

D_o = Diámetro externo del ducto (m)

S =Resistencia mínima a la cedencia (Pa)

E=Factor de junta longitudinal

F= Factor de diseño (introducido como un factor de seguridad)

El cálculo con la ecuación de Barlow sirve para determinar el espesor mínimo necesario para ser utilizado con una presión de operación dada y con un diámetro de tubería fijo.

El siguiente paso dentro del diseño es estimar la compresión y para averiguar las pérdidas de carga a lo largo de la tubería y así poder saber dónde instalar los compresores o la presión a la que operarán las compresoras con el fin de mantener el flujo de CO₂ en estado supercrítico de la fuente inicial hasta su destino final.

2.2.1.2 Costos

Como anteriormente se había mencionado el costo del transporte de CO₂ está en función de la cantidad transportada así como también de la longitud del mismo. Otro de los factores que podrá impactar de manera importante en el costo del transporte de CO₂ es sí el ducto es marino o terrestre. Ductos costa afuera generalmente operan a altas presiones y bajas temperaturas que los ductos terrestres, y son a menudo, pero no siempre, de 40 a 70% más caros (IPCC 2005), muchas veces cuando se va a transportar a ultramar es recomendable utilizar buques en lugar de ductos. Dentro del análisis que se presenta en esta sección se toma en cuenta la variabilidad del costo del acero, el cual representa una fracción significativa del costo del ducto, y por ello es importante en el aspecto económico el elegir el diámetro óptimo, pues un diámetro mayor conllevaría costos mayores.

De acuerdo a la literatura los autores, toman de diferente forma las categorías de los costos, unos toman cuatro algunos tres, en términos generales consideran los mismos aspectos. Los costos pueden ser divididos en tres categorías (IPCC, 2005):

- Costos de construcción.
 - Costo de materiales y equipos (tales como los ductos, el revestimiento de ductos, protección catódica).
 - Costos de instalación (mano de obra).

- *Costos de operación y mantenimiento*
 - Costos de monitoreo
 - Costos de mantenimiento
 - Costos de energía (en caso de ser necesario)
 - *Otros costos* (tales como son los costos de derecho de vía, impuestos, los costos de los seguros y posibles contingencias).

Los costos del material de ducto dependen de la longitud del ducto, del diámetro del mismo, de la cantidad y calidad del CO₂ transportado, pues de ella depende que sea necesario algún procedimiento para evitar la corrosión y con ello

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

costos adicionales. El material a utilizar en la construcción de ductos y barcos frecuentemente es el acero, es por ello que un incremento considerable en su precio afecta el costo en el transporte, entre los años 2003 y 2005 el costo del acero se duplico es por ello que ahora se trata de analizar dos tipos de escenarios, uno con el precio actual del acero y otro considerando un incremento en el precio de este, como se presenta en la Figura 2.16.

Se ha podido analizar que el costo de construcción de un ducto puede variar de una área a otra, este hecho se debe principalmente a la variación de los costos de mano de obra que llegan a tener una región y otra (McCoy, 2008). Los costos de construcción vendrían siendo en términos estrictos la inversión inicial. A diferencia de las otras dos categorías que serán costos que se tendrán durante toda la vida del ducto.

La Figura 2.16 presenta los costos de transporte para un ducto marino y terrestre por cada 250 Km de distancia, donde los costos se basan en la información de costos de inversión de varias fuentes. Que por lo general, es de 1 a 8 dólares por tonelada de CO₂ (IPCC, 2005). Como era de esperarse el costo de transporte para un ducto marino es mayor que para un terrestre, sin embargo a medida que la cantidad de CO₂ es mayor la diferencia de los costó de transporte se reduce, la mayor diferencia es aproximadamente de 1 dólares entre un medio de transporte y otro.

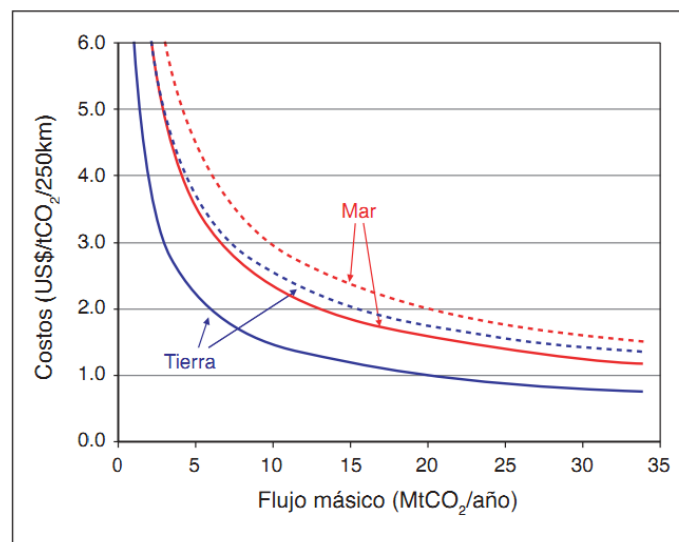


Figura 2.16 Comparación de costos entre el transporte marino y el terrestre (IPCC, 2005).

Los costos de la segunda categoría tienen la finalidad de prevenir algún accidente. Pues a través de un mantenimiento y de un monitoreo de los ductos se logra que estos operen de manera óptima. Bock et al. (2003). informan que el costo de operación y mantenimiento de operar un ducto de 480 km de CO₂ es entre 40,000 dólares y 60,000 dólares por mes. Sobre una base anual, esto equivale a aproximadamente 3,250 dólares por kilómetro de tubería en dólares de 2004.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

La última categoría engloba una gran gama de costos, no por ello menos importantes, uno de los costos que se encuentran dentro de esta categoría es el *derecho de vía*, la cual cubre el costo por permitir el paso del ducto, así como también el subsidio por los daños a la propiedad durante la construcción. Este va estar en función de la zona por la cual valla a pasar el ducto, pues el costo de este se incrementa en zonas densamente pobladas.

Para optimizar el transporte será necesario el establecer redes de ducto, pues los costos de transporte están en función de la distancia así como de la cantidad de CO₂ transportada. Es más barato recoger CO₂ procedente de diversas fuentes en un solo ducto que el transporte de pequeñas cantidades por separado. Esto queda claramente demostrado en el trabajo elaborado por McCoy (2007). La Figura 2.17 muestra que el costo del transporte aumenta con la distancia y disminuye al aumentar la capacidad de diseño para una distancia fija. Para una planta de 500 MW de potencia típico (las emisiones de aproximadamente 2-3 millones de toneladas por año), el costo de transporte puede variar de 0,15 dólares EE.UU. por tonelada en un ducto de 10 km a 4,06 dólares EE.UU. por tonelada para un ducto de 200 km

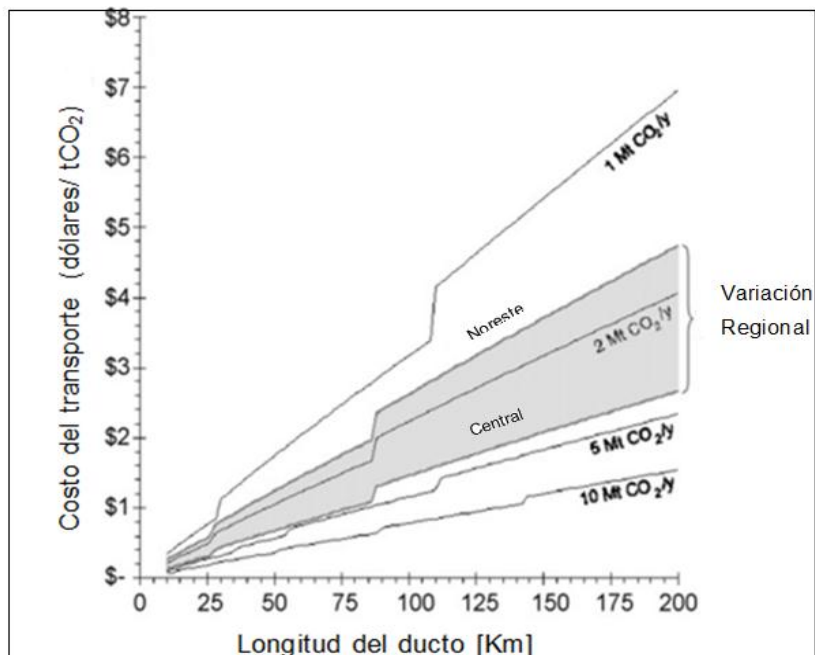


Figura 2.17 Costos del transporte de CO₂ en función del gasto y de la longitud (McCoy, 2008)

Las inversiones son altas cuando las estaciones de compresión son requeridas para compensar las pérdidas de presión a lo largo del ducto, o para grandes ductos o para terrenos montañosos.

Los costos de ductos terrestres pueden incrementarse de 50 a 100% o más cuando la ruta del ducto está en una zona densamente poblada. Los costos también se incrementan en montañas, en áreas de reserva natural, y en áreas con

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

obstáculos tales como ríos y autopistas y en zonas muy urbanizadas debido a la accesibilidad a la construcción y otras medidas de seguridad necesarias.

En ciertas circunstancias o lugares, el transporte de CO₂ por buque puede resultar más viable desde el punto de vista económico, para el caso especial en el que el CO₂ tenga que ser transportado o ultramar.

2.3 Almacenamiento Geológico

El almacenamiento geológico corresponde al confinamiento del CO₂ en una formación geológica idónea, cuya estructura favorece a la acumulación de forma estable y segura. Posteriormente del proceso de captura del CO₂ y de su etapa de transporte, es necesario el almacenarlo, para lo cual existen tres tipos de formaciones geológicas las cuales se pueden utilizar para almacenar el CO₂, estas son: yacimientos de hidrocarburos, formaciones salinas y capas de carbón (Figura 2.18). Para cualquier caso, el almacenamiento geológico de CO₂ se considera mediante su inyección en forma condensada en una formación rocosa subterránea. El almacenamiento geológico es una solución prometedora para reducir las emisiones atmosféricas globales, igual que el almacenamiento oceánico, pero con la ventaja de que el almacenamiento geológico ya sea en yacimientos de hidrocarburo o en capas de carbón tiene un beneficio económico, a través de una producción adicional.

La inyección de CO₂ en formaciones geológicas profundas utiliza tecnologías que se han desarrollado y aplicado por la industria petrolera. El almacenamiento geológico es una práctica muy bien asimilada, esto queda claramente demostrado en los proyectos que se han puesto en marcha, un ejemplo de esto es el proyecto de Sleipner en el Mar del Norte donde cada año se inyecta cerca de 1Mt de CO₂ desde 1996 o el proyecto de Weyburn en Canadá, donde actualmente se inyecta 2.1 Mt de CO₂ al año para EOR.

El almacenamiento de CO₂ en capas de carbón, en conjunción con la producción mejorada de metano de capas de carbón (ECBM), es potencialmente atractiva debido a la perspectiva de una mayor producción de metano, el combustible fósil más limpio, aunque esta opción se encuentra en fase de demostración. Esta tecnología, sin embargo no está bien desarrollada y un mejor entendimiento en el proceso de inyección y almacenamiento en capas de carbón es necesario. El almacenamiento de dióxido de carbono en yacimientos agotados de aceite y gas es muy prometedor en algunas áreas, debido a que estas estructuras son bien conocidas y a que la mayor parte de la infraestructura está ya en el lugar. Sin embargo, relativamente pocos yacimientos de hidrocarburo están actualmente agotados o cerca de agotarse. En las formaciones salinas profundas se ha pensado que tienen una gran capacidad de almacenamiento de CO₂ y son mucho más amplias que las otras opciones.

Hoy en día existe una gran incertidumbre sobre la capacidad global de almacenamiento de CO₂ en el subsuelo, esta incertidumbre es muy grande en las capas de carbón las estimaciones de almacenamiento van desde tan poco como 3 Gt de CO₂ de hasta 200 Gt de CO₂. Mientras que las formaciones salinas profundas es muy probable que tengan una capacidad de almacenamiento de 1000 Gt de CO₂. Con respecto a los yacimientos de hidrocarburo la capacidad de almacenamiento es de 675 a 900 Gt de CO₂, estimación que se cree que sea muy posible pues son sitios que tienen una gran cantidad de estudios con lo cual se

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

puede determinar esta capacidad. Mientras que las otras dos opciones se requiere de estudios adicionales para poder tener una cuantificación más precisa.

El costo de almacenamiento geológico de CO₂ está en función de factores tales como la profundidad, el número de pozos necesarios para la inyección, de la ubicación del proyecto, es decir, si el proyecto se llevara a cabo en tierra o en el mar. Con todo esto un proyecto de almacenamiento tiene un costo relativamente bajo que va de 0.6 a 8.3 dólares por tonelada de CO₂ almacenada.

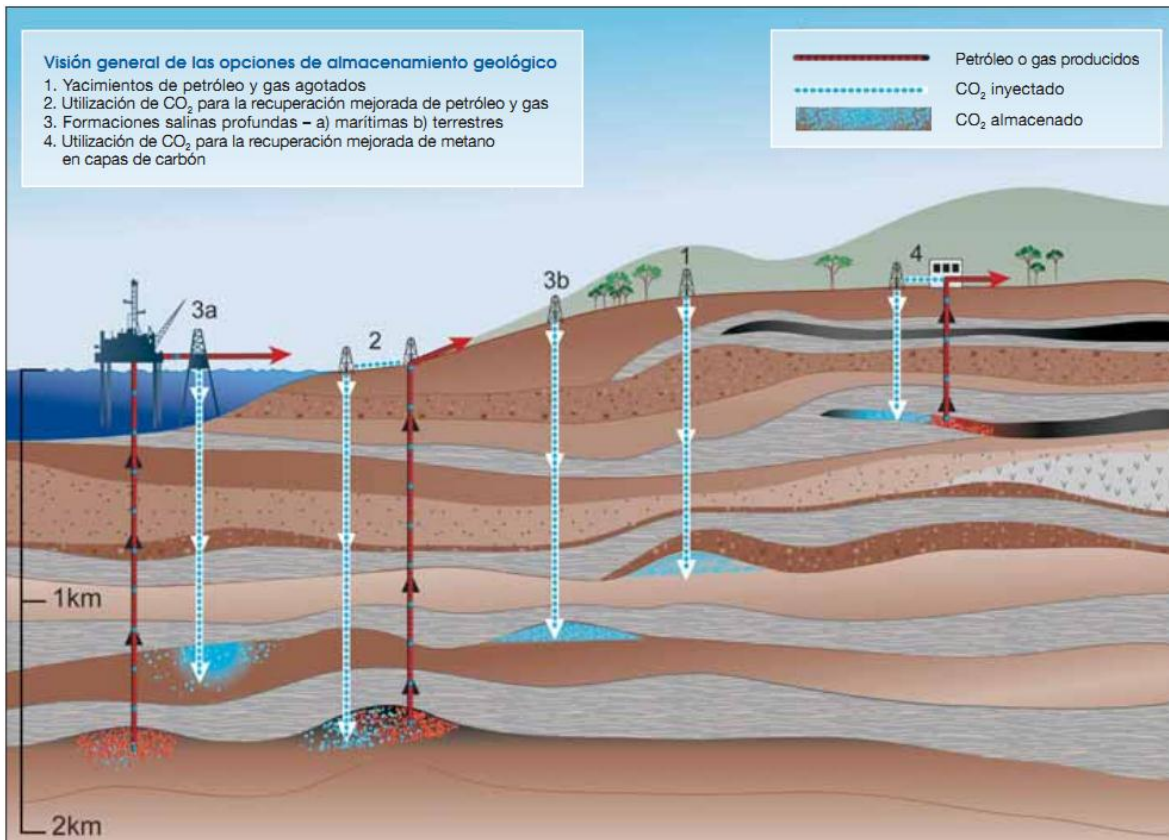


Figura 2.18 Resumen de los métodos de almacenamiento geológico de CO₂ (IPCC, 2005).

El almacenamiento geológico de CO₂ antropogénico como una opción de mitigación de gases de efecto invernadero se propuso por primera vez en los setenta, pero fue hasta el año de 1996 cuando Statoil inició un proyecto de almacenamiento a gran escala en el campo de gas Sleipner en el mar del Norte. Conforme han pasado los años tanto las compañías petroleras como los países se han interesado más en el tema, debido al éxito que han tenido algunos proyectos y a que las tecnologías han comenzado a dejar la etapa de demostración para consolidarse en la etapa comercial, y más recientemente se han involucrado tanto compañías mineras como compañías generadoras de electricidad.

El almacenamiento geológico es posible tanto en tierra como costa afuera. Los principios involucrados en tales actividades están bien establecidos y es necesario que existan normas que regulen tales actividades en los países en los cuales se realice el almacenamiento geológico.

Será sumamente importante el tener un estudio geológico en algunos casos detallado para poder seleccionar los sitios adecuados pues no todas las cuencas sedimentarias son adecuadas para el almacenamiento de CO₂, debido a que no cumplen con las características para poder almacenar el CO₂ de forma segura, pues se requiere de una roca que actúe como un sello para poder impedir la fuga del CO₂, cierta profundidad de la roca que vaya a almacenar el CO₂.

Un proyecto de almacenamiento geológico a igual que cualquier proyecto de ingeniería debe ser económicamente viable, técnicamente factible, seguros tanto ecológicamente como socialmente, es por ello importante saber con seguridad por cuanto tiempo el CO₂ será almacenado.

Dentro de este capítulo se analizarán los aspectos más importantes del almacenamiento geológico, las consideraciones que se deben de tomar para elegir un sitio de almacenamiento. Dentro del almacenamiento geológico existe la opción de inyectarlo en yacimiento de hidrocarburo bajo la modalidad EOR, este solo será mencionado en el capítulo presente. En el capítulo posterior se analizara de una forma más profunda todo lo referente al CO₂ EOR.

2.3.2 Mecanismos de almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas.

Cabe recordar que en el subsuelo no existe ningún espacio vacío, es decir, los poros al momento de su formación fueron llenados con algún fluido en su mayoría agua y en algunos casos aceite o gas. Es por ello que al inyectar CO₂ en el espacio poroso de una formación permeable, lo que puede pasar es que el CO₂ desplace a los fluidos in situ, que se disuelva en los fluidos, que reaccione con los minerales o que exista una combinación de estos procesos.

La efectividad del almacenamiento geológico depende de una combinación de mecanismos de retención físicos y geoquímicos. Existen diversos mecanismos por los cuales el CO₂ puede ser retenido en el subsuelo, en algunos casos se llega a presentar la combinación de estos. Los mecanismos por los cuales el CO₂ puede ser atrapado son, Figura 2.19:

- Atrapamiento estratigráfico/estructural
- Atrapamiento residual
- Atrapamiento por solubilidad
- Atrapamiento mineral
- Atrapamiento por adsorción

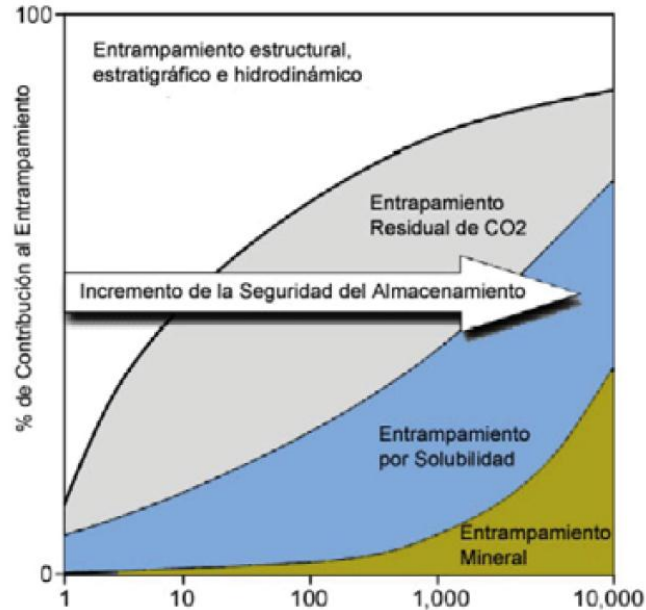


Figura 2.19 Mecanismos de captura de CO₂ (IPCC, 2005).

2.3.2.1 Atrapamiento físico: estratigráfico y estructural.

El atrapamiento estructural se presenta cuando debido a que la densidad del CO₂ es menor que la del agua, éste comienza a ascender. Este movimiento se detiene cuando el CO₂ encuentra una capa de roca impermeable, también llamada roca sello. Normalmente está compuesta por arcilla o sal y actúa como una trampa, evitando que el CO₂ ascienda más allá permitiendo su acumulación justo debajo de una trampa estructural o estratigráfica.

Existen numerosas variaciones de trampas estructurales y estratigráficas, además de una combinación de ambas (trampas mixtas), que pueden aportar trampas para el almacenamiento geológico de CO₂ (Figura 2.20).

Las trampas estratigráficas son formadas por cambios en las rocas causados por el cambio súbito de sedimento, estos tipos de trampas son lugares adecuados para el almacenamiento de CO₂.

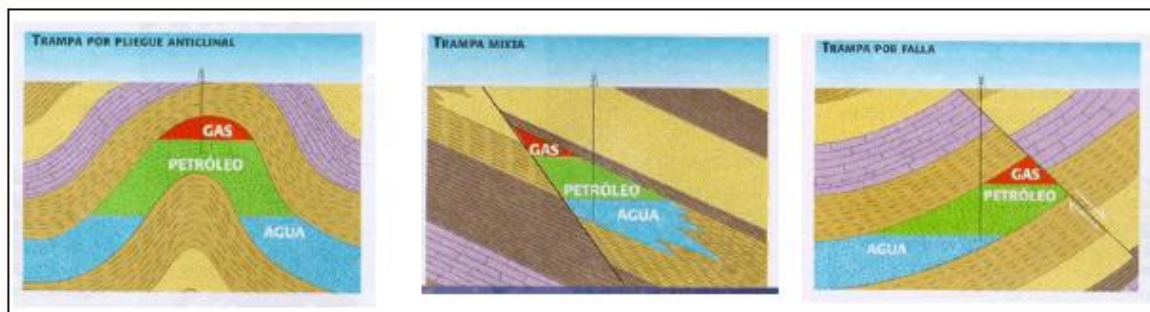


Figura 2.20. Ejemplo de trampas geológicas

En la Figura 2.21 se muestra el comportamiento que tiene el CO₂ cuando es inyectado en una formación geológica, dicho comportamiento se debe a la diferencia de densidades que existe con respecto al agua.

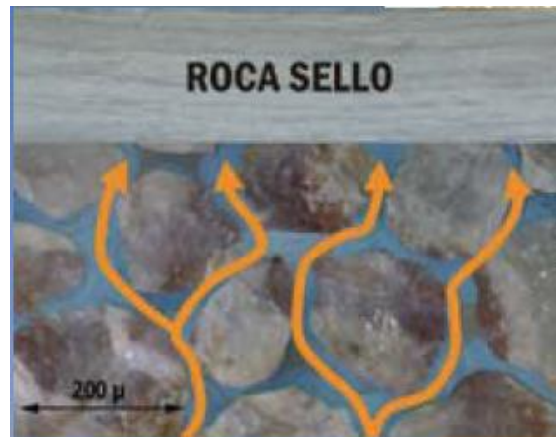


Figura 2.21 El CO₂ que es más ligero que el agua, tiende a ascender hasta quedar atrapado por las capas de roca impermeables (www. co2geonet.eu)

2.3.2.2 Atrapamiento hidrodinámico.

El atrapamiento hidrodinámico puede ocurrir en formaciones salinas que no tienen una trampa cerrada y en la cual el CO₂ es atrapado por el flujo hidrogeológico natural en acuíferos salinos, los acuíferos salinos generalmente tienen velocidades de flujo muy pequeñas, del orden de decenas de centímetros por año, lo que implica tiempos de residencia de millones de años. Cuando el CO₂ es inyectado en la formación, este desplaza agua salina y luego migra hacia arriba, debido a la menor densidad que el agua. Cuando se alcanza la parte superior de la formación, este continua migrando como una fase separada hasta que se queda atrapado como la saturación de CO₂ residual o en alguna trampa estructural o estratigráfica local dentro de la formación sello. En grandes períodos, cantidades significantes de CO₂ se disuelven en el agua de formación y luego migran con el agua subterránea. Cuando la distancia desde el sitio de inyección profunda al final de la formación que cubre impermeablemente se encuentra a cientos de kilómetros, la escala de tiempo para que el líquido alcance la superficie de la cuenca puede ser de millones de años (Bachu et al., 1994).

2.3.2.3 Atrapamiento residual

El atrapamiento residual se presenta cuando el CO₂ queda inmovilizado en los poros de la roca por la actuación de las fuerzas capilares. Este mecanismo se produce con posterioridad al término de la inyección de CO₂ y se puede inmovilizar grandes cantidades de CO₂ (20-25%). Este proceso sucede principalmente durante la migración del CO₂.

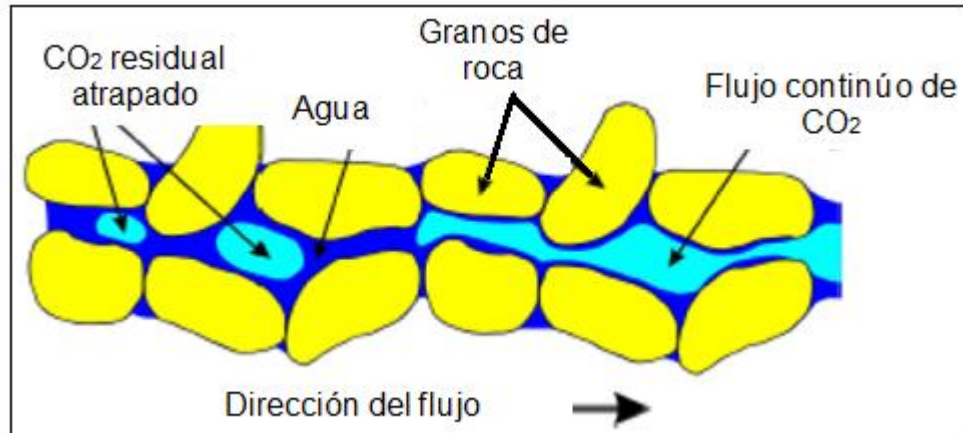


Figura 2.22 Atrapamiento residual de CO₂ (Kali y Poole, 2008).

2.3.2.4 Atrapamiento por solubilidad

Al igual que el azúcar se disuelve en el té, el CO₂ se disuelve en otros fluidos en estado gaseoso o supercrítico. El atrapamiento por solubilidad se presenta cuando el CO₂ se disuelve en el agua de formación. La solubilidad del CO₂ aumenta con la presión y disminuye al aumentar la temperatura y la salinidad del agua. El CO₂ puede mezclarse y después disolverse en el agua mediante procesos de difusión, dispersión y convección. Una consecuencia de la disolución es que el agua con CO₂ disuelto es más pesada que el agua sin él, y tiende a moverse hacia abajo, al fondo de la roca almacén.

La cantidad de CO₂ que puede disolverse está limitada por una concentración máxima. La disolución del CO₂ en el agua aumentara cuanto mayor sea la superficie de contacto entre ambas. Sin embargo, debido al movimiento hacia arriba del CO₂ inyectado y hacia abajo del agua con CO₂ disuelto, hay una continua renovación del contacto entre la salmuera y el CO₂, incrementando así la cantidad que puede disolverse.

El atrapamiento por solubilidad será el mecanismo dominante en cualquier tipo de formación a escalas de tiempo suficientemente extensas (cientos, miles de años).

2.3.2.5 Atrapamiento Mineral (Mineralización)

Consiste en el confinamiento de CO₂ mediante reacción química y formación de minerales en los espacios intergranulares como se muestra en la Figura 2.23. El atrapamiento mineral se produce a partir de la precipitación de nuevos minerales carbonatados tras la reacción química del CO₂ inyectado, el atrapamiento mineral es la forma más permanente de almacenamiento geológico (Gunter et al., 1993). El atrapamiento mineral dependerá en gran medida de la

mineralogía de la roca almacén, la composición química del agua y de las condiciones de presión y temperatura existentes.

Estos son los mecanismos por los cuales el CO₂ es retenido en el subsuelo, algunos autores suelen englobar a los últimos tres en uno solo llamándolo atrapamiento geoquímico, pero esto es solo cuestión de nomenclaturas.



Figura 2.23 El CO₂ denso migrando hacia arriba (burbujas azul claro) disolviéndose y reaccionando con los granos de la roca, lo cual lleva a la precipitación de minerales carbonatados en los bordes de los granos (color blanco) (www.co2geonet.eu).

2.3.3 Criterios de selección.

Si bien existen un gran número de cuencas adecuadas para el almacenamiento geológico, el éxito de cualquier proyecto de almacenamiento dependerá sin duda alguna de la correcta selección de la cuenca y de la capacidad de la misma. En general, los sitios de almacenamiento geológico deben tener (1) la capacidad adecuada, (2) una roca sello o una unidad de confinamiento y (3) un ambiente geológico suficientemente estable como para no poner en peligro la integridad del lugar de almacenamiento.

Las cuencas sedimentarias convenientes para el almacenamiento de CO₂ dependen en gran parte del lugar en que se encuentren ubicadas sobre la placa continental. Cuencas ubicadas en medio del continente o cerca de los bordes estables de las placas continentales son excelentes objetivos para el almacenamiento de CO₂ a largo plazo debido a su estabilidad y a su estructura. Tales cuencas se encuentran en todo el Océano Atlántico, Ártico e Índico.

De acuerdo a (Chiodini et al, 2001) zonas con actividad tectónica activa deben ser cuidadosamente seleccionadas debido a la posibilidad de fuga. Cuencas con un pobre potencial de almacenamiento presentan las siguientes características:

- Espesores inferiores a 1000 m.
- Yacimientos con una roca sello permeable
- Están altamente dañadas y/o fracturadas

De acuerdo a (Brennan y Burruss, 2003) la eficiencia de almacenamiento del CO₂ en el medio geológico, se define como la cantidad de CO₂ almacenada por unidad de volumen, la cual se incrementa cuando se aumenta la densidad del CO₂. La seguridad de almacenamiento también aumenta junto con la densidad debido al empuje que impulsa la migración del fluido hacia la parte superior de la estructura.

Las cuencas sedimentarias con bajos gradientes de temperatura, también conocidas como “frías”, presentan condiciones más favorables para el almacenamiento de CO₂ debido a que el CO₂ logra alcanzar una mayor densidad a una menor profundidad (700-1000 m) a diferencia de las llamadas cuencas sedimentarias “calientes” donde se puede encontrar un gradiente de temperatura grande donde un aumento de la densidad del fluido se obtiene a una mayor profundidad (1000-1500 m), cabe mencionar que un parámetro clave para la selección de una cuenca es la profundidad ya que influirá en nuestros costos de compresión.

Parámetros claves para la selección de una cuenca son la porosidad y el espesor pues es el que rige la capacidad de almacenamiento; debemos recordar que la porosidad usualmente disminuye con la profundidad debido a la compactación y a la cementación, con lo cual se reduce la capacidad de almacenamiento. La formación almacenadora debe estar cubierta por extensas unidades impermeables (tales como pizarra o domos salinos) para asegurarse de que el CO₂ no escape a capas superiores o inclusive a la superficie.

Habrán zonas que deberán de tener un mayor cuidado, particularmente en áreas de actividad sísmica, requiere cuidadosas caracterizaciones para ser buenos candidatos para el almacenamiento de CO₂, a menos que las fallas y las fracturas estén selladas y el CO₂ inyectado no pueda abrir estas (Holloway, 1997; Zarlenga y col., 2004).

2.3.4 Opciones de almacenamiento geológico.

El almacenamiento geológico se puede llevar a cabo en diferentes escenarios geológicos, las opciones donde se puede llevar a cabo el almacenamiento geológico son:

- Yacimientos de hidrocarburos
- Formaciones salinas
- Capas de carbón

Dentro del presente capítulo sólo se abordarán las opciones de capas de carbón, formaciones salinas y yacimientos abandonados, esto se debe a que en el

próximo capítulo se tratará de una manera más profunda el tema de la recuperación mejorada.

2.3.4.1 Yacimientos de hidrocarburos.

Los mejores candidatos para el almacenamiento geológico de CO₂ son los yacimientos de hidrocarburos y esto se debe principalmente a dos razones. La primera es que ya fueron probados con el almacenamiento de aceite con lo cual han mostrado su seguridad y la segunda es porque han tenido un arduo estudio tanto del sistema roca como del sistema roca-fluido. Además de que parte de la infraestructura puede reutilizarse en el proyecto de almacenamiento de CO₂. La inyección de CO₂ en yacimientos abandonados tiene la ventaja de no ser agresivo con el medio. El almacenamiento en yacimientos someros (profundidades inferiores a los 800 m) es técnicamente posible y económicamente viable.

Una de las ventajas de este tipo de almacenamiento ha consistido en alargar la vida útil de los yacimientos.

2.3.4.2 Formaciones salinas profundas

Los acuíferos salinos profundos están constituidos por rocas sedimentarias porosas y permeables que contienen agua salada (salmuera) en el espacio existente entre sus granos, una de las ventajas que presentan este tipo de formación son su gran extensión.

Las características necesarias para que los acuíferos salinos profundos puedan ser utilizados como almacenes geológicos de CO₂ son:

- Tener una porosidad, permeabilidad y salinidad adecuada
- Existencia de una capa suprayacente, impermeable al flujo vertical de CO₂
- Estar ubicadas en áreas geológicamente estables.
- Tener un tamaño (extensión) lo suficientemente grande como para almacenar la cantidad de CO₂ que permita la viabilidad del almacén.
- Estar a profundidad suficiente. Normalmente, solo las formaciones por debajo de los 800 m.

Las desventajas que presentan este tipo de formaciones para llevarse a cabo el almacenamiento de CO₂ son:

- Un conocimiento menos profundo de la formación que en el caso de los yacimientos de hidrocarburo

- Al no existir ningún tipo de aprovechamiento actual de este tipo de almacenes, en principio, se hace necesario realizar todas las instalaciones de superficie y subsuelo desde cero.

El ejemplo más claro de que este tipo de formaciones pueden dar resultados satisfactorios es el proyecto de Sleipner en el Mar del Norte, fue el primer proyecto a escala comercial en ese caso lo que se hacía era separar el CO₂ del gas natural producido para posteriormente inyectarlo a la formación Sleipner por medio de pozos inyectoros. La operación dio inicio en Octubre de 1996 y se espera lograr almacenar cerca de 3.5×10^{11} pies cúbicos de CO₂, en ese caso los estudios de yacimiento ha mostrado que el agua de formación saturada con CO₂ eventualmente se convierte en un fluido más denso con lo cual tiende a irse hacia el fondo de la formación evitando con esto el posible riesgo de fuga a largo plazo (Lindeberg y Bergmo, 2003).

2.3.4.3 Capas de carbón.

Las capas de carbón contienen fracturas (macroporos) las cuales le aportan una cierta permeabilidad al sistema, con los macroporos el carbón sólido tiene un gran número de poros en donde las moléculas de gas pueden difundirse y ser fuertemente adsorbidas. El carbón tiene una mayor afinidad a adsorber los gases del CO₂ que los del CH₄ como se puede observar en la Figura 2.24. El CO₂ inyectado en fase gaseosa por medio de pozos fluiría en el sistema a través de los macroporos del carbón, difundiendo en la matriz del carbón y adsorbido en la superficie de los microporos liberando gases con una menor afinidad con el carbón (por ejemplo CH₄).

La inyección de CO₂ en capas de carbón también puede aportar un beneficio económico al obtener una producción adicional de metano. Si el CO₂ es inyectado dentro de capas de carbón también puede desplazar al metano aumentando de esta manera la eficiencia de la recuperación del metano de los yacimientos de carbón, un ejemplo de esto es el proyecto de Allison en la Cuenca de Alberta, en Canadá (Gunter y col; 2005).

Los criterios de selección propuestos originalmente para la selección de áreas factibles para el almacenamiento de CO₂ en yacimientos de carbón que producen o produjeron metano incluyen:

- Estructuras geológicas simples.
- Yacimientos de carbón homogéneos lateralmente continuos
- Profundidades adecuadas no mayor a los 1500 m, ya que profundidades mayores no han sido estudiadas.

Para la inyección de CO₂ en capas de carbón deberá ser necesario una mayor investigación, para que de esta forma se establezcan de manera precisa los

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

criterios de selección, además de que el proceso de almacenamiento de CO₂ con presiones y temperaturas cercanas a las críticas no es comprendido con eficiencia en la actualidad, es por ello que se tienen problemas con la profundidad de inyección.

Las ventajas que tienen este tipo de almacenes son las siguientes:

- Que existe la posibilidad de obtener un beneficio económico a través de la recuperación de metano
- Se puede emplear parte de las instalaciones de la industria minera

Una de las principales desventajas que se ha encontrado en este tipo de almacenes es que durante la adsorción de CO₂ se produce una reducción de la capacidad de inyección en el carbón de hasta 30% dado que se produce el hinchamiento de éste, y por tanto, reducción de su permeabilidad.

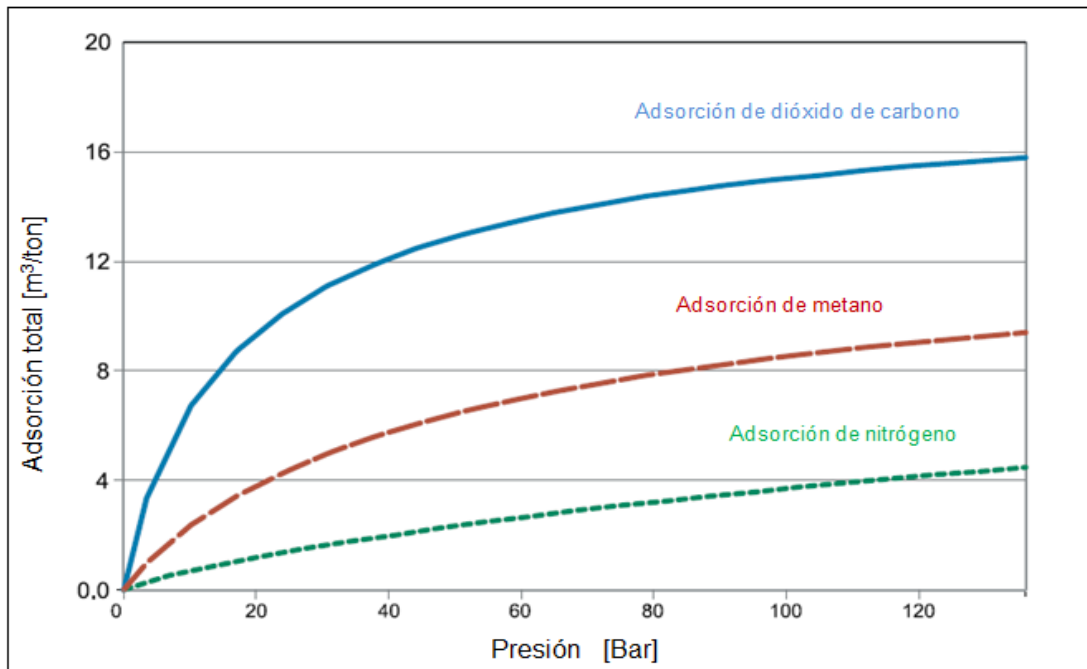


Figura 2.24 Comportamiento de la adsorción (Gasem y col., 2002)

2.3.5 Efecto de las impurezas en la capacidad de almacenamiento

La presencia de impurezas en la corriente de gas de CO₂ afectan a todas las etapas dentro del almacenamiento geológico, desde la captura hasta el almacenamiento, algunos de los contaminantes que se pueden encontrar en una corriente de CO₂ son : SO_x, NO_x, H₂S, etc. Las impurezas presentes en el flujo de gas afectan el factor de compresibilidad del CO₂ inyectado es por ello necesario

obtener un flujo de CO₂ lo más puro posible. Las impurezas afectan de manera importante las operaciones de recuperación mejorada debido a que alteran la PMM. Por otro lado también se ve alterada la solubilidad del CO₂ en el aceite, la presencia de metano e hidrogeno disminuyen la recuperación de aceite. Para el caso de las capas de carbón la presencia de impurezas afecta significativamente la capacidad de almacenamiento, la presencia de H₂S o de SO₂ afectan la capacidad de almacenamiento ya que este será absorbido preferencialmente debido a que tienen una mayor afinidad con el carbón que el CO₂ reduciendo así la capacidad de almacenamiento del propio CO₂ (Chikatamarla y Bustin, 2003). Para el caso específico de formaciones salinas la capacidad de almacenamiento estará afectada por la presencia de SO₂ y O₂.

Para el caso del almacenamiento de CO₂ en capas de carbón las impurezas también pueden presentar efectos negativos, ya que si la corriente de gas contiene H₂S o SO₂ este será adsorbido preferencialmente debido a que este tiene una mayor afinidad con el carbón que el CO₂, reduciendo así la capacidad de almacenamiento del propio CO₂.

2.3.6 Capacidad de almacenamiento

Una de las grandes interrogantes dentro del almacenamiento geológico es que tanto CO₂ puede ser almacenado en el subsuelo de una forma segura. Una estimación simple se basa en el almacenamiento volumétrico donde se determina que la capacidad de almacenamiento es producto del volumen disponible y la densidad del CO₂ a las condiciones de presión y temperatura del lugar. Cabe mencionar que dicho cálculo es una simple aproximación la cual solo busca darnos la idea de la capacidad de almacenamiento. La falta de datos es uno de los grandes obstáculos para poder llevar a cabo la estimación de la capacidad de almacenamiento.

Uno de los principales motivos por los cuales se han cometido errores en la estimación de la capacidad de almacenamiento es pensar que sólo se presenta un mecanismo de captura cuando en realidad por lo regular actúa más de uno. La tabla 2.6 muestra los cálculos de la capacidad de almacenamiento que se tienen para diferentes opciones. En dicha estimación se incluyeron opciones de almacenamiento no factibles económicamente.

Tipo de deposito	Límite inferior (Gt CO ₂)	Límite superior (Gt CO ₂)
Yacimientos de hidrocarburos	675	900
Capas de carbón	3-15	200
Formaciones salinas	1000	~10 000

Tabla 2.6 Comparativa de la capacidad de almacenamiento para distintas opciones de almacenamiento geológico (IPCC, 2005)

2.3.6.1 Capacidad de almacenamiento en yacimientos de hidrocarburos.

Dentro de los escenarios geológicos disponibles los yacimientos de hidrocarburos son los que tienen estimaciones de su capacidad de almacenamiento más precisas. La inyección de CO₂ en los yacimientos de hidrocarburo se puede llevar a cabo tanto a aquellos que se encuentran en una etapa de producción como en los que han sido abandonados. En algunas ocasiones a falta de un análisis detallado para cada yacimiento de la capacidad de almacenamiento de CO₂ puede ser calculada a través de datos de las reservas y de datos de producción. Un factor que reduce la capacidad de almacenamiento es la presencia de agua, pues en yacimientos con entrada de agua de un acuífero asociado una fracción importante del espacio poroso es invadida por agua, disminuyendo la capacidad de almacenamiento de CO₂.

En la actualidad existen evaluaciones de la capacidad de almacenamiento para Europa, Estados Unidos, Canadá y Australia. Para Canadá se tomó la suposición de que el volumen total de hidrocarburos del yacimiento podría ser reemplazado por CO₂, a partir de dicha suposición se calculó la cantidad de hidrocarburo recuperable final para cada campo, a partir de esa cantidad se calculó la cantidad de CO₂ que se podría almacenarse en el espacio poroso bajo condiciones de yacimiento. De esta forma se calculó la capacidad de almacenamiento para Europa la cual se estimó en más de 6.99×10^{14} pies cúbicos de CO₂ en yacimientos de gas y 1.22×10^{14} pies cúbicos de CO₂ para yacimientos de aceite (Wildenborg y col; 2005).

Para Canadá la suposición es que las reservas que no son puestas a producción pueden ser reemplazadas por CO₂. En dicho estudio fueron utilizados algunos coeficientes de reducción para tomar en cuenta la invasión de un acuífero y algunos otros efectos. La capacidad de almacenamiento para Canadá es estimada en cerca de 1.74×10^{13} pies cúbicos de CO₂ en yacimientos de aceite y 6.99×10^{13} pies cúbicos para yacimientos de gas. La densidad del CO₂ fue calculada para cada yacimiento de Canadá.

En los Estados Unidos la capacidad total de almacenamiento descubierta en yacimientos fue estimada de aproximadamente 1.39×10^{14} pies cúbicos de CO₂ (Winter y Bergman, 1993).

Los datos actuales de producción y las reservas conocidas de Australia indican que tiene una capacidad de almacenamiento de 2.62×10^{14} pies cúbicos de CO₂ para yacimientos de gas y 1.22×10^{13} pies cúbicos de CO₂ en yacimientos de aceite.

2.3.6.2 Capacidad de almacenamiento en formaciones salinas.

La estimación de la capacidad de almacenamiento para las formaciones salinas presenta un reto debido a las siguientes circunstancias:

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

- Existen múltiples mecanismos de almacenamiento, incluyendo a la captura física por debajo de la roca sello de baja permeabilidad, disolución y mineralización.
- La relación e interacción entre los diferentes mecanismos es muy compleja y conforme evolucionan con el tiempo son altamente dependientes de las condiciones locales.
- Estos mecanismos operan en forma simultánea y en diferentes escalas de tiempo de manera que el plazo del almacenamiento de CO₂ afecta la capacidad estimada, el almacenamiento volumétrico es importante en un principio, y posteriormente el CO₂ se disuelve y reacciona con los minerales.
- No existe una sola metodología consistente que presente una amplia disponibilidad para estimar la capacidad de almacenamiento de CO₂.

Para entender las dificultades al momento de evaluar la capacidad de almacenamiento de las formaciones salinas profundas necesitamos entender las interacciones de los diversos mecanismos de almacenamiento durante el avance del desplazamiento del CO₂. Más de 14 evaluaciones mundiales sobre la capacidad han sido realizadas con este tipo de enfoques (IEA-GHG, 2004), el rango de las estimaciones de estos estudios es grande (3.49×10^{15} – 9.79×10^{17} pies cúbicos de CO₂) lo que refleja la incertidumbre en los parámetros.

La capacidad de almacenamiento de Europa se ha estimado en 5.24×10^{14} – 1.00×10^{16} pies cúbicos de CO₂ (Holloway, 1996), la principal incertidumbre con respecto a la capacidad de almacenamiento radica en la eficiencia de almacenamiento, además se desconoce la presencia de algún acuífero.

Con lo que respecta a Estados Unidos, una primera aproximación habla de una capacidad de almacenamiento de 8.74×10^{15} pies cúbicos de CO₂ (Bergman y Winter, 1995). Pero recientes estudios indican que la capacidad de almacenamiento para Estados Unidos es mucho muy superior, datos recientes indican que la capacidad de almacenamiento del monte arenisco Simon es de entre 2.79×10^{15} – 1.39×10^{16} pies cúbicos de CO₂, dicha cantidad corresponde solo a una formación con lo cual se demuestra que la capacidad de almacenamiento para los Estados Unidos es considerable. Para Australia la capacidad de almacenamiento calculada es de 1.22×10^{15} pies cúbicos de CO₂.

Dentro de las capacidades mostradas, la más baja corresponde a estudios en las cuales sólo se considera un almacenamiento volumétrico, mientras que cantidades superiores corresponde a la consideración de mecanismos adicionales.

2.3.6.3 Capacidad en capas de carbón.

Suponiendo que los carbones bituminosos pueden absorber el doble del CO₂ que de metano, un análisis preliminar del potencial teórico de almacenamiento para proyectos de recuperación mejorada de metano sugiere que aproximadamente entre 1.04×10^{15} – 3.49×10^{15} pies cúbicos de CO₂ pueden ser almacenados en yacimientos de carbón a nivel mundial (IEA-GHG, 1998). Aun no existe una evaluación integral realista de las posibilidades de almacenamiento de CO₂ en formaciones de carbón.

2.3.7 Caracterización de los sitios identificados.

La caracterización de los posibles sitios con capacidad para almacenar CO₂ busca evaluar qué tanto CO₂ puede ser almacenado en un sitio con potencial almacenador para asegurar y comprobar que el sitio es capaz de cumplir con lo esperado. Durante la caracterización se obtendrá una cantidad de datos, la integración de los diferentes tipos de datos es necesaria para desarrollar un modelo confiable que pueda ser usado al evaluar el sitio de almacenamiento elegido y verificar si es adecuado para el almacenamiento geológico de CO₂.

Cierto tipo de datos son necesarios para generar un modelo el cual pueda representar el comportamiento del CO₂ dentro del sitio elegido, datos de geofísica, hidrogeología y geomecánica son necesarios para la realización de dicho modelo.

A partir de la integración de los datos en un modelo, la simulación de yacimientos juega un papel muy importante dentro de un proyecto de inyección de CO₂, ya que a través de este se lograra obtener la predicción de la capacidad de almacenamiento, además de que a partir de esta herramienta se puede obtener el numero óptimo de pozos, su localización y la profundidad.

Si bien la tecnología de Captura y Almacenamiento de CO₂ busca maximizar la cantidad de CO₂ inyectada, en proyectos de recuperación mejorada lo que se desea es minimizar la cantidad de CO₂ inyectada, con ayuda de la simulación es posible determinar el momento y la cantidad de CO₂ optima de inyección. El modelo de simulación debe ser reajustado conforme valla pasando el tiempo, pues se tendrá más y mejor calidad la información.

2.3.8 Tecnología para la inyección.

La tecnología necesaria para llevar a cabo un proyecto de inyección de CO₂ está disponible y en una etapa comercial, debido a que esta ha sido utilizada en la industria petrolera. El número preciso de pozos requeridos para un proyecto de almacenamiento geológico de CO₂ depende de una serie de factores incluyendo el volumen total de inyección, la permeabilidad y el espesor de la formación, la presión máxima de inyección y la disponibilidad de espacio en la superficie, la optimización de dichos parámetros debe ser hecha a través de la utilización de un

simulador. Una opción para mejorar la inyección es a través de los pozos horizontales de alcance considerable.

En proyecto de recuperación mejorada la inyección se puede dar a través de pozos existente, mediante el reacondicionamiento que permita llevar a cabo la inyección, es esencial el uso de materiales resistentes a la corrosión.

2.3.9 Monitoreo

Hasta este punto se ha identificado el posible sitio idóneo para la inyección, su capacidad, la tecnología para llevarse a cabo está disponible. Pero es indispensable monitorear la inyección para poder verificar que lo diseñamos se está llevando a cabo tal y como fue propuesto. El monitoreo dentro del almacenamiento geológico de CO₂ puede ser utilizado para:

- Para verificar el estado de los pozos inyectoros y medir los gastos de inyección, pues malos procedimientos en la terminación de pozos, el mal estado de los empacadores, de la tubería o de la cementación puede representar un problema de fuga de CO₂.
- Verificar la cantidad de CO₂ inyectado y almacenado por diversos mecanismos.
- Optimizar la presión de la inyección y la perforación de nuevos pozos inyectoros.

El monitoreo de la presión, del gasto de inyección y de la distribución del CO₂ son parámetros que deben de ser monitoreados constantemente. Las mediciones de los gastos de inyección son una práctica común dentro de la industria petrolera, dicha mediciones pueden llevarse a cabo en boca de pozo o cerca de los recolectores, dicha mediciones son consideradas de rutina.

Una innovación relativamente reciente es la utilización de los sensores de temperatura y presión con fibra óptica, la fibra óptica reduce el espaciado para cable dentro de los pozos los cuales son conectados a sensores para ofrecer información de las condiciones en el fondo del pozo en tiempo real, para de esta forma poder tomar decisiones de forma más oportuna.

2.3.10 Costos del almacenamiento geológico.

Los costos de almacenamiento de CO₂ están en función del lugar geológico que sea seleccionado, el cual debe ser el óptimo para de esta forma reducir los costos de transporte.

En términos generales los costos de inversión está compuesto principalmente por lo que son la perforación de pozos, infraestructura y lo

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

referente a la administración del proyecto. En algunos sitios los costos de inversión pueden ser considerablemente menores con respecto a otros debido a que en algunos puede haber parte de la infraestructura. Los costos de operación se componen de la mano de obra, el mantenimiento y algunos otros factores. Un factor que debe ser considerado es el costo por monitorear el proceso.

El costo del almacenamiento geológico depende del tipo de opción de almacenamiento que haya sido seleccionado, ya sea formaciones salinas, yacimientos de aceite, el costo está en función de parámetros como son las características de la formación, la ubicación y la profundidad. Los costos que se presentan en la literatura tienen un alto grado de certidumbre debido a que el equipo y las tecnologías para la realización de uno de estos proyecto ha sido utilizada ampliamente en la industria petrolera principalmente.

Uno de los factores que más afectan en los costos de un proyecto de almacenamiento de CO₂ es el número de pozos necesarios para llevar a cabo el almacenamiento, debido a que estos tienen un precio considerable, el costo de un pozo varía dependiendo la localización pues un pozo en tierra tiene un costo promedio de 200, 000 dólares.

La ubicación se refiere a la realización de un proyecto en tierra o en mar y afecta de manera considerable los costos de un proyecto de almacenamiento de CO₂. En algunos casos se deberá de reacondicionar la infraestructura ya existente para de esta forma poder manejar ciertas sustancias tales como NO_x y SO_x.

Como se mencionó anteriormente los costos del almacenamiento depende del lugar que haya sido seleccionado como el más adecuado es por ello que se analizaran los costos del almacenamiento para cada opción.

El costo para el almacenamiento en formaciones salinas fue analizado por Allinson et al., (2003) el cual fue hecho a partir de 50 sitios en Australia. A partir del cual concluyo que el costo promedio para la tonelada de CO₂ almacenada es de 0.5 dólares para ubicaciones terrestres. El rango de costos que se obtuvo en este estudio va de 0.2-5.1 dólares. Mientras que para la operación en el mar tiene un costo promedio de 3.4 dólares por tonelada de CO₂ almacenada, este valor fue obtenido por medio de 37 lugares donde se llevó a cabo dicha operación.

Dicha operación no solo ha sido llevada a cabo en Australia, Hendriks et al., 2002 ha documentado en la literatura que los costos de almacenar una tonelada de CO₂ en Europa va de 1.9 a 6.2 dólares para un rango de profundidades 1000-3000 metros con un valor promedio de 2.8 dólares llevados a cabo en tierra, en dicho estudio también se abordan los precios para llevar a cabo la operación en mar con un rango de precios de 4.7 a 12 dólares.

En el caso de que el almacenamiento se lleve a cabo en yacimientos de aceite Hendriks en el 2002 y Bock en el 2003 demostraron que los costos de dicha en operación son similares a los que se obtuvieron en formaciones salinas.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Bock en el 2003 estimo el costo de almacenar CO₂ en 1.3 dólares por tonelada llevado a cabo en yacimientos de aceite agotados.

En el caso de que se desee almacenar el CO₂ en yacimientos de aceite con la opción de recuperación mejorada los costos del almacenamiento geológico pueden ser compensados con los ingresos obtenidos a través de la producción adicional de aceite. En este caso la inversión se debe principalmente a las compresoras, equipos de separación así como también al equipo de tratamiento de H₂S, a la perforación y terminación de pozos.

Con lo que respecta al costo de almacenamiento de CO₂ en yacimientos con la opción de recuperación mejorada, en Estados Unidos fue realizado un estudio en un yacimiento con una profundidad de 1219 m de profundidad y con parámetros promedios en los Estados Unidos para el cual se utilizó un precio por barril de aceite de 15 dólares obteniéndose un costos de almacenamiento neto de -14.8 dólares por tonelada de CO₂. Cabe mencionar que el precio por barril de aceite que se consideró en el estudio es relativamente bajo y por lo tanto un precio mayor haría estos proyectos aún más rentables. Como se puede observar el almacenamiento de CO₂ en yacimientos en desarrollo muestran una opción muy prometedora. Todos los datos antes mostrados fueron extraídos del IPCC.

CAPÍTULO III RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE INYECTANDO CO₂

3.1 Introducción.

En la industria del petróleo siempre ha sido de vital importancia la maximización de la recuperación de hidrocarburos que se encuentran almacenados en el yacimiento, es por ello que siempre se ha buscado el poder obtener la mayor cantidad de petróleo. La vida productiva de un yacimiento puede ser dividida en tres etapas como se muestra en la Figura 3.1:

Primaria. Esta etapa comienza desde el inicio de la explotación de un yacimiento y es aquella en la cual se aprovecha la energía natural con la que cuenta el yacimiento. En esta etapa se puede considerar el uso de tecnologías tales como el fracturamiento hidráulico de la formación o el uso de sistema artificiales.

Secundaria. Durante esta etapa, el objetivo es inyectar al yacimiento energía adicional, ya sea por medio de la inyección de agua o de gas natural, ambos procesos actúan como un mantenimiento de presión.

Mejorada. Es la etapa, en la que para continuar explotando el yacimiento se requiere implantar tecnologías que modificaran las propiedades tanto de la roca como de los fluidos almacenado en el yacimiento.

En términos generales, uno de los grandes retos que tiene la ingeniera petrolera es la de incrementar la vida productiva de un yacimiento.

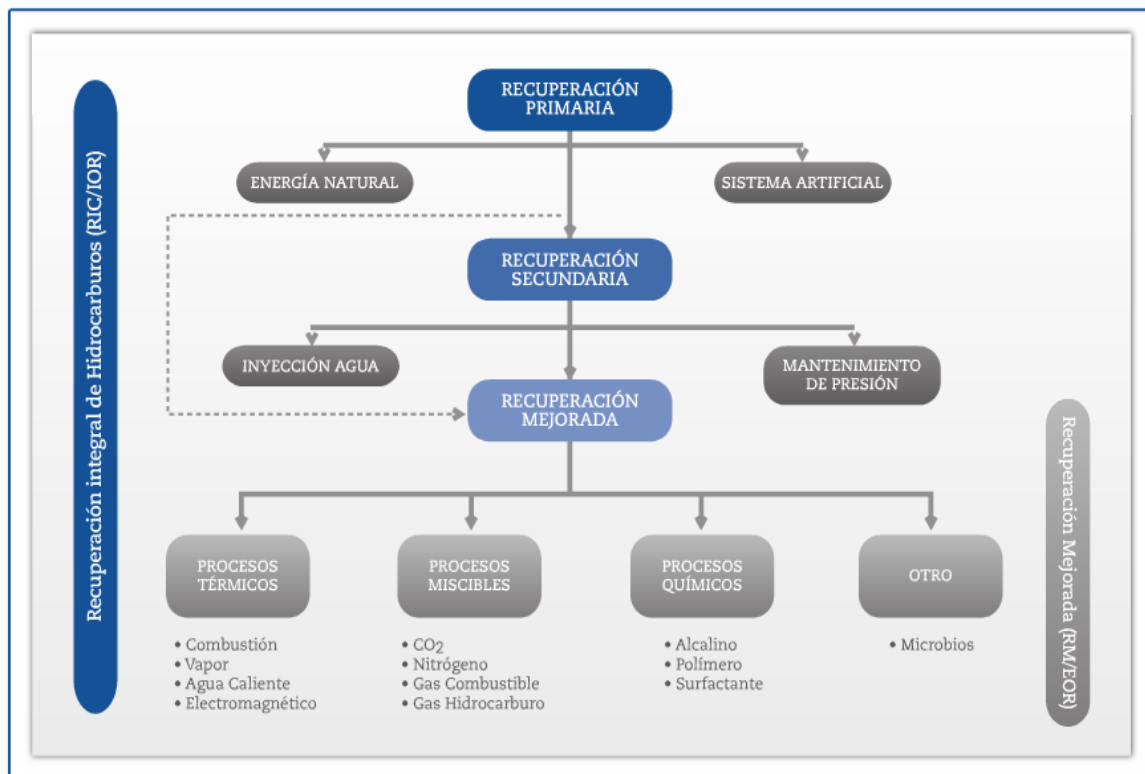


Figura 3.1. Clasificación de los procesos de recuperación de hidrocarburos (Lake, 1992).

Debido a que grandes volúmenes de aceite son dejados en las dos primeras etapas de explotación de un yacimiento, es necesario aplicar técnicas que nos permitan extraer la mayor cantidad de aceite, buscando maximizar la recuperación de aceite dentro de los límites de rentabilidad y riesgo, es por ello necesario el aplicar tecnologías que nos permitan extraer una cantidad adicional de hidrocarburos, como pueden ser la recuperación mejorada.

En términos generales la recuperación mejorada de aceite, EOR por sus siglas en inglés, se define como el conjunto de métodos que emplean fuentes externas de energía y/o materiales para producir el aceite que no puede ser producido por medios convencionales (recuperación primaria y secundaria). La recuperación mejorada cada vez tendrá un papel más primordial en la explotación de los yacimientos. Estudios recientes de la Agencia Internacional de Energía señalan que el 20% de la producción de petróleo del mundo en el año 2030 provendrán de EOR.

3.2 Tipos de recuperación mejorada

Los métodos de recuperación mejorada pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- **Métodos térmicos:** los métodos térmicos consiste en la aplicación de calor. Los métodos térmicos son los principales métodos para recuperar aceites pesados (con una densidad inferior a 20 °API y una viscosidad entre 200 y 10 000 centipoises).

Estos aceites pesados no responden de la mejor manera a la producción primaria o a la inyección de agua, por lo que la saturación de aceite inicial es alta al inicio de un proyecto de recuperación térmica.

El principio de los métodos térmicos es la aplicación de calor al aceite reduciendo su viscosidad. Los dos métodos principales para calentar el yacimiento son: la inyección de fluido caliente en la superficie y la combustión in situ (la cual consiste en quemar un poco de aceite en el yacimiento produciendo el aumento de la temperatura en el lugar).

- **Métodos químicos:** los químicos utilizados aquí son polímeros, surfactantes y alcalinos. Todos se mezclan con agua y otros productos químicos antes de la inyección.

El objetivo de la recuperación con métodos químicos es la de recuperar los aceites que se encuentren en el rango de los aceites pesados recuperados por procesos térmicos y de los aceites ligeros recuperados por la inyección de gas miscible (con una densidad de al menos 22° API y una viscosidad inferior a 100 centipoises).

- **Métodos miscibles:** representa el sector de más rápido crecimiento en el desarrollo de la recuperación mejorada. La inyección miscible utiliza un disolvente que se mezcla con el aceite residual para vencer las fuerzas de capilaridad y aumentar la movilidad del aceite.

Estudios complementarios de la recuperación mejorada con la inyección de gas muestran que en los últimos veinte años los proyectos de inyección miscible han aumentado de 28% en 1984 a 70% en 2004, esto se debe principalmente al éxito mostrado en diversos campos.

Los métodos de inyección de gas, como son la inyección de gases hidrocarburos, de dióxido de carbono (CO₂), de nitrógeno (N₂), de aire, se ha venido practicando desde principios de 1920 para la recuperación de aceite ligero. La selección de uno de estos gases como agente desplazante estará en función de las condiciones de yacimiento.

El uso del CO₂ como agente de recuperación de aceite en yacimientos ha sido investigado por muchos años. Tanto en estudios de laboratorio como de campo se ha comprobado que el CO₂ es un agente eficiente desplazando aceite. La inyección de CO₂ no solo es válida para gravedades específicas de aceites medios o ligeros, sino que también ha ido aumentando su aplicación año con año para la recuperación de aceites pesados. La flexibilidad del proceso de inyección de CO₂ nos permite utilizarlo de forma miscible o inmisible, en función de las condiciones existentes (presión, temperatura y composición del aceite en el yacimiento).

3.3 Propiedades del CO₂.

En condiciones atmosféricas, el CO₂ es un gas termodinámicamente estable y más denso que el aire. El estado físico del CO₂ varía con la temperatura y la presión como se muestra en la Figura 3.2. A bajas temperaturas y presiones el CO₂ es un sólido (hielo seco). El CO₂ sólido se evapora a -78.5 °C (-110.7 °F) a la presión de 1 atm; incrementando la presión, la fase líquida se presenta en primera instancia y coexiste con la fase sólida y la fase de vapor en el punto triple, cuya temperatura es $T_{tr} = -56.6$ °C (-70.9 °F); la presión en el punto triple es $P_{tr} = 5.28$ atm. (77.6 psia).

La fase líquida y la fase vapor del CO₂ coexisten en el punto crítico, donde la temperatura es $T_c = 31.1$ °C (87.8 °F) y la presión es $p_c = 73$ atm. (1073 psia); debajo de la temperatura crítica el CO₂ puede existir como líquido o como gas en una gran variedad de presiones; arriba de la temperatura crítica de 87.8 °F existirá CO₂ puro como un gas, independientemente de la presión utilizada.

A temperaturas superiores a 31.1 °C (si la presión es mayor a 73.9 bar, presión que corresponde al punto crítico), el CO₂ se dice que está en estado supercrítico donde el CO₂ se comporta como un gas, pero donde la densidad del gas puede ser muy grande, en algunos casos acercándose o incluso superior a la densidad

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

del agua líquida. En la Tabla 3.1 se muestran algunas propiedades de relevancia del CO₂.

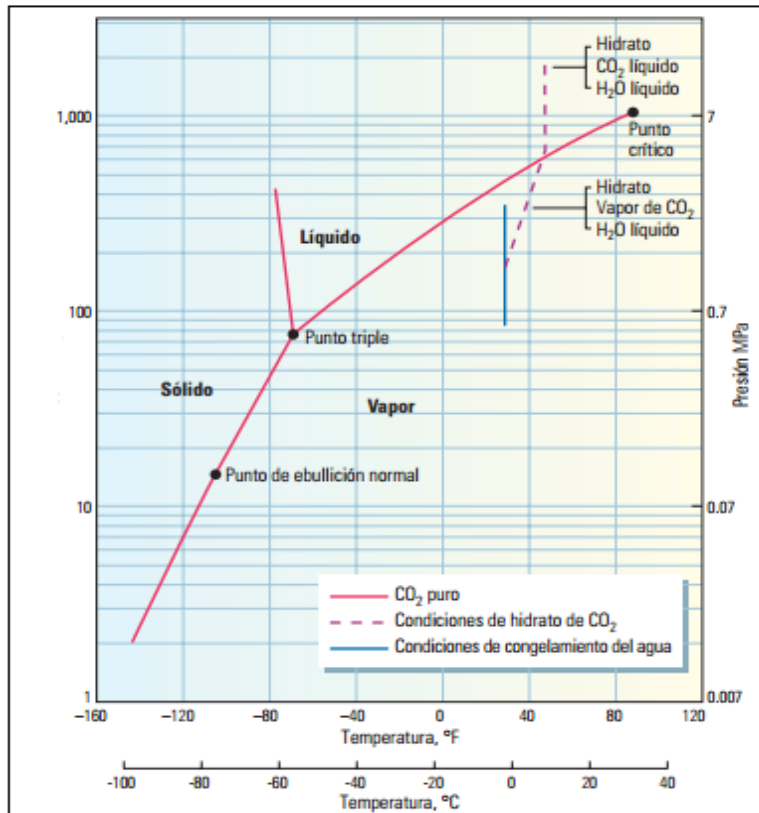


Figura 3.2 Diagrama de fase p-T del CO₂ (SIB, 2004/2005)

Propiedad	Valor
Peso Molecular	44.01
Temperatura crítica	31.1 °C
Presión crítica	73.9 bar
Densidad crítica	467 Kg m ⁻³
Temperatura en el punto triple	-56.5 °C
Presión en el punto triple	5.18 bar

Tabla 3.1 Propiedades físicas del CO₂ (IPCC, 2005).

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

La densidad del CO₂ es: $\rho_s=1.512 \text{ g/cm}^3$ (12.59 lb/gal) @ condiciones del punto triple, la del CO₂ liquido es: $\rho_l=0.914 \text{ g/cm}^3$ @ 0 °C (32 °F) y 34.3 atm. (504.2 psia) y la del CO₂ como gas es: $\rho_g=1.9768 \text{ g/L}$ (0.0164 lb/ gal) @ 0 °C y 1 atm. (14.7 psia). La Figura 3.3 muestra el comportamiento de la densidad del CO₂ bajo diferentes condiciones de presión y temperatura. Resulta interesante observar que a una mayor presión y una mayor temperatura se tendrá una mayor densidad.

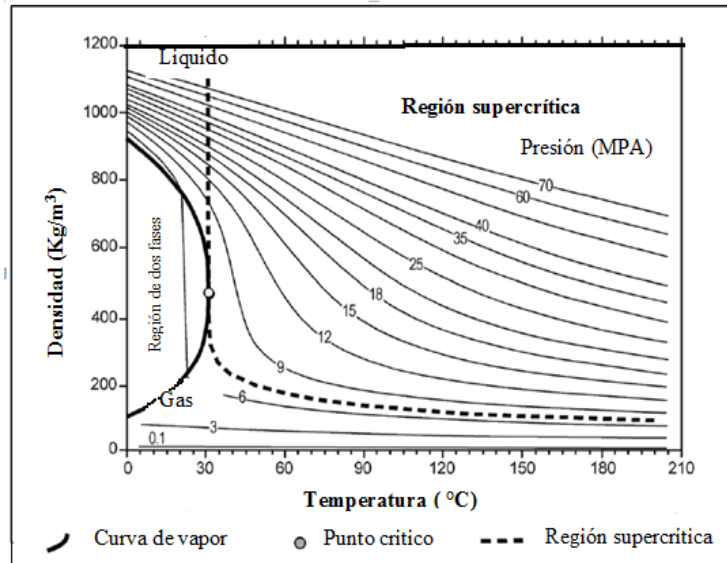


Figura 3.3 Comportamiento de la densidad del CO₂ (IPCC, 2005.)

La viscosidad del CO₂ se ve afectada en gran medida de acuerdo a las condiciones de presión y temperatura. La Figura 3.4 muestra lo anterior. En la figura se puede observar que si presión en el yacimiento se incrementa manteniendo la temperatura constante, la viscosidad aumentara considerablemente. De acuerdo con la figura, lo más conveniente es tener alta presión y alta temperatura para lograr una menor viscosidad en el CO₂ y así contribuir a un mejor flujo.

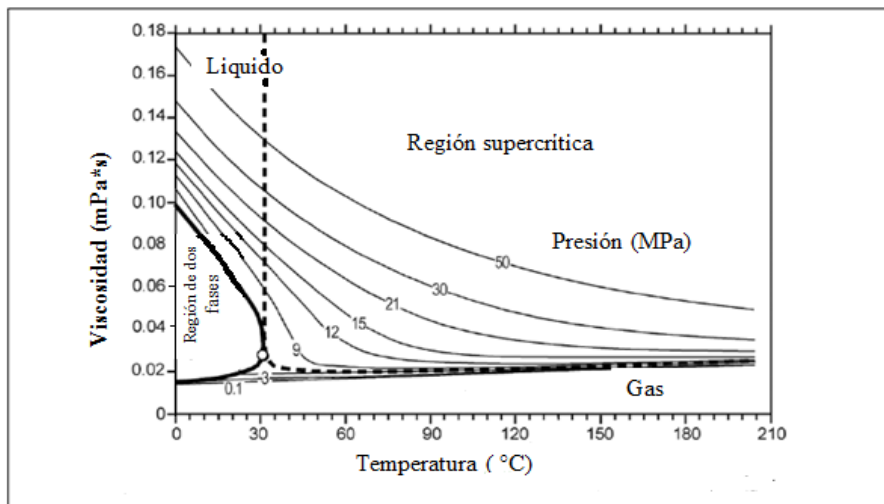


Figura 3.4 Comportamiento de la viscosidad para el CO₂ (Bachu, 2003).

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

El factor de compresibilidad del CO₂ es mostrado en la Figura 3.5 y se encuentra a presiones y temperaturas de interés para la inyección miscible. La compresibilidad Z (relación entre el volumen de un gas a condiciones reales y el volumen de un gas a condiciones ideales) del CO₂ muestra un mejor comportamiento a altas presiones y temperaturas.

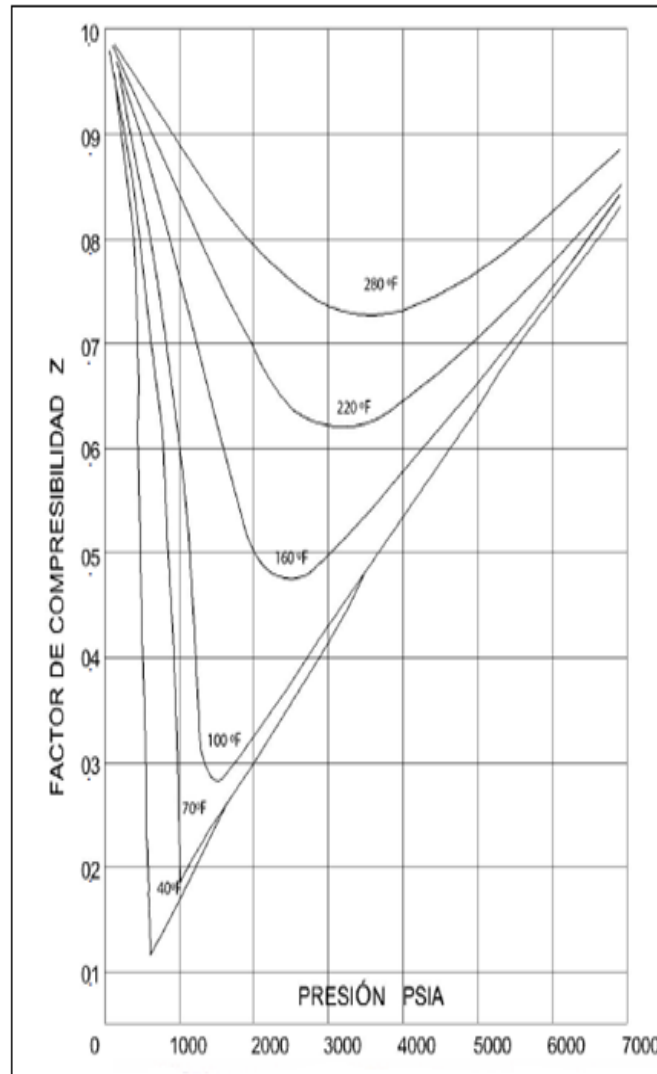


Figura 3.5 Factor de compresibilidad del CO₂ (Kendall y Sage, 2005).

En la Figura 3.6 se muestra la solubilidad del CO₂ en el agua varía con la temperatura, la presión y el peso molecular. La solubilidad del CO₂ en el agua se incrementa con la presión y disminuye con la temperatura y la salinidad. Existe una baja en la solubilidad del CO₂ en el agua al disminuir la presión y aumentar la viscosidad. Para campos con entrada de agua o campos que se encuentren explotados bajo régimen de WAG será sumamente evaluar este parámetro.

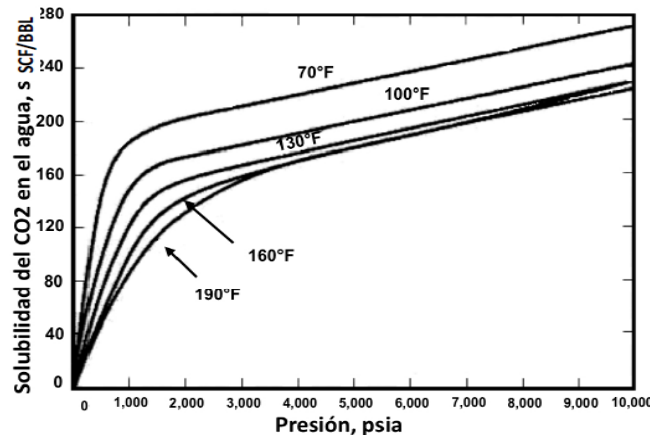


Figura 3.6 Solubilidad del CO₂ en el agua a diferentes temperaturas (Schechter, 2005).

3.4 Criterios de escrutinio.

Una de las claves para el éxito de un proyecto de EOR es la selección adecuada del yacimiento, pues no todos los yacimientos son convenientes para llevar a cabo la aplicación de un proyecto de EOR con inyección de CO₂, los yacimientos para almacenar CO₂, además de ser geológicamente adecuados, deben de ser económicamente viables, técnicamente posible y aceptado socialmente. Existen varios criterios que permiten realizar una preselección de los métodos de recuperación mejorada aplicables a un cierto yacimiento. El escrutinio técnico está basado en la experiencia a nivel mundial en pruebas de campo exitosas reportadas en la literatura.

Dentro de los principales criterios se tienen los siguientes:

- Método de Taber.
- Método del programa Selector
- Métodos con base en sistemas expertos.

3.4.1 Método de Taber.

Para establecer estos criterios de escrutinio, los autores se han basado en información tanto con estudios de laboratorio como de resultados publicados de aplicaciones de campo de diferentes procesos de recuperación mejorada, en el cual se identificaron los parámetros críticos que, conforme a ciertos criterios, tuvieron mayor impacto en el éxito o fracaso de dichos procesos. Las guías de escrutinio (Taber, 1997) consideran ocho métodos de recuperación mejorada como los más prometedores, esto debido a que han tenido una gran aplicabilidad.

Los criterios de selección utilizados para identificar yacimientos favorables son: la profundidad del yacimiento, la gravedad del aceite, la presión del yacimiento, la temperatura del yacimiento y la viscosidad del aceite

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Las principales características de los yacimientos y del aceite de los proyectos de recuperación mejorada incluidos en este estudio que fueron exitosos, son mostradas en la Tabla 3.2:

Criterios de selección para la inyección de CO₂

Método EOR	Propiedades del aceite			Características del yacimiento					
	Densidad (°API)	Viscosidad (cp)	Composición	Saturación de aceite (%VP)	Tipo de formación	Espesor neto (p)	Permeabilidad (md)	Profundidad (p)	Temperatura (°F)
Métodos (miscibles) inyección de gas									
N ₂ y gases de combustión	>35 / <u>46</u>	<0.4 / <u>0.2</u>	Alto porcentaje de C ₁ a C ₇	>40 / <u>75</u>	Arenisca o carbonato	Delgado menos que tenga echado	NC	>6000	NC
HC's	>23 / <u>41</u>	<3 / <u>0.5</u>	Alto porcentaje de C ₂ a C ₇	>30 / <u>80</u>	Arenisca o carbonato	Delgado menos que tenga echado	NC	>4000	NC
CO ₂	>22 / <u>36</u>	<10 / <u>1.5</u>	Alto porcentaje de C ₃ a C ₁₂	>20 / <u>55</u>	Arenisca o carbonato	Rango amplio	NC	>2500	NC
Gases inmiscibles	>12	<600	NC	>35 / <u>70</u>	NC	NC	NC	>1600	NC

Los valores subrayados representan la media o promedio aproximado actual para el proyecto del campo

Tabla 3.2 Guía de escrutinio de Taber (Taber, 1997)

Diversos autores han desarrollado sus propias guías, pero al final todas se basan en la aplicación exitosa de los métodos de recuperación mejorada. La Tabla 3.3 compara los valores propuestos por diversos autores para la inyección de CO₂.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Parámetro del yacimiento	Carcoana (1982)	Taber y Martin (1983)	Klins (1984)
Profundidad (m)	<3000	>700	>914
Temperatura (°C)	<90		
Presión (Mpa)	>83		>103
Permeabilidad (mD)	>1		
Densidad (°API)	>40	>26	>30
Viscosidad (cp)	<2	<15	<12
Saturación de aceite (%)	>0.30	>0.30	>0.25

Tabla 3.3 Comparación de los criterios de escrutinio para la inyección de CO₂.

La tabla 3.2 fue una ampliación que Taber realizó a su trabajo de 1983. Se recomienda trabajar con guías lo más actual posible ya que dichas guías manejan rangos de valores más precisos. En el 2011 el Instituto Mexicano del Petróleo realizó una tabla con los criterios para la selección de un proyecto de inyección de CO₂, la cual es mostrada en la tabla 3.3:

PARAMETROS		Unidad	Origen	CO ₂ miscible
Propiedades del aceite	Viscosidad del aceite @ CY	cP	LAB	<10 prom 1.5
	Composición del aceite		LAB	Alto % C ₂ -C ₁₂
	Salinidad		LAB	NC
	°API	°API	LAB	>22 prom 36
	Temperatura	°C	YAC	NC
	Saturación de aceite	%VP	YAC/LAB	>20 prom 55
	Espesor de la formación	m	YAC	Rango amplio
	Casquete de gas		YAC	Sin casquete
	Tipo de formación		LAB	Areniscas o carbonato
Características del yacimiento	Profundidad	m	YAC	>600
	Presión original de la presión de fondo	psi	YAC	>1500
	Presión actual	psi	YAC	1.3 PMM
	Permeabilidad	mD	YAC/LAB	NC
	Porosidad	%	YAC/LAB	12 a 32

Tabla 3.4 Criterio de escrutinio para la inyección de CO₂ (IMP, 2011).

3.4.2 Método del programa selector

A través del paso de tiempos se fueron desarrollando herramientas para la preselección de procesos de recuperación mejorada, como el programa EOR Selector (Mata, 2010), el cual es una herramienta que permite realizar una selección automatizada de procesos potenciales. Este programa realiza analogías a nivel mundial existentes para un determinado campo en estudio, este programa cuenta con una base de datos que contiene información de yacimientos en los cuales ya ha sido implementado algún proceso de recuperación mejorada.

El uso de programas para la preselección brinda una comparación automatizada de los parámetros de un campo en estudio, con diferentes criterios de selección, y ofrece como resultado, de manera jerarquizada, los procesos potenciales que pueden llegar a ser implementados.

El programa EOR Selector utiliza parámetros como son: densidad, viscosidad, saturación de aceite, espesor neto, permeabilidad, porosidad, profundidad, temperatura, echado y tipo de formación. Cada parámetro tiene la misma importancia dentro de la jerarquización de los procesos considerados.

3.3.3 Método con base en sistemas expertos

La evaluación de yacimientos candidatos a un método de recuperación mejorada con métodos expertos se basa en la utilización de técnicas de inteligencia artificial, algoritmos de clusters, redes neuronales, convirtiendo complejas correlaciones de múltiples variables en mapas de dos dimensiones, conocidos como mapas expertos. El objetivo es hacer más eficiente el proceso de toma de decisiones.

3.5 Capacidad de almacenamiento del CO₂.

La capacidad de almacenamiento del CO₂ de un yacimiento incluye el CO₂ remanente en el yacimiento al final de la operación de EOR y todo el CO₂ extra que puede ser inyectado después del proyecto de EOR. La experiencia de Estados Unidos indican que aproximadamente el 40% del CO₂ originalmente inyectado es comenzado a producirse en los pozos productores y puede ser reinyectado.

Una primera aproximación al cálculo de la capacidad de almacenamiento está basada en la estimación del volumen total de poro de la formación válida para el almacenamiento reducido por aquellos factores:

$$Q = Vt * \phi * \rho_{CO_2} * hst \dots \dots \dots 3.1$$

Donde:

Q= capacidad de almacenamiento (Kg).

ϕ = porosidad efectiva.

ρ_{CO_2} = densidad del CO₂ puro a las condiciones de yacimiento (Kg/cm³).

hst= eficiencia de almacenamiento.

La porosidad de la formación es uno de los factores más influyentes en el cálculo final de las capacidades de almacenamiento. En la misma influyen factores tales como la forma, la disposición y el tamaño de los granos, por lo que cada tipo de roca presentara intervalos de porosidad distintos. La roca almacén debe tener una porosidad elevada, siendo el valor óptimo aproximadamente el 12%, para que pueda albergar en su interior una gran cantidad de CO₂, valores muy pequeños deben de descartarse pues no sería económicamente viable.

3.6 Diagrama Pseudoternario.

Un fluido en un yacimiento es una mezcla multicomponente de cientos de diferentes compuestos de hidrocarburos y no hidrocarburos. Para visualizar de una manera sencilla la composición de un crudo se suele utilizar un diagrama pseudoternario como se ilustra en la Figura 3.7. En este diagrama el crudo se subdivide en 3 pseudocomponentes: uno representando la fracción liviana, otro la intermedia y el ultimo la fracción pesada.

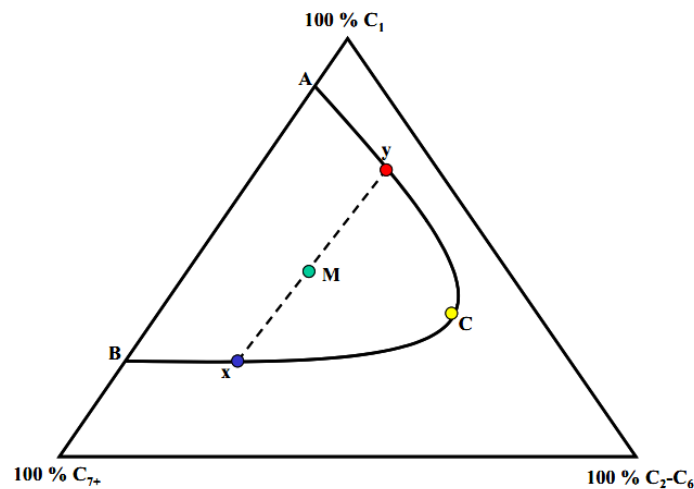


Figura 3.7 Diagrama Pseudoternario (González, 2002)

En cada esquina se representa un pseudocomponente. La esquina superior representa 100 % molar de la fracción liviana del crudo compuesta en su mayoría por metano C₁ (incluyendo N₂), mientras que la esquina inferior derecha representa el 100% molar de la fracción intermedia del crudo compuesta desde etano hasta hexano (incluyendo el CO₂ y el H₂S). De la misma manera la esquina inferior izquierda representa la fracción pesada del crudo compuesta desde el heptano y los componentes de mayor peso molecular.

La curva AB representa el domo de saturación del fluido a la presión de saturación y temperatura de yacimiento, el punto C es el punto crítico de la mezcla, en donde la composición del líquido es igual a la composición del vapor; el tramo AC representa la fase de vapor la cual es llamada curva de puntos de rocío y el tramo CB es la fase líquida del fluido, la cual es llamada curva de puntos de burbuja. Cualquier punto que este dentro de la curva de saturación se encuentra

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

en la región de dos fases (líquido/vapor) como es el caso del punto M y cualquier punto que este ubicado por fuera de la curva de saturación se encuentra en la región de una sola fase. La línea XY es llamada línea de equilibrio, la cual representa el equilibrio líquido –vapor entre ambas fases.

El tamaño de la región de dos fases, depende de la temperatura y la presión del sistema con el cual se trabaja, como se representa en la Figura 3.8, en donde se observa la reducción de la región de dos fases cuando la presión (P) aumenta, ($P_2 > P_1$). Cuando se incrementa la temperatura a presión constante, la región de dos fases se incrementa.

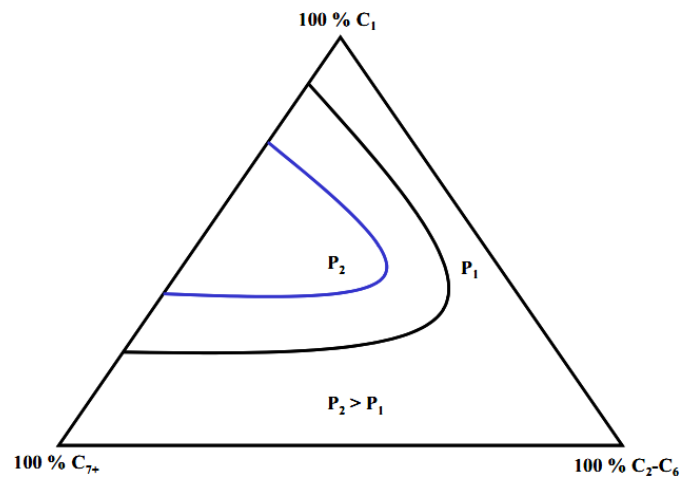


Figura 3.8 Efecto de la presión en el diagrama pseudoternario @ T constante (González, 2002)

Para hablar de la miscibilidad de primer contacto hablaremos en que consiste la miscibilidad como tal. La miscibilidad es el fenómeno físico que consiste en la mezcla de dos fluidos en todas proporciones sin que se forme entre ellos una interface.

En una terminología más científica, Holm (1984) describe la miscibilidad como: “la habilidad de dos o más sustancias para formar una sola fase homogénea cuando se mezclan en cualquier proporción. Para los yacimientos petroleros, la miscibilidad es definida como esa condición física entre dos o más sustancias que puede permitirle a ellos mezclarse en todas las proporciones sin formar una interface entre ellos a una presión y temperatura específica”.

La tensión interfacial es definida como la cantidad de energía por unidad de área [$\text{Dinas} / \text{cm}^2$] necesaria para formar una interface, la cual está altamente ligada con la saturación de aceite residual, pues la disminución de la tensión interfacial da origen a la disminución del aceite residual retenido en el medio poroso. Es por ello que se ha demostrado que proyectos de CO₂ en condiciones miscibles son más eficientes pues se anula la tensión interfacial entre el crudo y el

gas de inyección, logrando vencer las fuerzas capilares que retienen al crudo dentro del medio poroso.

La miscibilidad de CO₂ en el aceite se lleva a cabo en una de las dos siguientes maneras:

- Miscibilidad de primer contacto
- Miscibilidad por múltiples contactos

3.6.1 Miscibilidad de primer contacto.

El proceso es caracterizado porque al ponerse en contacto el crudo con el solvente se mezclan todas las proporciones sin que se observe una interface entre ellos. Es el método más simple y rápido para obtener un desplazamiento miscible entre el crudo y el solvente. Los solventes más comunes utilizados en este proceso son: butano, propano y mezclas de GLP.

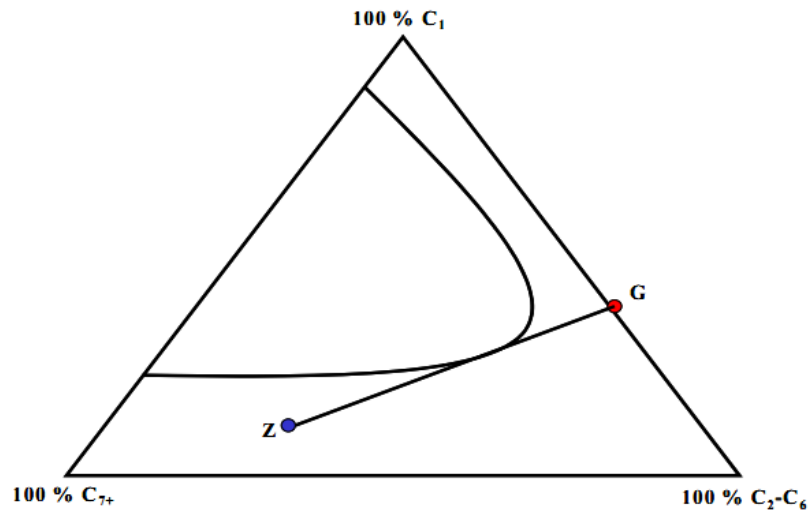


Figura 3.9 Proceso de Miscibilidad al primer contacto (González, 2002)

En la Figura 3.9, se representa el proceso de miscibilidad al primer contacto. En la figura 3.9, la composición del yacimiento se representa en el punto Z y la composición del solvente en el punto G. Al ponerse en contacto ambos fluidos cualquier punto en la línea de unión ZG caerá en la región de una sola fase, lográndose la miscibilidad del sistema al primer contacto, se observa que el solvente es rico en componentes intermedios.

Debido a que inyectar un solvente rico en componentes intermedios resulta costoso, la miscibilidad de primer contacto no es un proceso de recuperación rentable comercialmente a nivel de campo. Como ya se mencionó la miscibilidad al primer contacto ocurre cuando una línea puede ser dibujada en el fluido del yacimiento y el fluido inyectado sin que esta línea pase a través de la región de dos fases. Gardner y colaboradores concluyeron que la miscibilidad de primer contacto solo se alcanza en sistemas secos cuando se tienen gases muy ricos o a presiones muy altas. La miscibilidad es una propiedad que establece una condición de tensión interfacial tendiendo a cero entre dos fluidos formándose con

esto una fase homogénea a una presión y temperatura constante. Dentro del tema de EOR CO₂ la miscibilidad es un término sumamente importante pues afectara la eficiencia de recuperación del aceite.

Un proyecto de CO₂ se puede llevar a cabo tanto misciblemente como inmisciblemente. El desplazamiento de CO₂ miscible se realiza solo bajo una combinación específica de condiciones, las cuales son: la composición del gas inyectado, es decir si este contiene impurezas, la composición del aceite y las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

La miscibilidad del CO₂ en el aceite se ve altamente afectada por la presión. Es necesario alcanzar la Presión Mínima de Miscibilidad para que pueda ocurrir la miscibilidad.

3.6.2 Miscibilidad por Múltiples contactos

Son procesos mediante el cual se pone en contacto el crudo con un gas de inyección que puede ser nitrógeno, dióxido de carbono o gas natural para que exista una transferencia de masa entre ambos fluidos y con esto crear un desplazamiento del crudo en el medio poroso. La miscibilidad por contacto múltiple ocurre cuando el fluido inyectado entra en contacto en forma repentina y vaporiza fracciones ligeras de aceite, creando de esta forma un bache enriquecido de solvente con hidrocarburos ligeros. Existen dos mecanismos para obtener la miscibilidad por múltiple contacto los cuales son: condensación del gas de inyección y vaporización del crudo por gas de inyección.

3.6.2.1 Mecanismo de Condensación.

Es un proceso donde existe transferencia de masa del gas al crudo, el gas utilizado en los procesos de condensación es rico en componentes intermedios (C₂-C₆ y CO₂) que son transferidos al crudo por múltiples contactos durante el proceso de desplazamiento.

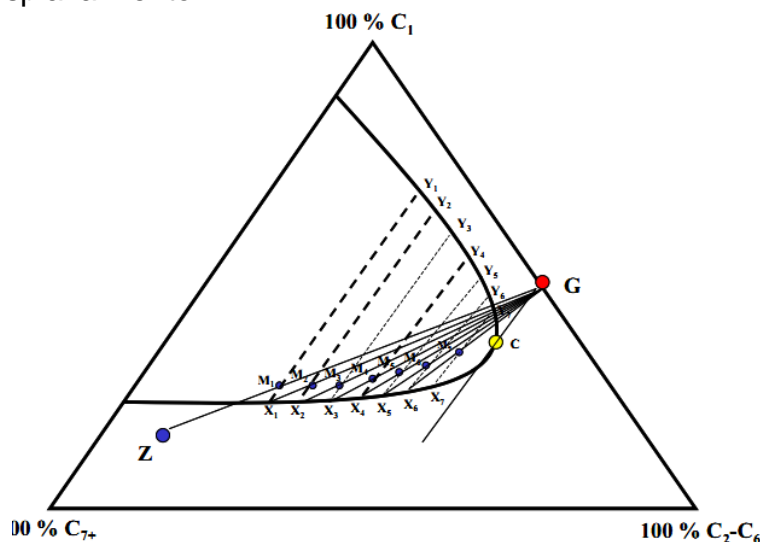


Figura 3.10 Mecanismo de condensación @ T y P constantes (González, 2002)

En la Figura 3.10 se utiliza un diagrama pseudoternario que explica el mecanismo de condensación para obtener la miscibilidad por múltiples contactos a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. En dicha Figura se representa la composición del crudo en el punto Z y la composición del gas de inyección en el punto G. Al ponerse en contacto el gas de inyección con el crudo, se produce una mezcla representada por el primer punto de mezcla M₁. A través de este punto pasa la línea de equilibrio Y₁X₁. Como se observa en la Figura 3.10, el líquido resultante es más rico en componentes intermedios que el crudo original, mientras que el vapor en equilibrio es más pobre que el gas original, esto muestra el tipo de transferencia de masa que tuvo lugar. Seguido a esto L₁ se pone en contacto con el gas de inyección (G) originado con esto otro punto de mezcla M₂ cuyas composiciones liquido/vapor en equilibrio están representadas por los puntos Y₂ y X₂. Este proceso se repite hasta que la última línea de unión coincida con la línea de unión límite, la cual pasa por el punto crítico y la composición del gas de inyección. Si la última línea de unión coincide o converge con la línea límite entonces el sistema ha llegado a condiciones de miscibilidad a la presión y temperatura de trabajo.

3.6.2.2 Mecanismo de Vaporización.

En este proceso la transferencia de masa ocurre del crudo hacia el gas, esto es debido a que el metano y el nitrógeno tienden a vaporizar y transferirse al gas de inyección junto con algunos componentes hidrocarburos intermedios. La PMM que se obtiene a través de este mecanismo es mayor que la obtenida por condensación, esto es debido a la gran cantidad de metano presente en el gas de inyección.

Los gases de inyección utilizados pueden ser nitrógeno, dióxido de carbono o gas natural. La selección del gas inyección dependerá de la disponibilidad del gas, la economía del proyecto y las condiciones del yacimiento.

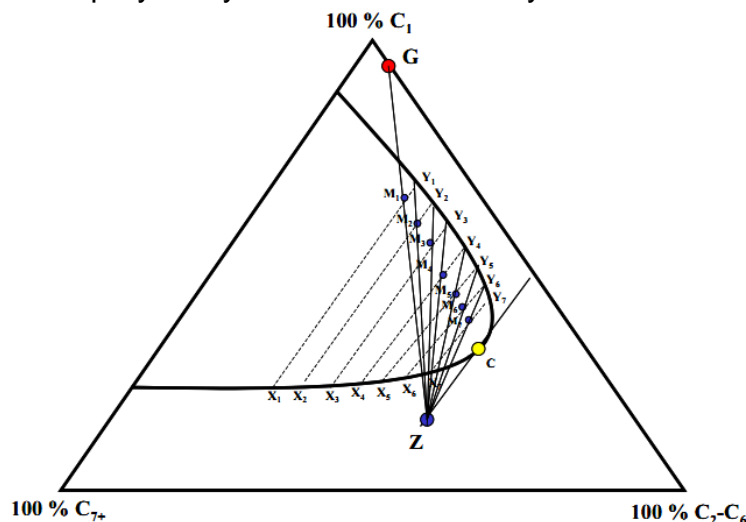


Fig. 3.11 Mecanismo de vaporización @ T y P constantes (González, 2002)

El procedimiento para obtener la miscibilidad por múltiples contactos a través del mecanismo de vaporización a condiciones de presión y temperatura constantes se presenta en la Figura 3.11. El punto Z es la composición del crudo, el punto G es la composición de gas inyección (gas seco por su alta concentración de metano), al ponerse en contacto estos dos fluidos se mezclan y crean un punto de mezcla M_1 caracterizado por la ubicación en la región de dos fases y la formación de una interfase entre ellos. Este punto de mezcla se encuentra ubicado en la línea de equilibrio de Y_1 con X_1 , luego el proceso continúa y Y_1 se pone en contacto con el crudo original, Z, provocando con esto la formación de un nuevo punto de mezcla M_2 el cual se encuentra en la línea de equilibrio de Y_2 con X_2 , igual que el paso anterior el proceso continúa hasta que la última línea de unión coincide con la línea límite de unión, la cual pasa por el punto crítico y la composición del crudo, Z. Si estas dos líneas convergen, entonces se obtuvo la miscibilidad a las condiciones de presión y temperatura de trabajo. Si no se llega a la línea límite se tiene que incrementar la presión, manteniendo la temperatura constante, lo que reduce la región de dos fases y facilita que se llegue a las condiciones de miscibilidad.

3.7 Presión Mínima de Miscibilidad.

La Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) es un parámetro de diseño vital para un proyecto de inundación miscible, es por ello necesario el investigar los efectos de diversos factores en la PMM, y en consecuencia, su impacto final en el proyecto. La PMM se define como la presión más baja a la cual el 95% del aceite contactado es recuperado a una temperatura dada. La cual se ilustra de una mejor manera en la Figura 3.12.

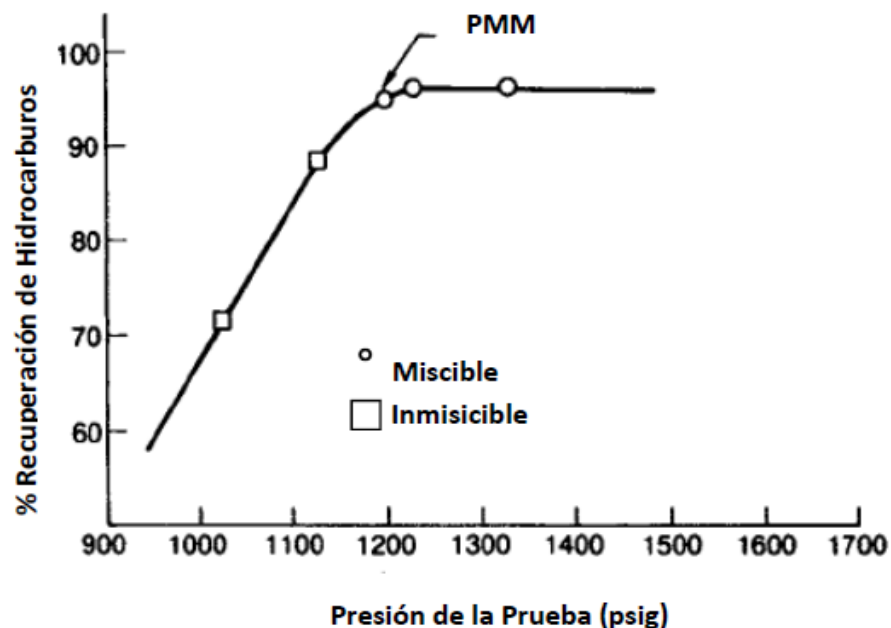


Figura 3.12 Definición de la presión mínima de miscibilidad (Sebastian y col, 1985).

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Los principales factores que afectan la PMM son: la temperatura del yacimiento, la composición del yacimiento y la pureza del gas inyectado. La temperatura del yacimiento tiene un gran impacto en la PMM, conforme se incrementa la temperatura la PMM se incrementa y viceversa. Por otro lado, la composición del aceite, también influye de manera importante en la PMM debido a que si el peso molecular del aceite aumenta también la PMM sufre un aumento. Se ha demostrado que la PMM requerida depende en gran medida del contenido de C₅ a C₁₂ en el aceite, cuanto mayor sea la fracción de C₅ a C₁₂ se requerirá una presión más baja para lograr la miscibilidad con gas CO₂ (Martin et al, 1992). Por estas razones, la inyección de CO₂ es más eficiente en aceites ligeros y en los yacimientos de baja temperatura.

Muchas veces es imposible el tener un flujo de gas puro de CO₂, como se analizó anteriormente dependiendo del proceso de captura del cual se obtenga este flujo dependerá la pureza de corriente de CO₂.

Una forma simple de poder estimar la PMM con tan solo la densidad y la temperatura del yacimiento se muestra en la Tabla 3.5, la cual fue realizada por la National Petroleum Council, no hay que olvidar que esto es solo una aproximación la cual solo busca darnos la idea de dicha presión.

Presión de Miscibilidad vs Densidad °API	
Densidad, °API	Presión de Miscibilidad, psi
<27	4,000
27 a 30	3,000
>30	1,200
Corrección por Temperatura del Yacimiento	
Temperatura, °F	Presión adicional requerida, psi
<120	Ninguna
120 a 150	+200
150 a 200	+350
200 a 250	+500

Tabla 3.5 Criterio de estimación de la Presión Mínima de Miscibilidad (Holm, 1980)

De igual manera una forma sencilla de conocer si el yacimiento puede alcanzar la PMM, es a través de la ecuación 4, la cual determina cual es la máxima presión alcanzable del yacimiento:

$$P_{ma} = (0.6)D - 300 \dots \dots \dots 3.2$$

Donde:

P_{max}: es la presión máxima que puede alcanzar el yacimiento (psia).

D: es la profundidad a la que se encuentra el yacimiento (ft).

3.7.1 Determinación de la PMM.

Los métodos para estimar la PMM se clasifican en:

- Experimentales
 - Prueba del tubo delgado (Slim Tube)
 - Prueba de la burbuja ascendente (RBA)

- Analíticos y termodinámicos
 - Correlaciones Matemáticas y Gráficas
 - Ecuaciones de estado.

3.7.1.1 Métodos Experimentales

Son pruebas que se hacen a nivel de laboratorio, utilizando muestras de crudo y gas de inyección. En estas pruebas la temperatura se mantiene constante y equivalente a la temperatura del yacimiento. Estas pruebas son costosas ya que, además de las muestras de fluido y personal técnico especializado, demandan equipos de alta presión y consumen una apreciable cantidad de tiempo. Dentro de las pruebas más comunes se encuentran:

3.7.1.1.1 La Prueba del Tubo Delgado (Slim Tube)

El dispositivo del tubo delgado se utiliza para obtener información de la miscibilidad dinámica a las condiciones del yacimiento. Es un equipo que consta principalmente de un tubo delgado enrollado en forma de espiral con una longitud que varía entre 5 y 40 m de longitud y con un diámetro capilar que se encuentra en un rango de 1.5 – 2.00 mm, este tubo puede ir empacado con arena o esferas de vidrio muy pequeñas. El diagrama del equipo se muestra en la Figura 3.13. El equipo posee tres cilindros pistón en donde se almacenan los fluidos, una bomba de desplazamiento positivo, un transductor, regulador de presión y una celda visual para observar los cambios de color indicativos de la formación del frente miscible. Todo el equipo se coloca dentro de un horno con regulación de temperatura. El empacamiento de arena se satura primero con la muestra de aceite a ser estudiada, y el volumen inicial de fluido en la tubería enrollada se anota como fluido original en la columna empacada y es igual al volumen poroso con hidrocarburos (VPH).

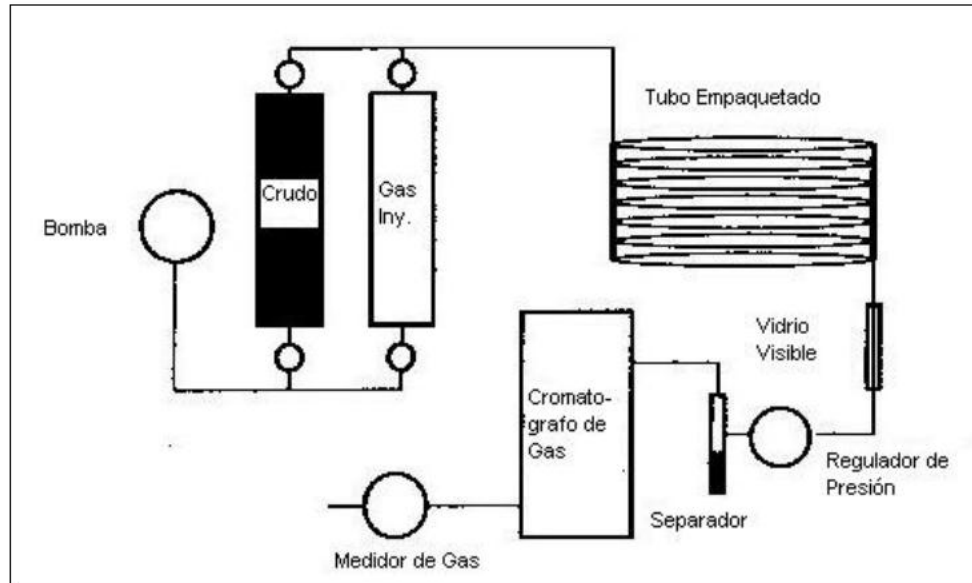


Figura 3.13 Diagrama del dispositivo del tubo delgado (Landáez, 2005).

El gas a analizar se inyecta a una presión deseada a través del tubo delgado previamente lavado y saturados con el aceite por medio de una bomba de alta presión.



Slim-tube miscibility apparatus.

Figura 3.14 Foto real de un equipo de tubo delgado (Productos y servicios de SLB)

La Figura 3.14 muestra la foto de un equipo de tubo delgado. Para estimar la PMM mediante la prueba del tubo delgado se necesitan un mínimo de 4 pruebas

de desplazamientos a distintas presiones y a temperatura constante, utilizando un único gas de inyección durante las 4 pruebas como se muestra en la Figura 3.15.

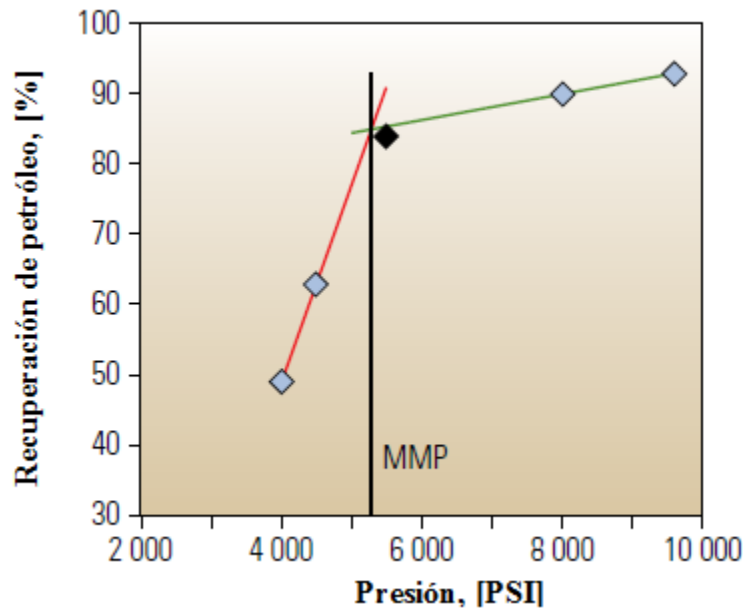


Figura 3.15 Determinación de la PMM a través del tubo delgado (Cuong, 2010)

Cada punto representa una prueba realizada a una presión diferente con la respectiva recuperación de aceite, OOIP, (petróleo original in-situ). La prueba concluye después de la inyección de 1.2 del volumen poroso para la cual se obtiene un % OOIP a una presión determinada.

En la Figura 3.15 se observa que a medida que aumenta la presión de trabajo, la recuperación de aceite se incrementa hasta llegar un punto en donde se mantiene prácticamente constante, la presión en el punto de intersección de ambas rectas se denomina Presión Mínima de Miscibilidad.

3.7.1.1.2 Prueba de la burbuja ascendente (RBA).

La prueba de la burbuja ascendente (RBA) es una forma rápida y fiable para determinar la presión mínima de miscibilidad. El método consiste en la observación visual directa del comportamiento de una burbuja de gas inyectada la cual sube a través de una columna de aceite. En condiciones miscibles, la burbuja desaparecerá antes de llegar a la cima de la columna, en condiciones inmiscibles la burbuja es visible en toda la columna. A medida que la burbuja se eleva a través del aceite, su forma y movimiento son observados y fotografiados con dos cámaras. Después de dos o tres experimentos el aceite es cambiado por uno fresco. La burbuja de gas debe de tener la composición del gas que se va a inyectar. La Figura 3.16 muestra un equipo de la burbuja ascendente.



Figura 3.16 Dispositivo de la burbuja ascendente (www.vinci-technologies.com/products)

3.7.1.2 CORRELACION PARA LA PMM DEL CO₂

Las correlaciones numéricas son obtenidas a partir de valores experimentales con un mayor rango de error que los métodos experimentales. Existe una gran variedad de correlaciones para el cálculo de la PMM del CO₂ las cuales involucran las variables que de la cual depende la PMM, debe de tenerse cuidado en seleccionar una de ellas pues estas tienen rangos de aplicación, la mala selección de una de estas puede arrojarnos un valor erróneo de la PMM, la cual nos llevaría al fracaso del proyecto.

Existen correlaciones para la inyección del CO₂ puro, como son: la que propuso el NPC en 1976 donde el parámetro principal que utiliza son los API y la temperatura del yacimiento, esta tiene la limitación de la temperatura la cual debe ser menor de 250 F, dicha correlación es mostrada en la Tabla 3.6.

°API	PMM (psi)	Corrección de la temperatura del yacimiento	
		T (°F)	Presión adicional (psi)
<27	4000	<120	0
27-30	3000	120-150	200
>30	1200	150-200	350
		200-250	500

Tabla 3.6 Correlación propuesta por NPC (NPC, 1976)

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Dentro de las correlaciones más sencillas para el cálculo de la PMM es la que desarrollo en 1979 el PRI (Petroleum Recovery Institute) la cual solo toma en cuenta la temperatura del yacimiento.

$$PMM = 1071.82893 * 10^{\left(2.772 - \frac{1519}{T_o + 460}\right)} \dots \dots \dots 3.3$$

Donde:

T_o = Temperatura del yacimiento, °F

La correlación de Yelling y Metcalfe propuesta en 1980 también es una correlación muy sencilla la cual solo toma en cuenta la temperatura del yacimiento, pues se había llegado a la conclusión de que a mayores temperaturas mayores PMM. Dicha correlación da buenos resultados en rangos de temperatura de entre 95 a 192 ° F.

$$PMM = 1833.7217 + 2.25180557 * T + 0.01800674 * T^2 - \frac{103949.93}{T} \dots \dots 3.4$$

Al paso de los años se fueron publicando correlaciones para mezclas de CO₂ con algún otro componente como puede ser nitrógeno o metano. En 1978 Croquist estudio el efecto de inyectar el CO₂ diluido con CH₄ con la finalidad de estudiar el cambio de la presión mínima de miscibilidad, para lo cual Croquist en su ecuación solo tomo en cuenta el efecto de la temperatura del yacimiento, el peso molecular de la fracción pesada C_{5+} y la composición del gas de inyección.

$$PMM = 15.988 * T_o^{0.74426 + 0.0011038 * M_{C_{5+}} + 0.001579 * y_{C_1}} \dots \dots \dots 3.5$$

Donde:

$M_{C_{5+}}$ = Peso molecular de la fracción pesada mayor o igual al pentano

y_{C_1} = Fracción molar de inyección de metano

Este solo fue un pequeño resumen de algunas de las correlaciones que existen para el cálculo del CO₂ puro o en su defecto con el contenido de alguna impureza, tal como es el H₂S, con la finalidad de dar a conocer que es posible el cálculo de la PMM a través de estas sin olvidar que presentan limitaciones es por ello de suma importancia el tener cuidado para seleccionar una de estas.

3.8 Esquemas de inyección.

El uso del CO₂ para incrementar la recuperación de aceite no es una idea nueva. En 1952 Whorton y colaboradores obtuvieron la primera patente para la recuperación de aceite usando CO₂ como fluido desplazante. A partir de esta fecha han surgido diversas formas de inyectar el CO₂. Dentro de los esquemas de inyección más comunes se encuentran:

- Inyección continua de CO₂ (CGI)
- Inyección alternada de CO₂ y agua (WAG)
- Inyección de CO₂ seguido por agua
- Inyección simultánea de CO₂ y agua (SWAG)
- Inyección de CO₂ seguido de una espuma (FAWAG)

A continuación se dará un breve descripción de cada uno de los esquemas mencionados con la finalidad de conocer bajo qué condiciones son recomendables aplicarlos.

3.8.1 Inyección continua de CO₂ (CGI).

Es la manera más simple. El CO₂ es inyectado de manera continua en el yacimiento hasta que la relación de gas producido con el aceite sea demasiado grande para que el costo de producción se considere que ya no es económicamente el más viable. Es muy poco probable aplicarlo en la práctica, debido a que por lo regular no es rentable por el costo que tiene el CO₂, a menos que una gran cantidad de CO₂ reciclado se tenga almacenado y se encuentre en condiciones óptimas, es decir, sus propiedades fisicoquímicas sean idóneas para poderlo emplear. Es por ello que surge la necesidad de reemplazar el alto costo del CO₂ por un fluido más barato tal como podría ser el agua.

3.8.2 Inyección alternada de agua y CO₂ (WAG)

La inyección alternada de agua y gas (WAG) fue originalmente propuesta como un método para mejorar el barrido en una inyección de gas; el agua es utilizada como controlador de movilidad en el desplazamiento y para estabilizar el frente. La inyección WAG da lugar a un patrón complejo de saturaciones, debido a que las dos saturaciones (agua-gas) presentes aumentarían y disminuirían alternadamente, es por ello que se debe tener un especial cuidado en la descripción de las permeabilidades relativas para las tres fases (agua-aceite-gas).

En la mayoría de los yacimientos donde se ha aplicado la inyección WAG, se ha tenido éxito (Canadá, Estados Unidos y Rusia). La primera aplicación del esquema de WAG fue realizada por Mobil en Alberta Canadá en 1957. Un proceso de inyección WAG es definido como la inyección de un bache de gas seguido por un bache de agua. La relación de inyección comúnmente utilizada en el proceso de WAG para cada uno de los baches, es de 0.5:4.

El mecanismo de desplazamiento del proceso WAG se presenta en un régimen trifásico, por lo que la naturaleza de los ciclo genera en el proceso una combinación de drene e imbibición; una condición ideal de desplazamiento del proceso WAG es que el agua y gas tengan las mismas velocidades dentro del yacimiento.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

El esquema de inyección de WAG es económico debido a que el volumen de CO₂ requerido es menor en comparación con la inyección continua de CO₂. El objetivo principal en el proceso de inyección WAG es prevenir o evitar la segregación gravitacional y proporcionar zonas de flujo mayores. Además de que los baches de agua proveen una movilidad más favorable; generando así una mejor eficiencia de barrido. El agua inyectada provee un control de movilidad y colabora en prevenir una entrada temprana del CO₂ en los pozos productores. Según Wilson (Wilson, 1960), este método mejora el barrido areal del flujo del CO₂ mediante la reducción de la permeabilidad relativa del CO₂.

La inyección WAG es muy sensible a las heterogeneidades es por ello necesario una adecuada caracterización del yacimiento; del mismo modo, este método requiere de una descripción especial de las permeabilidades relativas; ya que las saturaciones de agua y gas aumentarán y disminuirán alternadamente. En este método se deben de ser seleccionados cuidadosamente el tamaño del bache, la relación del volumen de CO₂ inyectado sobre el volumen de agua inyectada y el número de bache, es recomendable para dicha tarea la utilización de un simulador para seleccionar dichos parámetros de la manera más óptima.

Uno de los problemas que se han tenido con el esquema de inyección WAG es el efecto de la segregación gravitacional. Aunque en la mayoría de los yacimientos, el proceso WAG ayuda a reducir los efectos de la segregación gravitacional entre el agua, el aceite y el gas en regiones cercanas al pozo inyector, los efectos importantes de dicha segregación aumentan a medida que avanza el frente de los fluidos inyectados y se aleja del pozo, es decir, que la diferencia de densidad entre el agua inyectada y el aceite no permite un desplazamiento tipo pistón en el yacimiento por lo tanto el gas tiene la tendencia a subir a la cima del yacimiento y el agua desciende teniendo como resultado una gran zona anular atribuible al paso del gas y el agua. En la figura 3.17 se muestra claramente que aunque en zonas cercanas al pozo el proceso WAG se logra, la tendencia de la segregación natural entre el agua y el gas finalmente domina el proceso y da como resultado una gran zona sin barrer en la parte central del yacimiento.

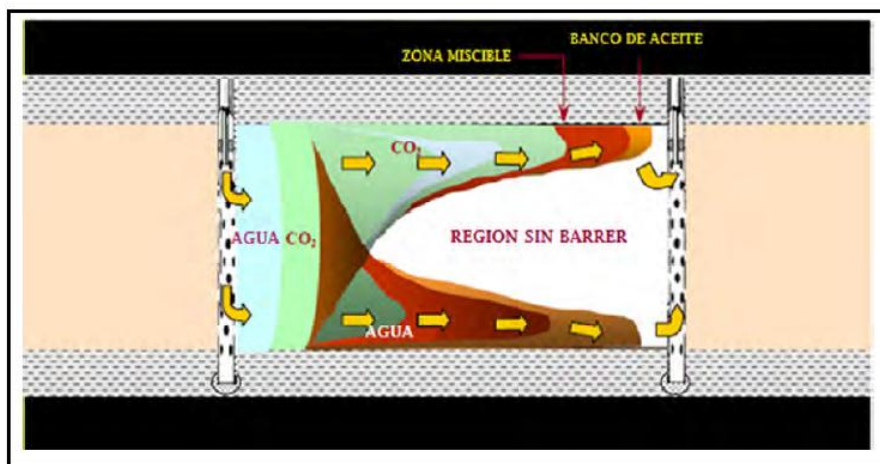


Figura 3.17 Tendencia natural de los fluidos inyectados en WAG (Roa, 2004).

3.8.3 Inyección de CO₂ seguido por agua

El método consiste en la inyección de un volumen deseado de CO₂, para posteriormente inyectar continuamente agua la cual empuja el bache de CO₂ a través del yacimiento. El agua desplaza al CO₂ de manera inmisible dejando una saturación de CO₂ en el yacimiento.

3.8.4 Inyección simultánea de CO₂ y agua (SWAG).

Cuando existe el problema de limitación en cuestión del CO₂, existe un método para solucionar dicho problema llamado “Simultaneous Water-Gas Injection” (SWAG); una de las empresas pioneras en la utilización de dicho método fue Statoil la cual implemento esta tecnología en el Mar del Norte (Awan A, 2006) en la cual reporto una menor inversión en equipo superficial, como son compresores, esto comprado con un proceso de WAG.

De acuerdo a Hebert y Stone (Hebert, 2004) el método de SWAG se lleva a cabo inyectando agua en la parte superior de la formación y el CO₂ en la parte cercana al fondo de la zona de aceite a ser desplazado, a través de la segregación gravitacional se busca que el agua fluya hacia la parte más baja y el CO₂ hacia la parte más alta de la zona inyectada.

En el proceso SWAG se mezcla el gas en el agua a una presión suficiente para mantener un régimen de flujo burbuja (gas disperso en el agua) a través del pozo; el mayor reto de para el proceso de SWAG es mantener tales presiones (cerca de la presión de burbuja del agua), debido a que la presencia de agua y gas en la boca del pozo reduce la presión de fondo. Otro de los problemas que pueden presentarse en el método de SWAG es que el gas probablemente se segregue rápidamente en el yacimiento, causando esto una irrupción temprana.

3.8.5 Inyección de CO₂ seguido de una espuma (FAWAG)

La tecnología FAWAG (Foam Assisted Water Alternating Gas) tiene el potencial de conectar entre si determinadas zonas o canales permeables mediante la generación de espuma en el yacimiento mientras este se encuentra bajo la inyección WAG; el gas suele mezclarse con la fase que entre en contacto con él, pero la cantidad de aceite en contacto es limitada en los últimos ciclos. Con la espuma se logra que la viscosidad aparente de la fase de gas se incremente, con lo cual se reduce la movilidad del gas en las zonas de alta permeabilidad, incrementando así la eficiencia de barrido del gas y por ende el factor de recuperación.

De esta manera se ve remediada la temprana irrupción del gas gracias al control de su movilidad. Las espumas se han utilizado de manera exitosa desde hace mucho tiempo, principalmente en el control de la movilidad de los fluidos, para generar la espuma se debe utilizar un adecuado agente espumante

(surfactante), ya que el proceso FAWAG implica la inyección alternada de gas y surfactante.

La espuma se formara cuando la fase de gas entre en contacto con la solución surfactante acuosa; también se puede formar en el yacimiento, cuando un bache de solución surfactante sea seguido por gas de inyección, o en el pozo cuando el gas y la solución surfactante se han inyectado simultáneamente.

3.9 Desplazamiento Miscible de CO₂.

El principio de desplazamiento miscible es relativamente sencillo, pues consiste en desplazar el aceite del yacimiento mediante la inyección de un solvente que se disolverá en el aceite completamente. El CO₂ inyectado dentro de yacimientos de aceite con características adecuadas puede alcanzar la recuperación mejorada a través de dos procesos, desplazamiento miscible o inmisible. El proceso miscible es más eficiente y más común en proyectos de EOR (Amarnath, 1999). El utilizar al CO₂ como un agente desplazante es debido a que el CO₂ puede llegar a ser miscible con el aceite y a que este es menos costoso que otros fluidos con características similares.

Este proceso se lleva a cabo inyectando grandes volúmenes de CO₂ (30% o más del volumen poroso ocupado por hidrocarburos) al yacimiento. Aunque el CO₂ no es miscible con el crudo desde el primer contacto, puede extraer componentes ligeros e intermedios del crudo, llegando eventualmente a formar un frente miscible, si la PMM es suficientemente alta.

De acuerdo Rathmell et al. (1971) la miscibilidad es un proceso donde las fracciones de hidrocarburos pesados se vaporizan en el CO₂ inyectado. Los aceites más aptos están en el rango de 25-45 °API y existen en yacimientos suficientemente profundos para que el desplazamiento pueda llevarse a cabo arriba de la presión mínima de miscibilidad.

El CO₂ es altamente soluble en el aceite y poco menos soluble en el agua, lo cual genera que los siguientes factores contribuyan a la recuperación de aceite:

- Reducción de la viscosidad del aceite
- Expansión del aceite y reducción en su densidad
- Disminución de la tensión interfacial entre el aceite y el CO₂
- Aumento en la viscosidad del agua

El aumento del volumen de CO₂ en el crudo provoca una reducción de la tensión interfacial entre desplazante y el desplazado, lo que aumenta la eficiencia de barrido microscópico (Martin et al, 1992). Con el fin de lograr la miscibilidad, la presión de inyección del CO₂ tiene que ser lo suficientemente alta para alcanzar la presión mínima de miscibilidad al aumentar suficiente la densidad del CO₂, de

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

modo tal que se convierta en un buen disolvente, en especial para los componentes intermedios de los hidrocarburos (C₅-C₁₂) en el aceite.

Se ha demostrado que la presión mínima de miscibilidad requerida depende principalmente del contenido de C₅ a C₁₂ en el aceite y de la temperatura in situ, cuanto mayor sea la fracción de C₅ a C₁₂ se requerirá una presión más baja para lograr la miscibilidad con CO₂. Por estas razones, la inyección de CO₂ es más eficiente en aceites ligeros y en los yacimientos de baja temperatura.

La alta solubilidad del CO₂ en el aceite hace que el aceite se expanda y que haya una reducción en su viscosidad. Esta expansión del aceite, representa un aumento en el volumen del aceite del orden de 15% o más, como resultado del CO₂ disuelto en él. La magnitud del fenómeno de expansión dependerá de la presión en la que el gas se pueda disolver en el aceite, la temperatura del yacimiento y la composición del aceite.

El que el aceite se expanda es muy importante por dos razones:

- El aceite residual en el yacimiento después de la inyección de CO₂ es inversamente proporcional al factor de expansión, es decir, en cuanto más grande sea la expansión del aceite menos aceite se quedara en el yacimiento
- Una vez expandido el aceite obligara a que el agua se desplace por el medio poroso, creando un proceso de drene en vez de imbibición para un sistema mojado por agua.

La Figura 3.18 muestra el factor de expansión del aceite como una función de la fracción del CO₂ disuelto (X_{CO₂}) y el peso molecular del aceite.

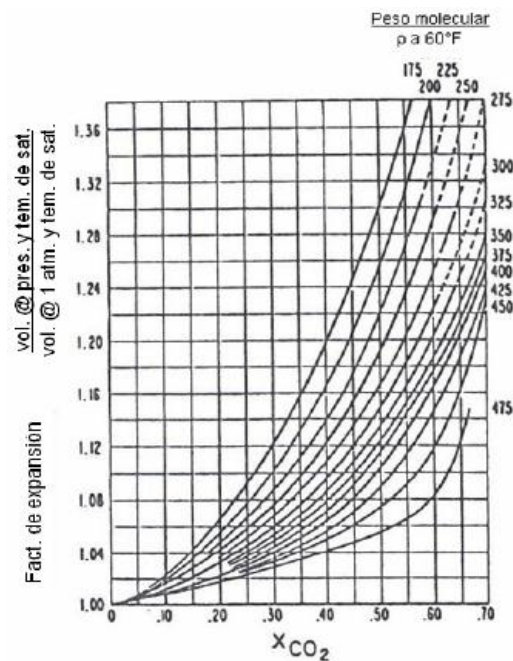


Figura 3.18 Factor de expansión para el aceite (Simon, 1965)

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Cuando el CO₂ satura al aceite, el aceite sufre una reducción en la viscosidad considerablemente, dependiendo de la presión, temperatura y viscosidad de los no hidrocarburos. En general, mientras mayor sea la viscosidad inicial del aceite, mayor será el porcentaje de reducción en la viscosidad. La figura 3.19 muestra el trabajo realizado por Simon y Graue. El símbolo μ_o se refiere a la viscosidad inicial del aceite y μ_m se refiere a la viscosidad en equilibrio de ese mismo aceite después de saturarlo con CO₂; esta reducción en la viscosidad del aceite y el incremento en la viscosidad del agua, reduce la relación de movilidades entre el agua y el aceite.

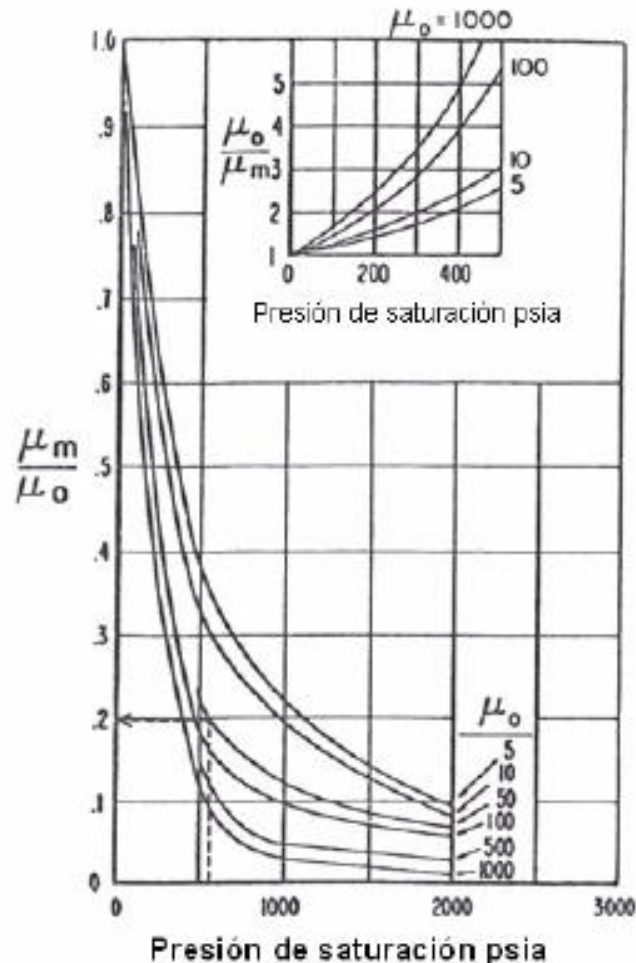


Figura 3.19 Reducción de la viscosidad (Simon, 1965)

El proceso se da a través de la inyección de un volumen relativamente puro de CO₂ con el fin de movilizar y desplazar el aceite residual a una presión suficientemente alta, los pozos inyectores deben estar estratégicamente colocados con la finalidad de optimizar el barrido. Cuando el CO₂ inyectado y el aceite residual son miscibles, las fuerzas físicas que mantienen separadas las dos fases (tensión interfacial) efectivamente desaparecen.

La inyección del CO₂ entra en el yacimiento y se mueve a través de los poros de la roca, encontrando las gotas residuales de aceite en condiciones de

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

miscibilidad el CO₂ se disolverá en el aceite y este sufrirá un hinchamiento con lo cual se reduciría su viscosidad, en este momento se comenzara a formar un banco de aceite concentrado, en algunos casos es arrastrado hacia los pozos productores.

El patrón de pozos productores e inyectores será seleccionado a través de la utilización de algún simulador y puede cambiar a través del tiempo, con la finalidad de optimizar el barrido. Los fluidos producidos son separados y la corriente de gas producida, la cual puede incluir cantidades de CO₂, esto se debe a que la inyección de gas comienza a abrirse paso a través de la localización de los pozos productores. Cualquier producción de CO₂ es separada del gas natural producido y se vuelve a recomprimir para la reinyección con volúmenes adicionales de CO₂ recién adquiridos. En algunas situaciones, el agua producida es separada y tratada para reinyectarse, a menudo alternando con la inyección de CO₂, para mejorar la eficiencia de barrido (el proceso conocido como WAG), Figura 3.20.

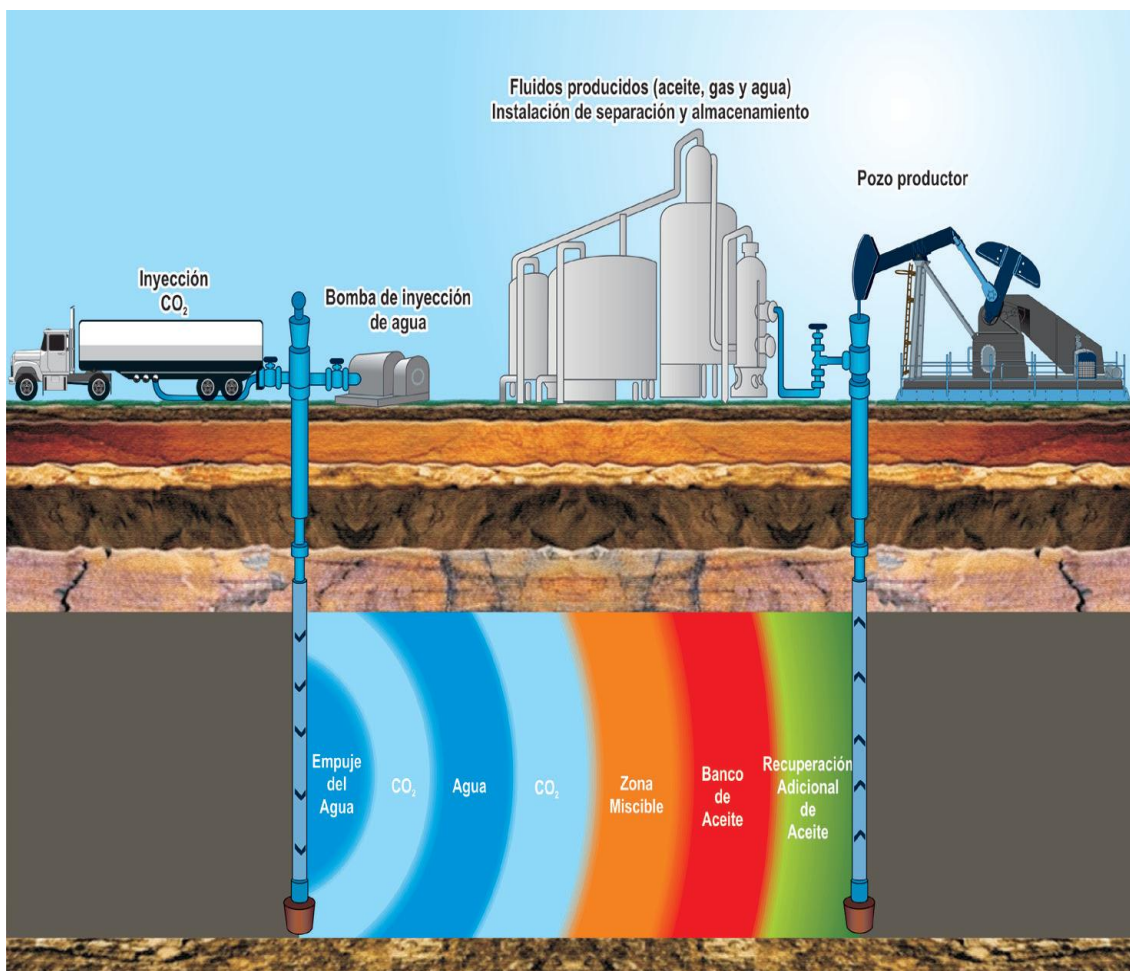


Figura 3.20 Esquema del funcionamiento de la inyección de CO₂ miscible (PEMEX, 2010)

Los volúmenes de CO₂ inyectados acumulados varían, pero suelen oscilar entre 15 y 30 por ciento del volumen de poros de hidrocarburos del yacimiento. El objetivo de la recuperación mejorada de aceite con la inyección de CO₂ es reducir al mínimo la cantidad de CO₂ que debe ser inyectado por barril de aceite adicional recuperado, sobre todo porque la inyección de CO₂ genera un gasto. Sin embargo, el secuestro de CO₂ puede convertirse en la variable clave en proyectos EOR, la economía puede empezar a favor de la inyección de grandes volúmenes de CO₂ por cada barril de aceite que se extrae, es decir, si el costo del CO₂ es lo suficientemente bajo. El esquema de inyección WAG presenta viabilidad económica debido a que el volumen de CO₂ requerido es menor en comparación con el esquema de inyección continua de CO₂, además de que los baches de agua proveen una movilidad más favorable, generando así una mejor eficiencia de barrido.

3.10 DESPLAZAMIENTO INMISCIBLE DE CO₂.

Existen yacimientos, como los de aceite pesado o aquellos en los que tienen poca presión, en los cuales es imposible alcanzar la PMM y por lo tanto la miscibilidad, aun así es posible pensar en utilizar la inyección de CO₂. En el modo inmiscible el CO₂ y el aceite forman dos fases fluidas y existe una tensión interfacial entre ellos desarrollándose un frente de desplazamiento.

Bajo tales condiciones, el CO₂ aunque no totalmente miscible con el aceite todavía puede disolverse parcialmente en este e hincharlo ligeramente. Algo que hay que tener en mente dentro del desplazamiento en condiciones inmiscibles es que el rol del CO₂ es similar al del agua en un proceso de recuperación secundaria. A pesar de que las inundaciones con agua ofrecen una mayor eficiencia de recuperación, el uso de CO₂ para incrementar o mantener la presión del yacimiento ha sido considerado en un número limitado de proyectos, existen condiciones en la cual la utilización del agua como un agente suele no ser la mejor opción, tales como una muy baja permeabilidad de la roca del yacimiento o cuando las condiciones geológicas no favorecen el uso de esta.

En este proceso, el CO₂ es inyectado en un modo GSGI, Inyección de Gas de Gravedad Estable, en el cual el CO₂ es inyectado en la cima del yacimiento con gastos lentos con el objetivo de llenar el volumen de los poros de la roca del yacimiento. La inyección de gas crea una capa artificial de gas, la cual empuja al mismo tiempo al aceite hacia abajo y hacia los extremos del yacimiento donde se encuentran por lo general los pozos productores, Figura 3.21. La presencia de agua dentro del yacimiento reduce la eficiencia del proceso, ya que inhibe el flujo del aceite.

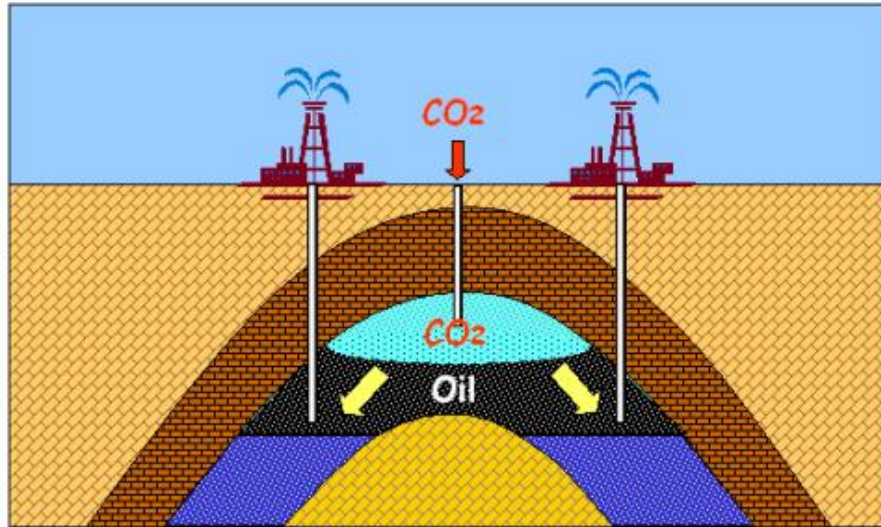


Figura 3.21 Esquema de la técnica de desplazamiento inmiscible (E. Tzimas y A. Georgakaki, 2005).

El proceso de desplazamiento inmiscible ha visto aplicaciones muy limitadas hasta la fecha, la razón es la economía desfavorable. Mientras que cantidades significativas de CO₂ son necesarias y en muchos casos una serie de nuevos pozos necesitan ser construidos, la producción de aceite adicional es muy lenta. Hasta 10 años de inyección pueden ser necesarias antes de que el proyecto comience a producir más aceite. Por otra parte, un proyecto inmiscible es típicamente implementado en todo el yacimiento, lo que limita las oportunidades de aplicación a menor escala (E. Tzimas y A. Georgakaki, 2005).

La creciente importancia de los beneficios económicos potenciales de la captura y almacenamiento de carbono en el marco del régimen de la Unión Europea dentro del comercio de emisiones podría, sin embargo, hacer que este proceso sea cada vez más atractivo comercialmente. Proyectos de desplazamiento inmiscibles pueden almacenar más grandes volúmenes de CO₂ que los proyectos de desplazamiento miscibles. Mientras que en los proyectos de desplazamiento miscible la cantidad de CO₂ bajo la tierra almacenada es dictado por la disolución del aceite, en los proyectos de desplazamiento inmiscible, la capacidad de almacenamiento CO₂ está limitada solo por la porosidad de la roca del yacimiento.

3.9 Diseño e implementación de la inyección de CO₂

3.9.1 Introducción.

El objetivo genérico de un proyecto de recuperación mejorada es incrementar o mantener el factor de recuperación final de hidrocarburos.

Existe una gran cantidad de procesos los cuales pueden ser aplicados a un yacimiento, los cuales son mostrados en la Figura 3.1. La selección de un proceso de recuperación mejorada para aplicarse a un dicho yacimiento tendrá que ver con la madurez tecnológica y la experiencia que tenga dicha opción. La inyección de CO₂ es considerado un método maduro, la cual la hace una opción muy viable ya

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

que ha quedado demostrado que en condiciones favorables se obtienen grandes recuperaciones de aceite, la Figura 3.22 ilustra que la inyección de CO₂ se encuentra ya en una etapa comercial.

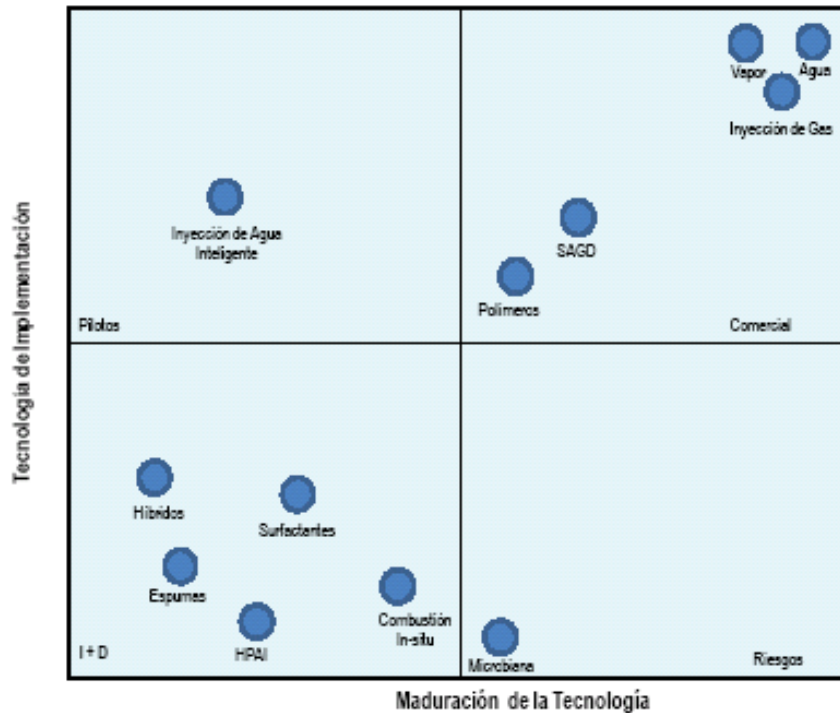


Figura 3.22 Situación actual de las tecnologías de recuperación de aceite (Abdulaziz, S.K., 2010).

El principal propósito de esta sección es la de describir las actividades que se deben de realizar en un proyecto de recuperación mejorada, desde su escrutinio hasta su aplicación a escala de campo. En Figura 3.23 se muestran las diferentes actividades que deben realizarse para la implementación de un proyecto de recuperación mejorada



Figura 3.23 Actividades para un proyecto de recuperación mejorada (PEMEX, 2010).

La implementación de un proceso de recuperación mejorada debe ser basada en un objetivo específico, el cual es establecido conforme a cada caso en particular. El objetivo debe establecerse en función de diversos aspectos como son: la ubicación del campo, la litología del campo, volumen de aceite remanente, etc.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

La *ubicación del yacimiento*, es decir, si el yacimiento se encuentra en tierra o en el mar, pues muchas veces existe la limitante de espacio en el mar, además de que los proyectos marinos tienen un costo mayor que los terrestres.

El *estado actual* del yacimiento juega un papel fundamental en la aplicación de un proceso de recuperación mejorada en términos generales, pues por lo general el grado de caracterización está en función del tiempo de explotación que tenga el yacimiento. En etapas tempranas de desarrollo la elección de un proyecto de recuperación mejorada es complicada y podría llevar al fracaso del proyecto, pero conforme se va avanzando en la vida productiva del yacimiento se tendrá una mayor información y de mejor calidad con lo cual se podrá tomar la mejor decisión.

La *fuerza de suministro* es de gran relevancia en la viabilidad del proyecto, es sumamente importante el optimizar la distancia entre la fuente de suministro y el sitio de inyección pues el transporte de cualquier sustancia está en función de la distancia. Existen factores con gran impacto en la elección de un proceso de recuperación mejorada los cuales no fueron mencionados anteriormente como son el volumen de aceite remanente, el tipo de aceite, etc., pues ellos son tomados en cuenta en los criterios de escrutinio.

Es importante establecer de manera específica la meta del proyecto pues de esta forma se puede evaluar el desarrollo del proyecto, esta meta estará en función del potencial y características del campo para que de esta forma pueda ser alcanzable.

El proceso de implementación de un método de recuperación mejorada comienza con el análisis de la información. Este proceso consiste en la adquisición, análisis y validación de la información la cual conforme se va avanzando en la explotación del yacimiento dicha información es más confiable. En la etapa de recolección y análisis de información trabajara un grupo multidisciplinario constituido principalmente por: geofísicos, geólogos y petrofísicos.

Desde la exploración hasta el abandono, se recolecta una gran cantidad de información. Se requiere una planificación cuidadosa de la toma de información, estableciendo la prioridad y el área de oportunidad, ya que existe información estratégica, que debe ser tomada al inicio de la explotación del yacimiento.

Por lo general, durante la vida de un yacimiento se requiere de una gran cantidad de información, sin embargo, puede existir una reducción en la adquisición de datos por diversos problemas como son: problemas operativos, presupuesto reducido, prioridad de la producción o reducción de costos. Cierta tipo de información (como son: propiedades iniciales de los fluidos, contactos agua-aceite, gas-agua, presión inicial del yacimiento) solo se pueden obtener en una etapa de desarrollo inicial, es por esto que este tipo de información debe ser tomada en el momento oportuno y utilizando el procedimiento y análisis correcto.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Existe información como la toma de núcleos la cual no se le puede aplicar a todos los pozos por lo costoso que es, dicha información nos servirá para poder validar los datos obtenidos de los registros geofísicos. Será esencial determinar los datos a registrar, el procedimiento y la frecuencia que debe seguirse. Será importante ir validando la información que se valla obteniendo, los registros geofísicos pueden calibrarse a través de la información obtenida en el laboratorio de petrofísica como es la porosidad, la permeabilidad, la compresibilidad de la roca.

El proceso de la adquisición de información es un proceso dinámico que se debe de estar actualizando constantemente conforme se avanza en el proceso de explotación del yacimiento, la información debe ser guardada en una base de datos para poder manipularla de forma eficiente.

Existe una serie de estudios los cuales son necesarios para la aplicación de un proceso de recuperación mejorada, que van desde estudios geológicos hasta los estudios de simulación.

Un modelo geológico del yacimiento es indispensable para poder implementar de manera eficiente un proceso de recuperación mejorada, dicho modelo es constituido por el modelo estructural y estratigráfico así como también del modelo de las propiedades petrofísicas.

Dentro de los estudios necesarios para llevar a cabo un proceso de recuperación secundaria y mejorada están la caracterización de los fluidos. Estudios petrofísicos deben de ser realizados para poder realizar la implementación de un proceso de recuperación secundaria y mejorada. Para tener estudios petrofísicos representativos, los núcleos deben ser preservados; en caso contrario, los núcleos deben ser añejados antes de utilizarlos para el desplazamiento.

Los estudios de balance de materia permiten definir los mecanismos de empuje, estimación del volumen original de aceite. Mediante la aplicación de balance de materia de manera independiente o conjunta con otro método, se puede estimar los siguientes parámetros del yacimiento:

1. Volumen original de aceite y gas
2. Determinación de los mecanismos de empuje en las diferentes etapas de explotación
3. Reservas remanentes de aceite y gas bajo las condiciones actuales de explotación

Los estudios de caracterización dinámica de yacimientos son indispensables en el diseño e implementación de un proceso de recuperación secundaria y mejorada. La caracterización dinámica de yacimientos tiene como objetivo evaluar los parámetros de sistema pozo-yacimiento bajo condiciones dinámicas. Del

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

análisis e interpretación de pruebas de variación de presión y datos de producción, es posible determinar información como:

- Permeabilidad
- Capacidad de flujo de la formación
- Daño total
- Presión inicial y presión promedio del yacimiento

Los estudios de simulación numérica de yacimientos son una parte fundamental en la explotación de un yacimiento de una forma eficiente, pues consideran el flujo de fluidos en diferentes direcciones como también las múltiples fases presentes. Existen varias razones importantes para realizar estudios de simulación numérica a la aplicación de la inyección de CO₂, las cuales son (Amador, 2010):

- Estudiar la recuperación final del yacimiento, considerando el comportamiento bajo diferentes esquemas de producción.
- El tiempo en el cual debe iniciarse el proceso de inyección de CO₂, para lograr maximizar la recuperación final.
- Investigar los efectos de nuevas ubicaciones y espaciamiento entre pozos, así como de pozos horizontales, multilaterales etc.

A partir del análisis de toda la información antes mencionada se podrá realizar el escrutinio técnico, la selección apropiada de algún proceso de recuperación mejorada es clave en el éxito del proyecto, la cual dependerá del uso de las herramientas que existen para elegir algún proceso y de la calidad de información que alimente a estas. La mayoría de las técnicas se basa en la información tanto del yacimiento como de los fluidos que se encuentran en él. Se recomienda vaciar toda la información en una ficha para de esta manera poder elegir las posibles opciones. Existen varios criterios que permiten realizar una preselección de los métodos de recuperación mejorada a un cierto yacimiento, dentro de los principales se tienen los siguientes:

- Guía de escrutinio de Taber
- Método del programa selector
- Método de sistemas expertos

La siguiente etapa dentro del proceso de diseño e implementación de un proceso de recuperación mejorada es la de los estudios de laboratorio a los procesos de recuperación mejorada preseleccionados como posible a aplicar al yacimiento.

Para un proceso de inyección de CO₂ es indispensable el realizar los estudios de laboratorios básicos a la roca y a los fluidos. Uno de los análisis fundamentales son los Análisis Petrofísicos los cuales consisten en estudiar las propiedades de la roca y su relación con los fluidos que contienen en estado

estático, estos análisis aportan información como es: la porosidad, el contenido de fluidos, la mojabilidad, las permeabilidades relativas, la compresibilidad de la roca. Los análisis PVT son fundamentales para poder caracterizar los fluidos y tienen como objetivo reproducir el comportamiento de los fluidos a diferentes condiciones. A partir de estas pruebas se obtiene: Rs, Bo, Z, Bg, API, Co, Pb.

Prácticamente cualquier método de recuperación mejorada requiere de la realización de los estudios básicos de laboratorios, los cuales fueron descritos brevemente arriba, pero dependiendo de la selección de algún método en específico se requerirá de estudios especiales de laboratorio.

A partir de este momento solo nos enfocaremos a la implementación de la inyección de CO₂. Como se menciona anteriormente la inyección de CO₂ se puede dar tanto en condiciones miscibles o inmiscibles la cual estar en función de las características del yacimiento y de la composición del aceite. En ciertas circunstancias la inyección de CO₂ inmiscible puede ofrecer buenos resultados, tal es el caso de yacimientos con un gran espesor y una buena permeabilidad vertical. Los estudios de laboratorio requeridos para la inyección de CO₂ (Luna, 2010) son los siguientes:

- Prueba de desplazamiento
- Pruebas de Hinchamiento
- Pruebas de presión mínima de miscibilidad
- Pruebas de solubilidad del gas en agua
- Pruebas de titulación por CO₂.

Prueba de desplazamiento: en esta prueba el núcleo se coloca dentro de una celda y se extrae el aire del sistema mediante una bomba de vacío a temperatura ambiente. El sistema se satura con salmuera y se deja reposar por un intervalo de tiempo a temperatura ambiente, posteriormente se aplica vacío para extraer una cantidad de agua hasta que quede una saturación de agua deseada. Por la parte inferior de la celda se inyecta aceite vivo hasta alcanzar una presión estable y se deja añejar a condición del yacimiento, para después inyectar por la parte superior el gas y se calculan las saturaciones residuales y el porcentaje de recuperación. Se realiza la inyección de gas a gasto bajo para permitir que interactúen con la matriz. La inyección se mantiene hasta que la producción de aceite en la zona baja del núcleo llegue a cero. En esta prueba se evalúa el desplazamiento por inyección de CO₂ tomando en cuenta la condición del yacimiento para evaluar la recuperación de aceite y considerar el efecto del drenaje gravitacional en el sistema.

Prueba de Hinchamiento: se inicia aplicando vacío en una celda de difusión durante un periodo de tiempo, posteriormente se envía el gas de inyección a esta celda, la cual se estabiliza a condiciones del yacimiento. Una vez alcanzadas las condiciones del yacimiento, la celda será colocada dentro de un horno de convección para controlar la temperatura. Finalmente se inyecta el gas desde la parte inferior de la celda a un gasto determinado, el cual se fija para controlar la presión. El volumen de aceite inyectado es igual al 50% del volumen que tiene la

celda. Durante el proceso de inyección del aceite, parte del gas se libera por la parte superior para mantener la presión constante. Posteriormente, se aísla el sistema y se monitorean los cambios de presión, temperatura. En esta prueba se evalúa los fenómenos de hinchamiento del aceite al estar en contacto con diferentes gases de inyección.

Prueba de la solubilidad del gas en agua: se realiza un proceso de uniformización del aceite con CO₂, @ CY y a una proporción volumétrica 1:1. El proceso de mezclado se lleva a cabo poniendo en contacto al aceite y al dentro de una celda PVT aplicándole agitación, manteniendo las condiciones de presión y temperatura constante por lo que para ello es necesario aumentar o reducir el volumen total de la mezcla. A partir de esta prueba se determina el grado con el cual el gas inyectado se disolverá en los fluidos del yacimiento y la presión en la que existe una fase simple y también puede determinarse el comportamiento de la viscosidad.

La forma de determinar la presión mínima de miscibilidad fue descrita con anterioridad. Posteriormente de haber realizado las pruebas de laboratorio es necesario el realizar un escalamiento de las propiedades el cual tiene por objetivo extrapolar el comportamiento físico que se presenta a escala fina a escalas mayores.

La siguiente etapa dentro del proceso de diseño e implementación de un proceso de recuperación mejorada es la selección, entre los procesos identificados en la etapa de escrutinio, aquel que técnicamente se puede implementar. El procedimiento se basa en un análisis probabilístico, cuantificando el impacto del riesgo y las incertidumbres en las variables involucradas en el modelo de pronóstico de producción.

En esta etapa será fundamental la utilización de la simulación numérica de yacimientos, la cual es una tecnología madura. La simulación es la única forma de describir el flujo de múltiples fases en un yacimiento heterogéneo de una manera cuantitativa. La simulación permite predecir el desempeño del yacimiento en una forma detallada, para planear su explotación a mediano y largo plazo.

El modelo de simulación será una pieza clave en la generación de escenarios que, junto con la representación de incertidumbres mediante distribuciones probabilísticas, se usaran para construir la curva de eficiencia.

Dentro de esta etapa se deberá de elegir el proceso más adecuado a llevarse a cabo. Para dicha selección será importante el realizar lo que se conoce como un diagrama de oportunidades, el cual identifica los posibles procesos, tecnologías, actividades y opciones, cuya combinación, bajo criterios de aplicabilidad, factibilidad y oportunidad, construirán posibles escenarios de producción (GDPE, 2010).

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Para este punto es necesario el tener los pronósticos de producción para cada uno de los posibles procesos a ser implementados, existen diversas herramientas las cuales nos pueden arrojar dichos pronósticos de producción, como son las curvas de declinación, el método de balance de materia y la simulación de yacimientos. Sin duda alguna el método que mejores resultados arroja es la simulación numérica de yacimientos. Una de las ventajas del uso de la simulación es que es posible conocer los volúmenes promedio de fluidos y su distribución espacial, con lo cual se puede evaluar la eficiencia del proceso aplicado.

El modelo paramétrico que nos ayudara a elegir la mejor opción es el valor presente neto (VPN), el cual se compone de los pronósticos de producción así como también de los CAPEX y de los OPEX. A través de esto podremos obtener el VPN para cada uno de los escenarios seleccionados en la matriz de decisión cuantificando el riesgo. En este momento tendremos la capacidad de elegir la mejor opción de explotación.

Una vez seleccionado el proceso de recuperación mejorada a ser implantado en el yacimiento el siguiente paso dentro del proceso de diseño e implementación de un proceso de recuperación mejorada es el diseño de la prueba. La implementación de un proceso de recuperación mejorada es proceso sumamente complejo y costoso el cual conlleva un riesgo asociado el cual dependerá de la incertidumbre que tenga el proyecto. Con la finalidad de reducir las incertidumbres asociadas al proyecto se realiza un prueba piloto la cual se llevara a cabo en una área representativa del yacimiento a través de esta se busca el poder obtener más información y el poder analizar cómo se comportó la inyección de CO₂ en una parte del yacimiento, para posteriormente en caso de que el comportamiento sea el esperado se realice la masificación a todo el campo

Los objetivos de la prueba piloto es la de analizar la viabilidad de extender el proceso seleccionado a todo el campo además de mitigar la incertidumbre que se pudiese presentar: como son la de determinar los gastos y presiones optimas de inyección, determinar la configuración optima de los pozos, así como adquirir la experiencia en el monitoreo de CO₂.

Las pruebas pilotos se dividen en dos categorías (Beliveau, 1987): pruebas piloto productoras y pruebas piloto no productoras (de monitoreo). Las primeras buscan conocer las características de medición de los fluidos producidos/inyectados. El segundo tipo tiene como objetivo cuantificar las características de desplazamiento.

Para planear la prueba piloto, su ejecución y su monitoreo, se partirá del escenario ganador y muchas veces es necesario el realizar adecuaciones para que los pozos puedan soportar problemas de corrosión debido a la inyección de CO₂ así como la colocación de sensores de presión y temperatura para de esta forma poder monitorear la prueba. Uno de los objetivos de la realización de la prueba piloto es la poder adquirir experiencia necesaria sobre el comportamiento

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

del proceso en el campo y de esta forma estar preparado para los problemas que pudiesen presentarse con la aplicación de la inyección de CO₂. Los principales problemas operativos dentro de la inyección de CO₂ es la corrosión, aunque también se puede presentar la depositación de sólidos.

El monitorear una prueba piloto nos ayudara a analizar si el resultado es el esperado, a través de monitorear los pozos inyectoros y productores se puede obtener información como es la eficiencia de barrido, el tiempo de surgencia, los gastos de inyección, etc.

Una vez que la prueba piloto ha mostrado éxito, el siguiente paso es la ingeniería, procura y construcción del método seleccionado. Para a inyección de CO₂. La Figura 4.24 muestra el diagrama general para la inyección de CO₂, el cual comienza con la fuente, en este caso CO₂. Para el caso del CO₂, este puede provenir de dos orígenes: de origen natural o del procesamiento de los gases de combustión.

La infraestructura requerida para la inyección de CO₂, en términos generales es:

- Planta de tratamiento
- Equipo de compresión
- Red de ductos para transporte y distribución de gas
- Pozo inyector

Es importante hacer notar que el tratamiento del CO₂ dependerá de la fuente que suministre el CO₂, pues también puede obtenerse de algún yacimiento productor de CO₂ (ejemplo el Campo Carmito). Para el caso del CO₂ de una fuente antropogénico el tratamiento dependerá del tipo de proceso del cual se haya obtenido este, para el caso de la captura en post-combustión el tratamiento se lleva a cabo por medio de solventes químicos como son las aminas.

El procesamiento o tratamiento que recibe el CO₂ se da principalmente en la etapa de captura, donde lo que se busca es el obtener una corriente de CO₂ con un alto grado de pureza, pues los contaminantes tales como el H₂S afectara la miscibilidad. Normalmente, el CO₂ viene acompañado de contaminantes, como el H₂S (endulzamiento) y agua (deshidratación). Se trata de eliminar el H₂S a minimas cantidades para de esta forma evitar la corrosión

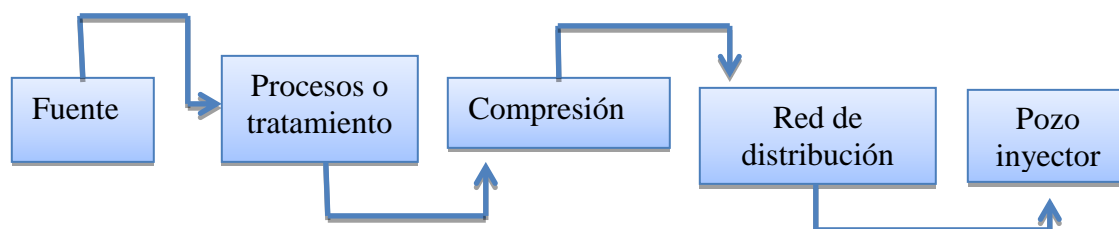


Figura 3.24 Diagrama general para la inyección de CO₂ (PEMEX, 2010)

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Los equipos de compresión dependerán de las condiciones requeridas a inyectar como volumen, presión y la disponibilidad de espacio para la instalación de equipos. Uno de los equipos que debe ser seleccionado de forma cuidadosa es el equipo de compresión principalmente por el costo que tienen estos. Los equipos de compresión son clasificados en:

- Compresores centrífugos
- Compresores de desplazamiento positivo.

Los equipos centrífugos manejan rangos de presiones de descarga y volúmenes de gas altos y manejan un tamaño más compacto que los equipos de desplazamiento positivo. Mientras que los compresores de desplazamiento positivo manejan pequeños volúmenes de gas, pero se puede tener rangos de presiones de descarga altas.

Para el caso del CO₂, se busca diseñar la etapa de compresión de tal manera que el CO₂ pase de la fase gaseosa a la supercrítica sin pasar por la fase líquida o de mezcla. Una vez que el CO₂ se encuentre en el estado supercrítico se debe buscar que nunca caiga en la región bifásica pues en este caso se generaría un congelamiento y una caída mayor de presión en las líneas. En algunos casos será necesario estaciones de compresión intermedias para de esta forma poder asegurar que el CO₂ permanezca en estado supercrítico.

Será importante que el proyecto se vaya llevando a cabo tal y como se diseñó, por este motivo será importante el monitorear el proyecto para de esta forma realizar evaluaciones constantes, en caso de que el proyecto no esté funcionando como se había esperado es importante el realizar modificaciones que compongan el comportamiento de proyecto, todo esto se dará a escala de prueba piloto.

La última etapa dentro del proceso de implementación de un proceso de recuperación mejorada es la masificación del proceso, la cual consiste en extender su aplicación a escala macro (Rivera, 2010), el punto de partida de esta etapa es el éxito de la prueba piloto y de la cual ya se obtuvo cierta experiencia, pero no por esto se debe de dejar de monitorear y evaluar, debido a que el desempeño de la prueba puede variar por áreas debido a las heterogeneidades del yacimiento. . Por otro lado, con el paso del tiempo, las instalaciones, equipos y pozos pueden presentar problemas de corrosión, desgaste, fugas y otros; por lo que, en un momento dado, será necesario hacer las correcciones o ajustes respectivos. En términos generales en esto consiste el diseño e implementación de la inyección de CO₂.

CAPITULO IV. SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA LA INYECCIÓN DE CO₂.

4.1 Introducción

La Simulación de yacimientos es una herramienta que le permite al ingeniero optimizar la producción de un yacimiento. Lo que se busca es obtener el esquema de producción más óptimo para ello se analizaran los siguientes esquemas de producción:

- Inyección de agua
- Inyección de CO₂ inmisible
- Inyección de WAG
- Inyección de agua+CO₂

Dichos escenarios serán comparados con un caso base el cual consiste en la explotación del yacimiento sin la aplicación de ningún método de recuperación mejorada. En este capítulo se analizarán los esquemas desde un punto de vista técnico para complementar dicho análisis en el siguiente capítulo en el cual se analizaran los esquemas desde el aspecto económico, para de esta forma poder elegir la mejor opción de explotación.

Las dimensiones son 21x x 21y x 7z celdas la malla. Para el caso base el análisis se compone de 4 pozos productores, situados como se muestra en la Figura 4.1. La longitud que tiene tanto en x como en y cada celda es 78.74 ft, mientras que en dirección z la celda mide 16.04 ft. Los cuatro pozos fueron terminados en la quinta capa del yacimiento.

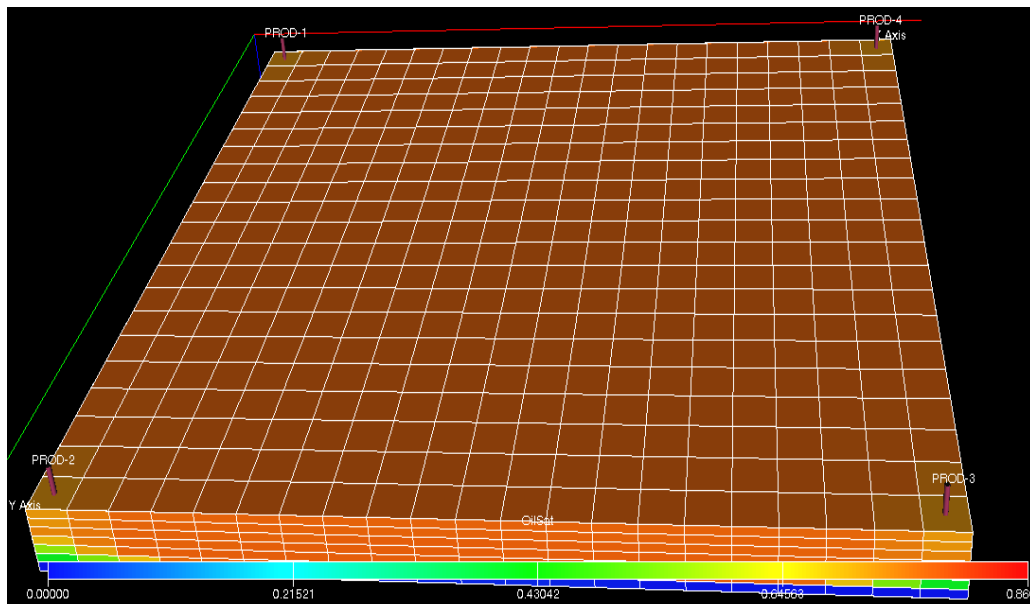


Figura 4.1 Localización de los pozos para el caso base.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Para los escenarios restantes el arreglo consta de cuatro pozos productores y un inyector. El pozo inyector se encuentra ubicado en el centro del yacimiento y terminado en la séptima capa, es decir, la base del yacimiento, mientras que los productores se encuentran en las esquinas del yacimiento. El arreglo de los pozos es mostrado en la Figura 4.2.

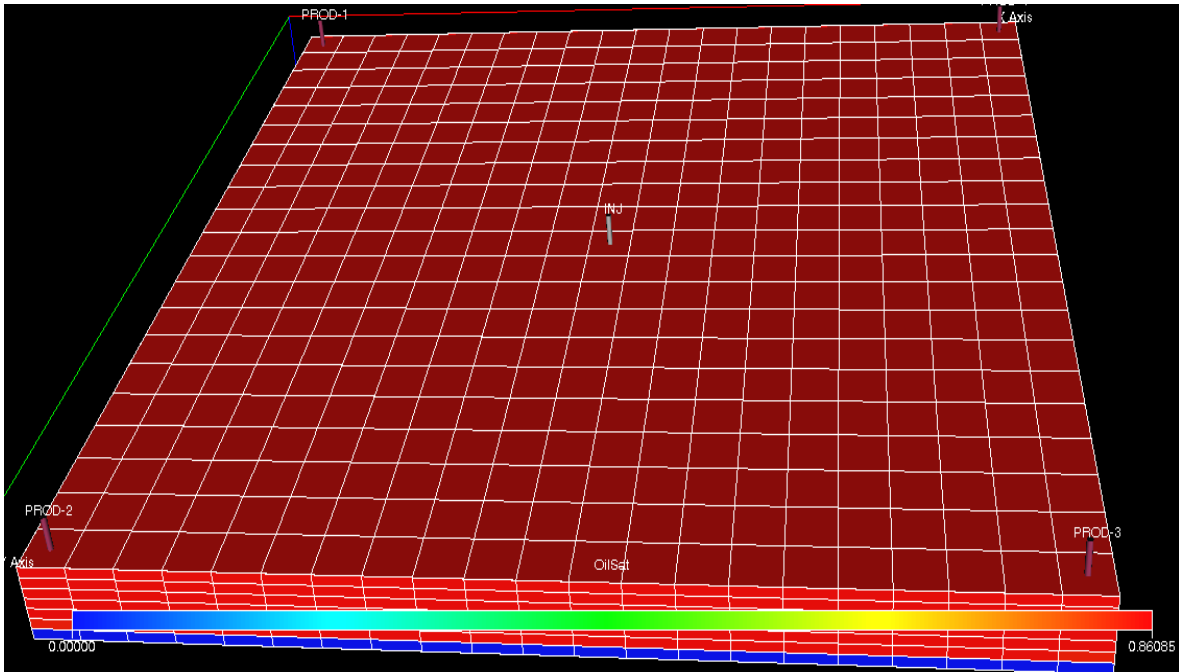


Figura 4.2 Distribución de pozos al comienzo de la inyección bajo el esquema WAG.

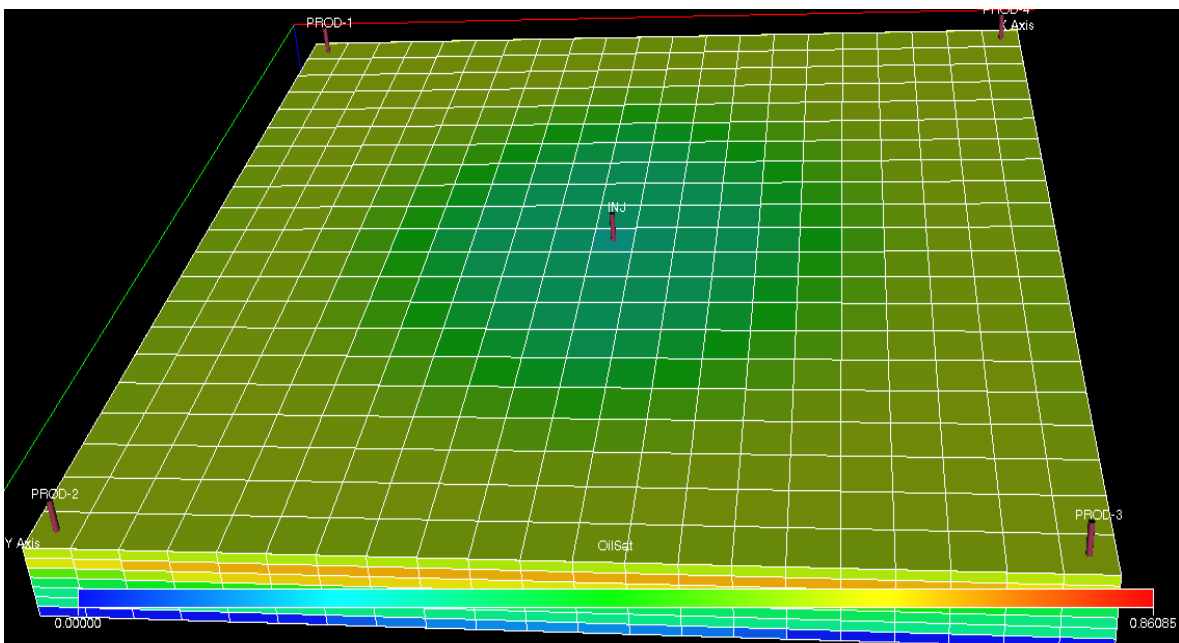


Figura 4.3 Comportamiento de la saturación de aceite después de un cierto tiempo de explotación.

En la figura 4.3 se muestra el comportamiento de la saturación de aceite al paso de un cierto tiempo de explotación, se puede observar cómo se está llevando a cabo el barrido en las diferentes celdas de la malla.

4.2 DESCRIPCIÓN DE LOS ESQUEMAS DE INYECCIÓN.

4.2.1 INYECCIÓN DE AGUA.

Para el esquema de inyección de agua se analizó la inyección continua de agua a partir del séptimo año hasta el final del proyecto, con un gasto constante de 2000 bl/ diarios, con lo cual anualmente estaríamos inyectando 730 000 barriles de agua. A partir del inicio de la inyección de agua se comenzará a tener una producción de agua con lo cual se tendrá que estar preparado para el manejo de la misma en superficie, dicha situación se ilustra en la Figura 4.4.

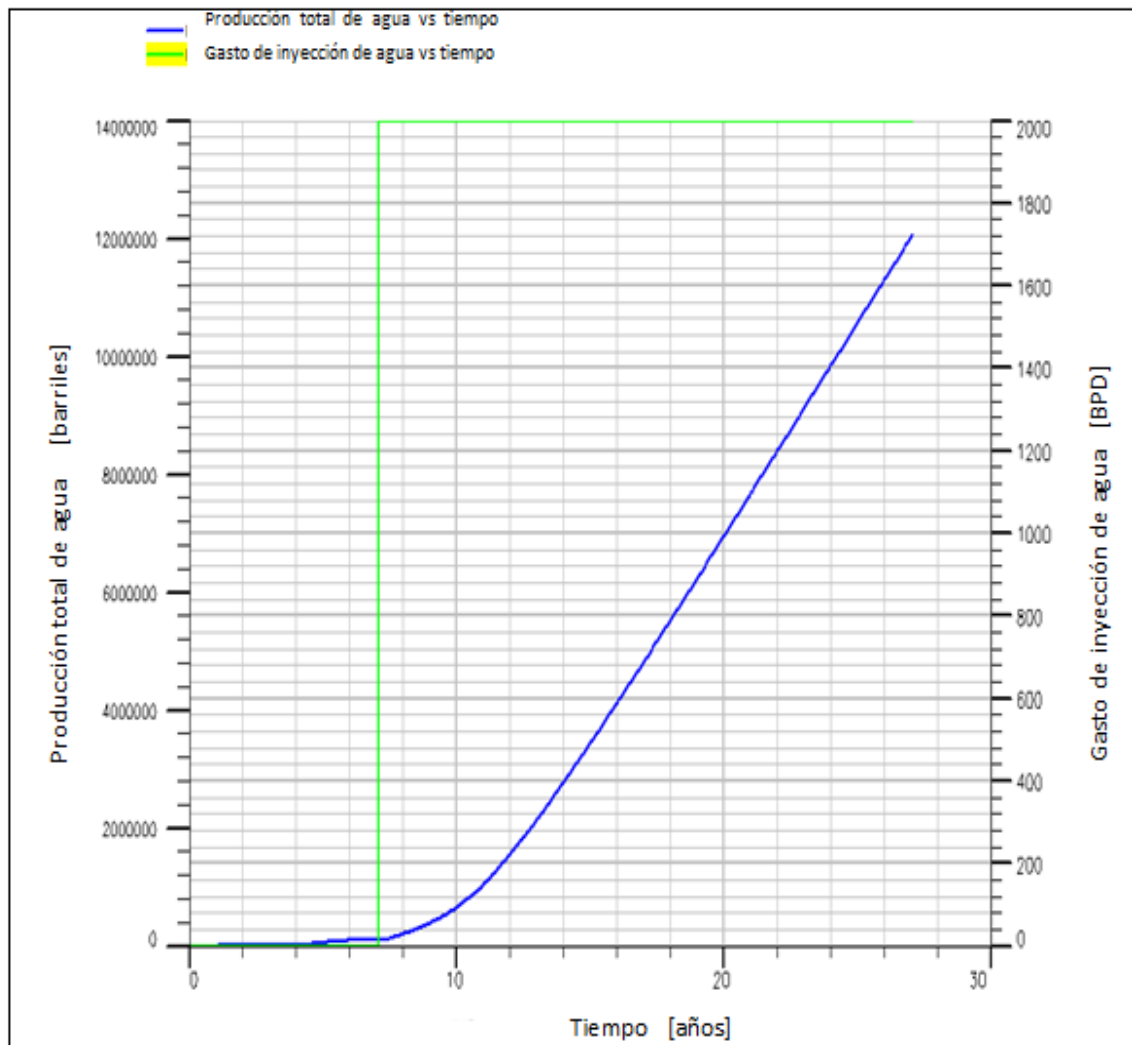


Figura 4.4 Comportamiento de la producción de agua y de la inyección de agua en el esquema de inyección de agua.

4.1.2 INYECCIÓN DE CO₂.

El esquema de inyección de CO₂ se da con la inyección de CO₂ a partir del séptimo año con un gasto de 2 MMcf diarios hasta el final del proyecto, una de las ventajas de utilizar este esquema de inyección es la gran cantidad de CO₂ que se estaría inyectando, pues estaríamos inyectando 104 toneladas de CO₂. Algo que era de esperarse es que la RGA aumentara de una forma considerable después de comenzar con la inyección de CO₂, lo anterior queda demostrado en la Figura 4.5.

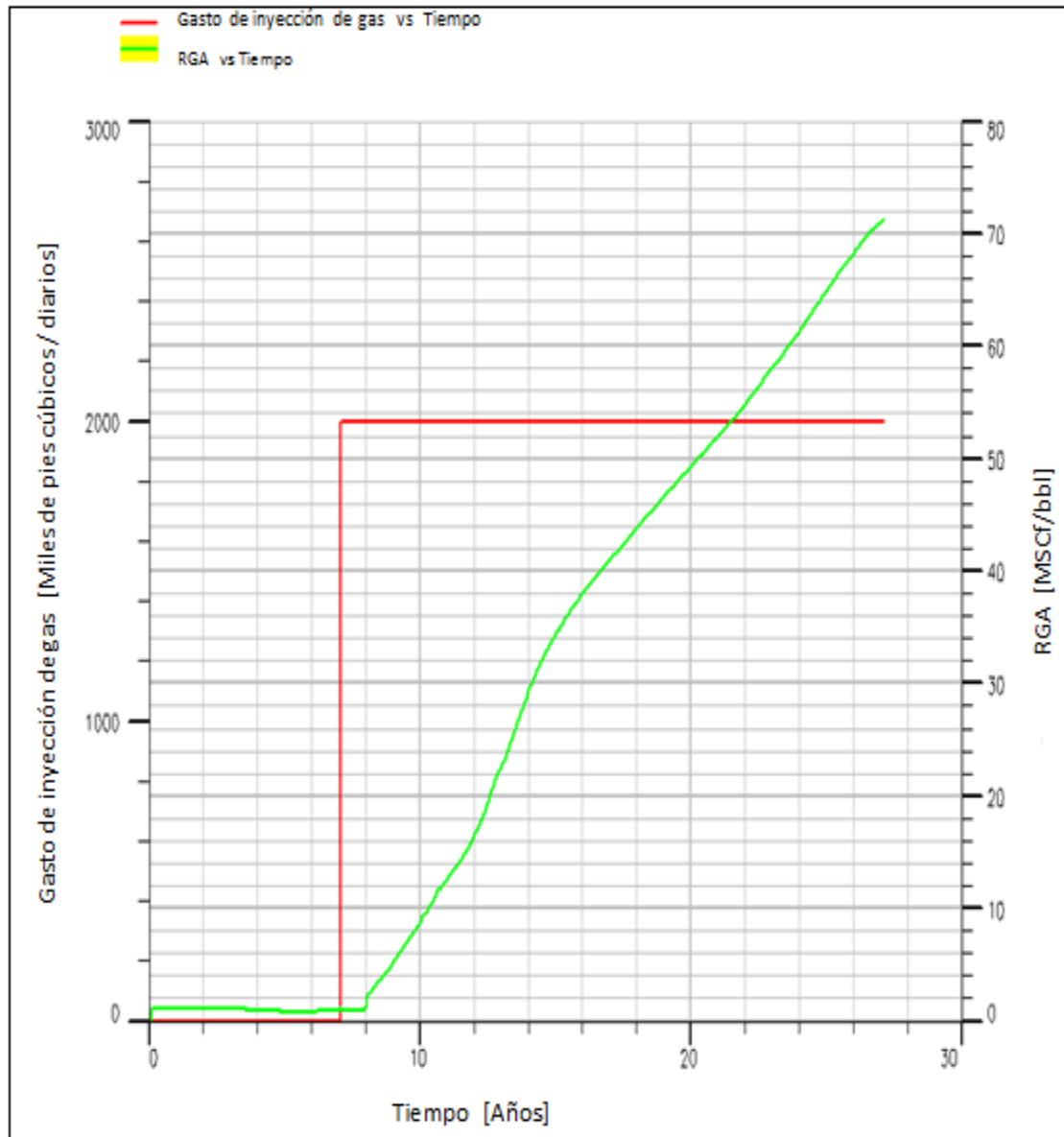


Figura 4.5 Comportamiento del gasto de inyección de CO₂ y de la RGA dentro del esquema de inyección de CO₂.

4.1.3 INYECCIÓN WAG

La inyección alternada de agua y CO₂, mejor conocida como WAG por sus siglas en inglés, es uno de los esquemas que mejores resultados ha arrojado a nivel mundial. Este esquema consiste en la inyección alternada de agua y CO₂, cada fluido es inyectado durante un periodo de dos años. La inyección de agua se da con un gasto de 2000 barriles diarios mientras que la inyección de CO₂ se da con un gasto de 1 MMcf diarios. Este esquema busca sacar la ventaja que tanto el CO₂ y el agua dan en la recuperación de hidrocarburos inyectándolos de manera alternada. La Figura 4.6 ilustra cómo se dan los periodos de inyección.

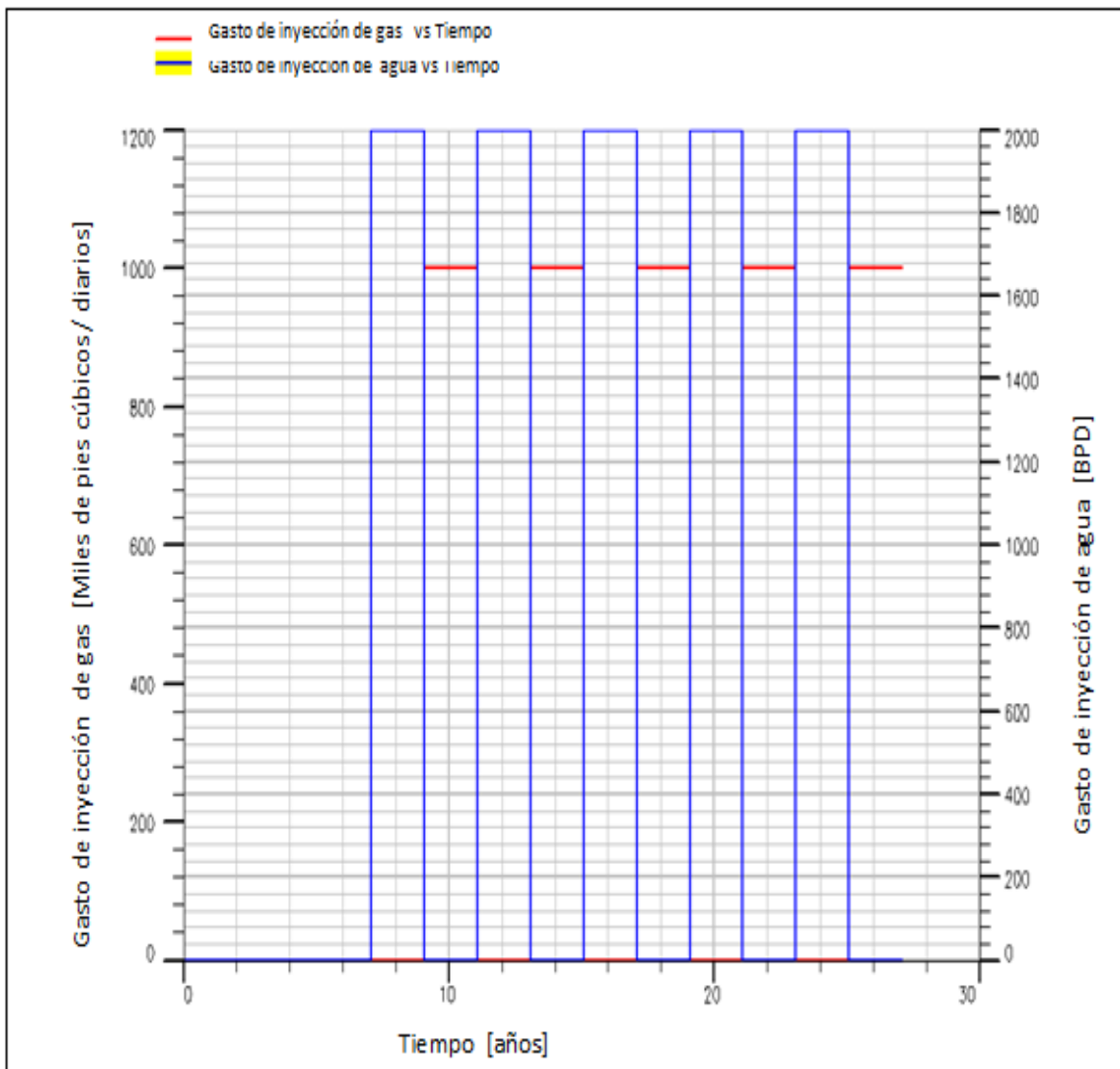


Figura 4.6 Comportamiento de los gastos de inyección del CO₂ y del agua.

4.1.3 INYECCIÓN DE AGUA + CO₂.

En el esquema de inyección de agua+CO₂ son inyectados agua y CO₂ cada uno durante un periodo de tiempo con un gasto constante. El primer fluido inyectado es el agua durante un periodo de 3 años a partir del séptimo año con un gasto 1500 barriles diarios, al cabo de los 3 años de la inyección del agua comienza la inyección de CO₂ con un gasto de 2 MMcf diarios. La Figura 4.7 ilustra cómo se da la inyección de ambos fluidos durante la vida del proyecto.

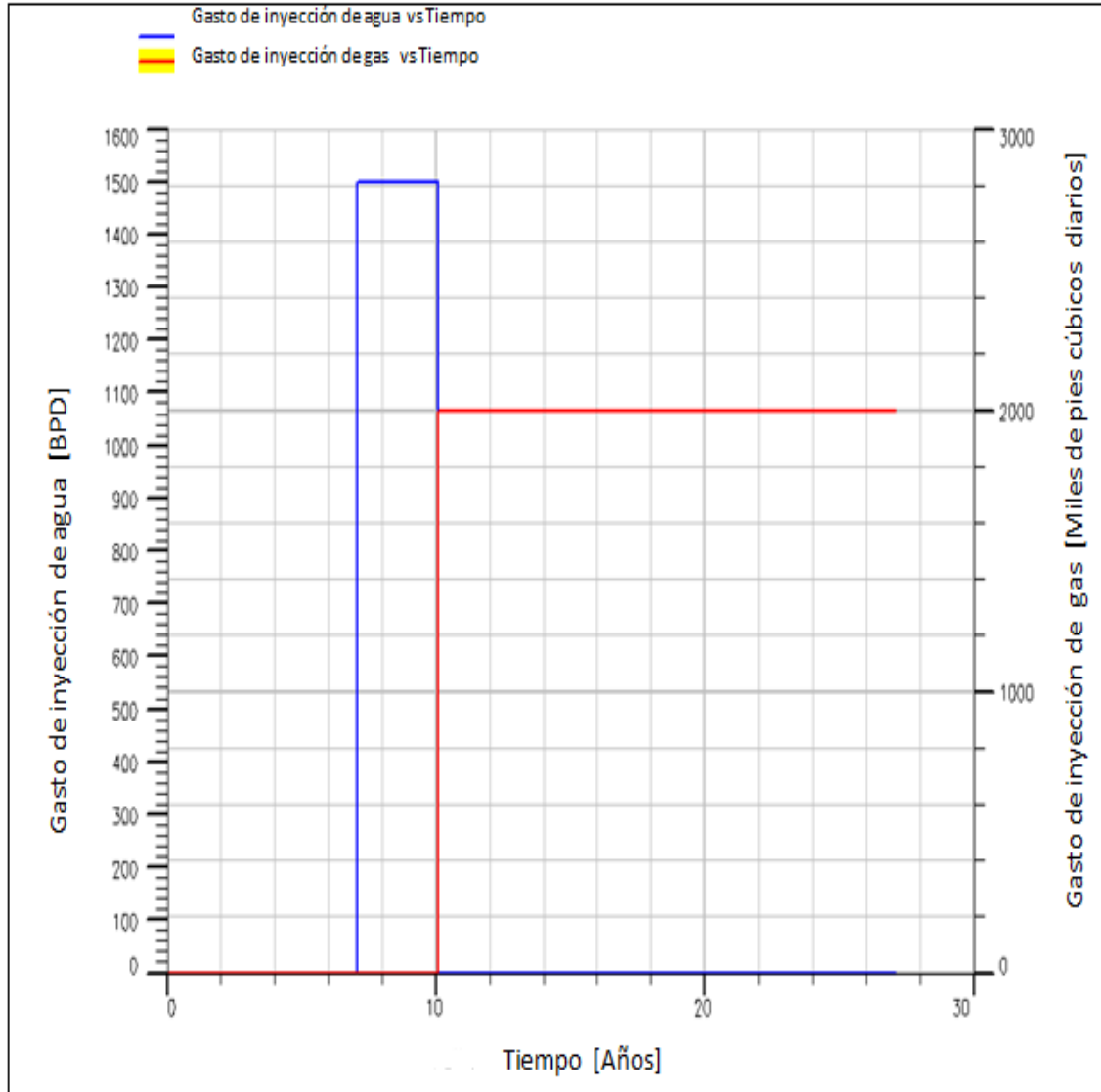


Figura 4.7 Inyección de CO₂ y del agua durante la vida del proyecto.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Conociendo los esquemas de inyección que se aplicaran al yacimiento procederemos a compararlos para a partir de aquí poder decidir cuál es el mejor esquema de inyección técnicamente hablando.

Todos los esquemas de inyección muestran un comportamiento similar hasta el séptimo años, pues a partir de este es cuando se implementa la inyección de algún fluido.

4.3 Comparación de los esquemas de inyección.

Uno de los parámetros más importantes para analizar es el factor de recuperación (FOE), este indica el porcentaje de aceite en el yacimiento que se recupera.

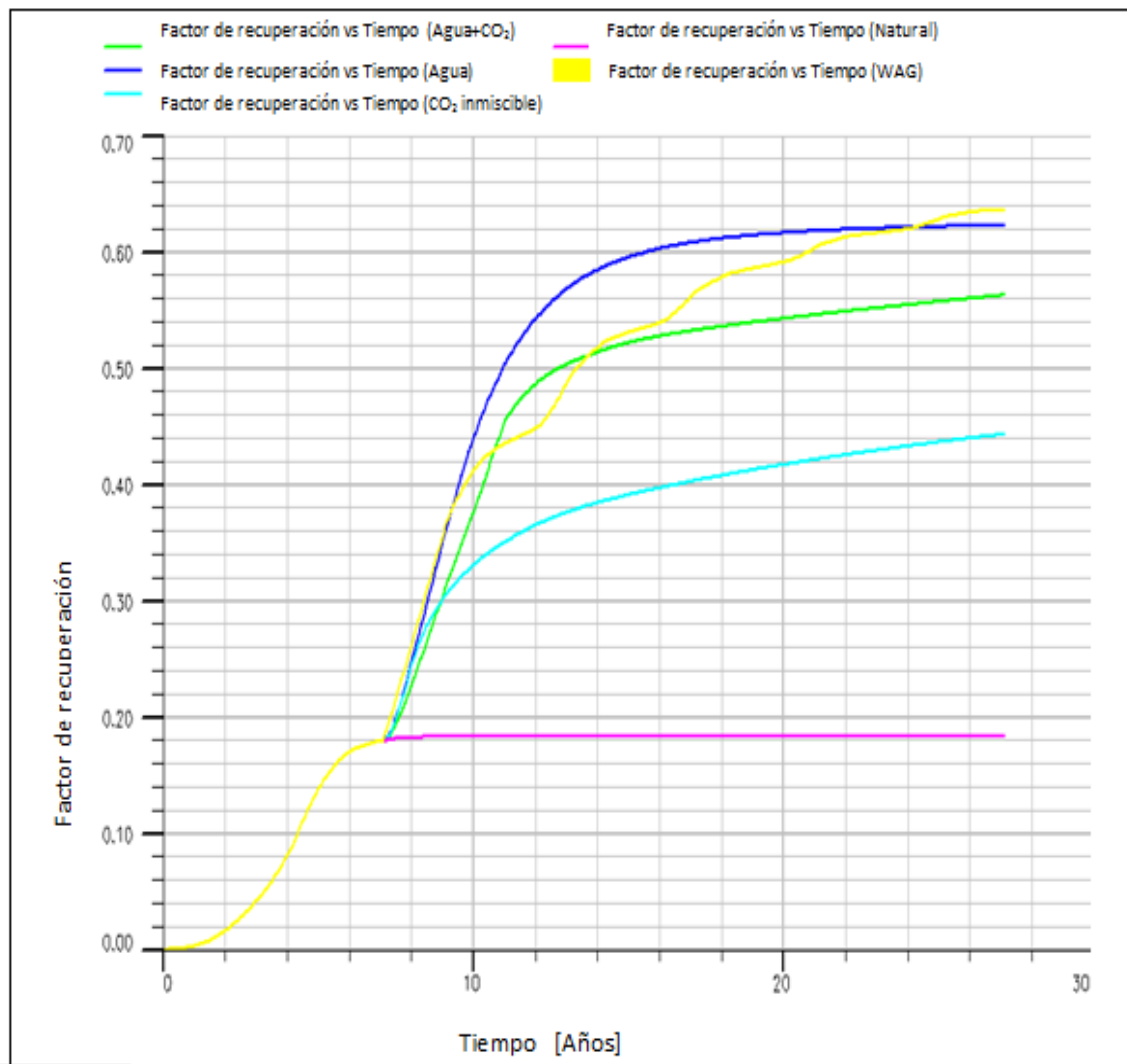


Figura 4.8 Comportamiento del factor de recuperación para los distintos esquemas de inyección.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

La Figura 4.8 nos muestra el factor de recuperación para cada uno de los esquemas, en dicha imagen se puede observar que el mejor esquema es el de WAG pues logra recuperar la mayor cantidad de aceite aproximadamente el 63 % de aceite. También se puede concluir que si no se le inyectara energía externa al yacimiento la cantidad de aceite recuperado sería muy bajo, aproximadamente se recuperaría el 18%.

La Tabla 4.1 nos muestra el factor de recuperación final para cada esquema de producción, la recuperación que se obtiene del esquema WAG y del esquema de inyección continua de agua son muy parecidas.

Esquema de Producción	Factor de Recuperación %
WAG	63
Inyección de agua	62
Inyección de agua+CO ₂	56
Inyección de CO ₂	44
Caso base	18

Tabla 4.1 Comparativa de los factores de recuperación.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

El comportamiento del gasto de producción es uno de los parámetros que deben de ser evaluados, algo que se espera es que los mayores gastos de producción fueran obtenidos por el esquema de producción de WAG. En la Figura 4.9 se observa dicho comportamiento.

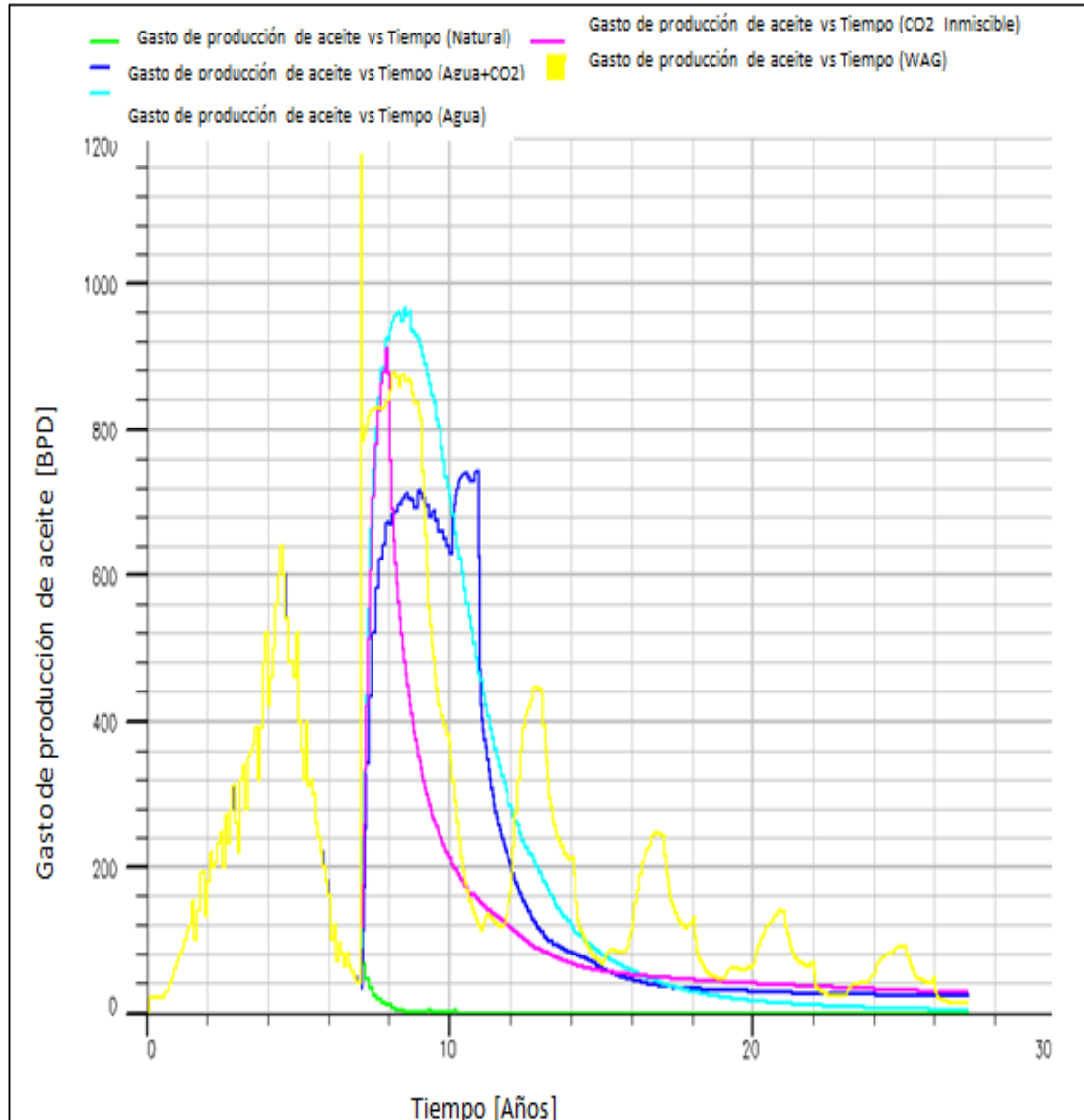


Figura 4.9 Comportamiento de los gastos de producción para cada esquema de producción.

En el caso base (verde) se observa que a partir del octavo año el yacimiento no es capaz de producir aceite. Es por ello que es necesario el considerar suministrarle energía al yacimiento a través de algún fluido. En la Figura 4.9 se observa que el yacimiento reacciona de una manera favorable a la inyección del CO₂ y/o agua.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

La cantidad total de aceite extraído es un parámetro clave. La Figura 4.10 nos muestra el comportamiento de la producción acumulada para los distintos esquemas de producción, el cual como era de esperarse es mayor para el esquema de WAG, el esquema de WAG y el de inyección de agua muestra una producción acumulada de arriba de 2 MM de barriles.

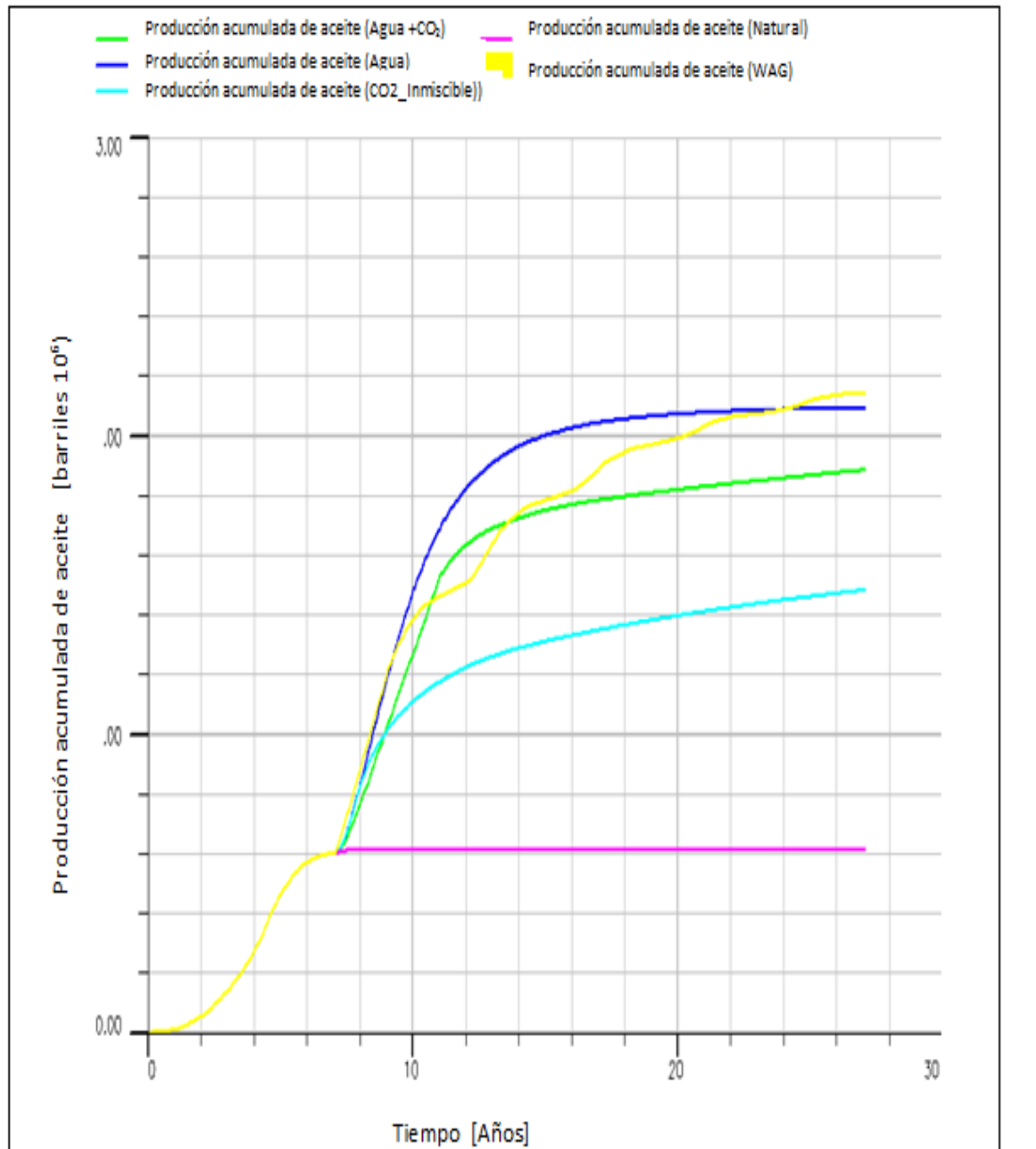


Figura 4.10 Muestra el comportamiento de la producción acumulada para los distintos esquemas.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Para el caso base se observa claramente que a partir del octavo año la producción acumulada no aumenta. El esquema de inyección de CO₂ muestra una recuperación de aceite bajo con respecto a los otros tres esquemas de inyección.

La Figura 4.11 nos muestra el comportamiento de la presión para los distintos esquemas de inyección.

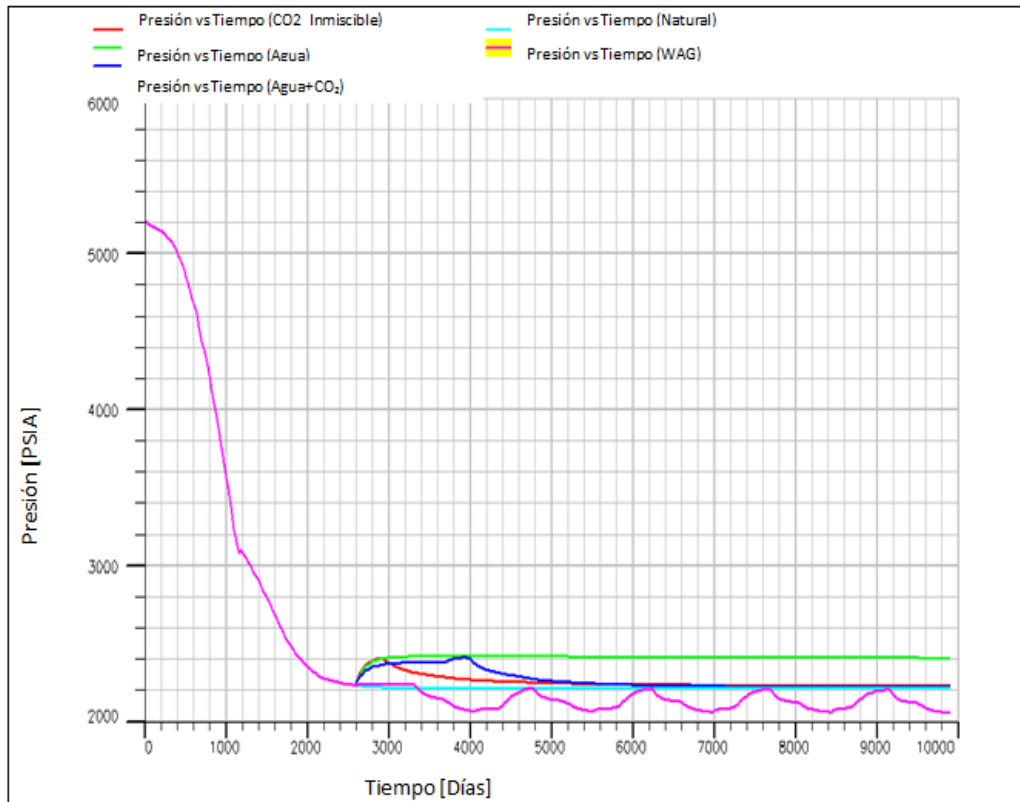


Figura 4.11 Comportamiento de la presión para los esquemas de producción.

La figura 4.11 muestra un comportamiento muy parecido para todos los esquemas de producción.

Lo ideal sería producir solamente aceite, pero lamentablemente esta situación no se da. La producción se compone de aceite, agua y gas por lo cual será importante el tener en cuenta cómo se comportan dichos fluidos, debido a que el manejo de estos en superficie afectaran nuestras ganancias.

En las Figuras 4.12 y 4.13 se presentan el comportamiento de la RGA y de la producción total de agua respectivamente. Para la Figura 4.12 se presenta un incremento considerable en los esquemas de inyección de CO₂ y agua+CO₂. Mientras que para la Figura 4.13 la producción más alta de agua es obtenida por el esquema de inyección de agua. El esquema de WAG también presenta un incremento importante.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

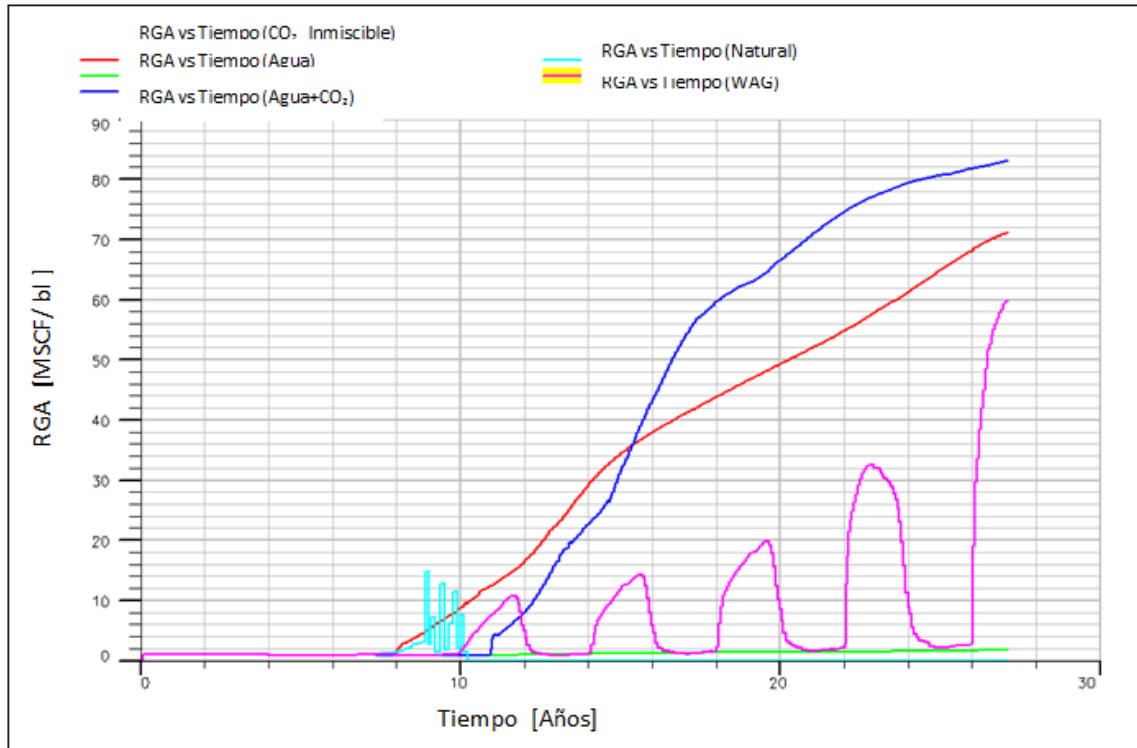


Figura 4.12 Relación gas-aceite (RGA) para los distintos esquemas.

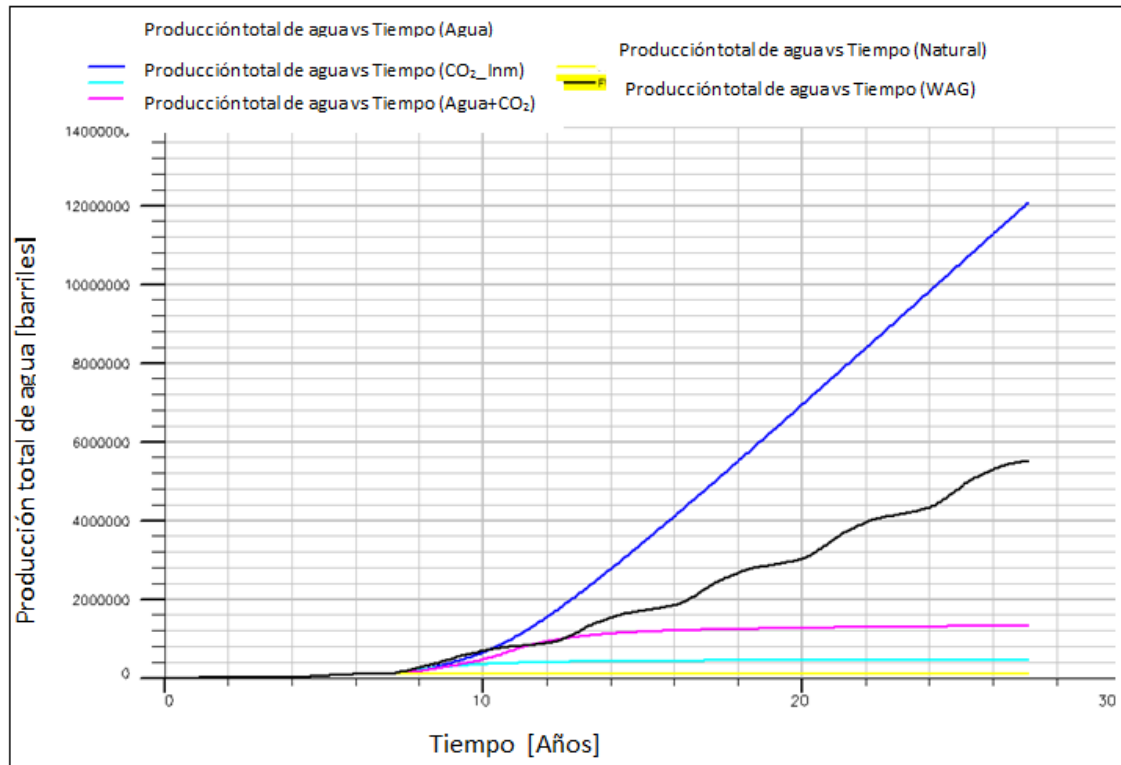


Figura 4.13 Producción total de agua para los esquemas analizados

CAPITULO V. ANÁLISIS ECONÓMICO.

5.1 Introducción

La industria petrolera es una ciencia multidisciplinaria, la cual busca maximizar sus ganancias con el menor riesgo posible, ya que en dicha industria abundan los riesgos y las incertidumbres. Un análisis económico complementa un análisis técnico. Para elegir la mejor opción de explotación debe ser analizado tanto técnicamente como económicamente.

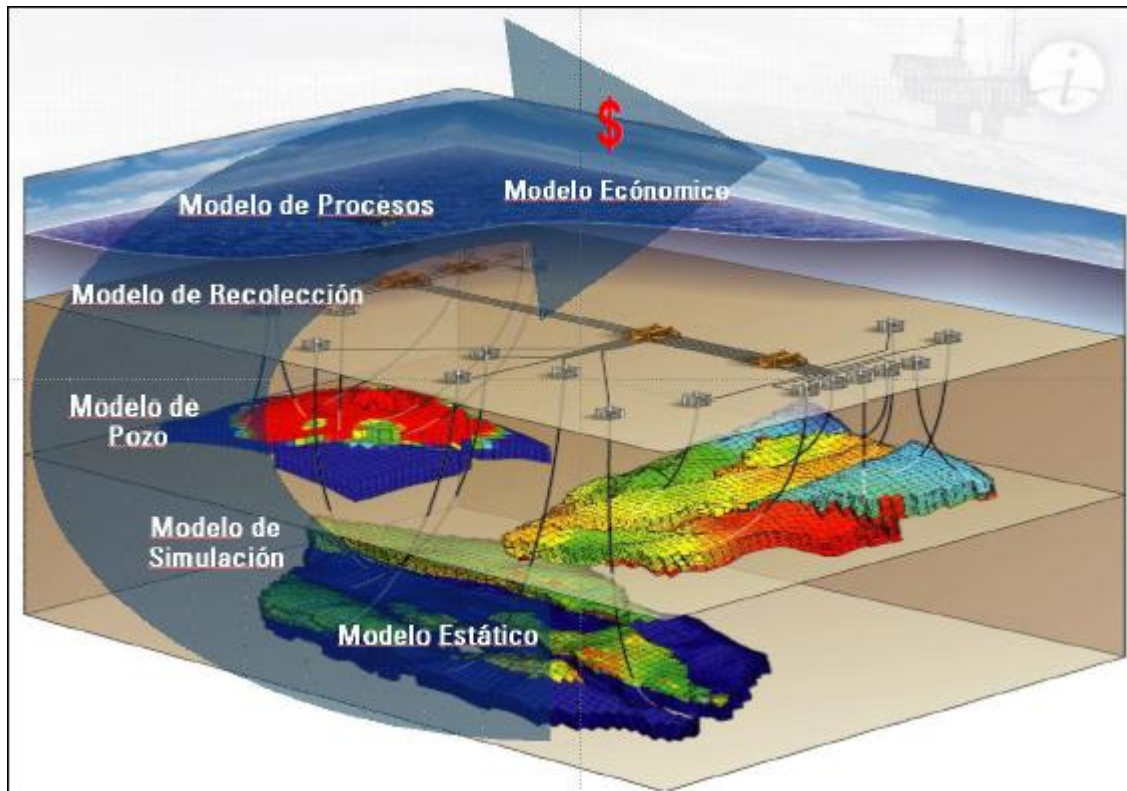


Figura 5.1 Flujo de Trabajo de un proyectos (schlumberger, 2000)

Para poder determinar cuál es el mejor escenario de producción es necesario realizar un análisis económico el cual complementara el análisis técnico anteriormente realizado. El proceso para elegir cual es el mejor escenario de producción es largo y complejo el cual es mostrado en la Figura 5.1.

La evaluación adecuada de los riesgos e incertidumbre nos permitirá elegir la mejor opción considerando no solo las ganancias si no también el riesgo que cada escenario tiene. Para dicha tarea se han desarrollado herramientas que permitan la correcta toma de decisiones.

5.2 Metodología de la evaluación económica de proyectos.

La evaluación económica es el procedimiento a través del cual se determina si un proyecto genera flujos de efectivo positivos, en el cual se determinan las ganancias para cada una de las opciones analizadas. Es importante generar un matriz de decisión o también llamado diagrama de oportunidades el cual identifica los posibles procesos, tecnologías, actividades y opciones, cuya combinación, bajo criterios de aplicabilidad y oportunidad construirán posibles escenarios de explotación (GDPE, 2010), un ejemplo de una matriz de decisiones es mostrado en la Tabla 5.1, el cual muestra una serie de opciones.

Tecnología	Volumen	Inyección	Tratamiento	Instalaciones
Inyección de agua	2000 BD	Pozo nuevo	Fluido nuevo	Nueva
Inyección de agua y CO₂	2 MMPCD 1500 BD	Pozo nuevo	Fluido nuevo con recirculación	Nueva
Inyección de CO₂	2 MMPCD	Pozo nuevo	Fluido nuevo con recirculación	Nueva
WAG	2000 BD 1 MMPCD	Pozo nuevo	Fluido nuevo con recirculación	Nueva

Tabla 5.1 Diagrama de oportunidades

La evaluación económica se da a través de la obtención de indicadores económicos como son el VPN, TIR, RBC, etc., los cuales nos indican que tan rentable es dicha opción sobre las demás. Para el caso de proyectos de recuperación mejorada, el modelo paramétrico es el valor presente neto (VPN), que es alimentado por CAPEX, OPEX y los pronósticos de producción que son obtenidos de diferentes medios, en nuestro caso dichos pronósticos fueron obtenidos a través de la simulación de yacimientos. La evaluación económica está en función de cuatro variable las cuales son:

- Producción
- Precio
- OPEX
- CAPEX

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

La correcta evaluación de cada variable será de suma importancia para que de esta forma obtengamos resultados confiables. La producción en nuestro caso es obtenida por medio de la simulación numérica, en algunos otros casos se puede obtener con ayuda de otras herramientas como son: curvas de declinación, balance de materia, etc. Obviamente se busca que el método utilizado sea lo más preciso posible, pues de ello depende que nuestros ingresos sean lo más apegados a la realidad. El precio es la variable con la mayor incertidumbre y la cual no depende en ningún momento de nosotros.

Los egresos están integrados por los OPEX y los CAPEX, los OPEX representan los costos de operación mientras que los CAPEX son los costos de inversión. Los OPEX y los CAPEX involucran una serie de operaciones y actividades las cuales cambiarán de acuerdo al tipo de proceso que se esté llevando a cabo en el yacimiento, Figura 5.2.



Figura 5.2 CAPEX y OPEX de un proyecto de inyección de CO₂.

En el capítulo anterior se eligieron cuatro escenarios de producción además de un caso base, en dicho capítulo se hizo un análisis técnico, en el capítulo presente procederemos a obtener los indicadores económicos más importantes para cada escenario, el primer escenario que analizaremos es el VPN. Para cada escenario de explotación será necesario obtener su VPN. El VPN es la diferencia entre el flujo de efectivo por una inversión y la propia inversión inicial. Dicho indicador económico permite determinar si una inversión cumple con el objetivo de maximizar la inversión.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Para la realización del análisis económico se tomaron las siguientes premisas:

- El horizonte de análisis fue de 20 años.
- Precio de aceite de 70 DI/barril.
- Precio de gas de 5 DI/Mpc.
- Dentro de los egresos los OPEX ocupan el 90 % y los CAPEX 10 %.
- Los OPEX y los CAPEX fueron tomados de 15 DI/barril producido, con la proporción antes mencionada.
- Las producciones tanto de aceite como de gas fueron tomadas del capítulo anterior.
- De acuerdo al capítulo II se asumió un precio del CO₂ de 60 DI/Ton, el cual involucra la captura, transporte, almacenamiento.
- Tasa de descuento del 10%.

Esquema de producción	VPN MMdi
WAG	48.6
Inyección de agua	48.5
Inyección agua+CO ₂	47.3
Inyección CO ₂	41.3

Tabla 5.2 Comparativa de los VPN para cada esquema de producción.

En la Tabla 5.2 son comparados los VPN de los diferentes procesos con opción a ser aplicados. Hasta este punto se podría decir que el mejor esquema de explotación es WAG, es la que genera la mayor ganancia, dicho opción es la que mayor cantidad de aceite extrae. Mientras que la inyección continua de CO₂ es la que menos ganancia genera esto se debe principalmente al alto costo que implica capturar, transportar y almacenar el CO₂. Para concluir con nuestro análisis y poder elegir la mejor opción de explotación, haremos un análisis de riesgo, el cual nos permitirá cuantificar el riesgo asociado a cada esquema de explotación.

5.3 Análisis de riesgo.

La elección de un esquema de producción se debe de dar a través de dos parámetros como son: el riesgo y la rentabilidad. La cuantificación del riesgo se da por medio del método de Monte Carlo, el cual mediante la asignación de distribución de probabilidades a las variables determinar el riesgo y las incertidumbres de cada escenario.

El método de Monte Carlo lo que realiza es la iteración, tomando valores de las distribuciones de probabilidad asignadas a las variables con una gran incertidumbre, la elección de dichos valores se da de manera aleatoria, con lo cual se genera un distribución de probabilidad a través de las iteraciones hechas.

5.3.1 Análisis de Sensibilidad

La asignación de distribución de probabilidad se da a aquellas variables de las cuales existe una incertidumbre, una forma de reducir la incertidumbre es a través de un análisis de sensibilidad, el cual identifica a las variables que tienen un mayor impacto dentro de nuestras ganancias. El impacto potencial de las variables con incertidumbre sobre el desempeño del proyecto, en términos del VPN se puede visualizar mediante un diagrama de tornado (Palsson, 2003). En la parte de abajo se mostraran el análisis de sensibilidad para los distintos escenarios.

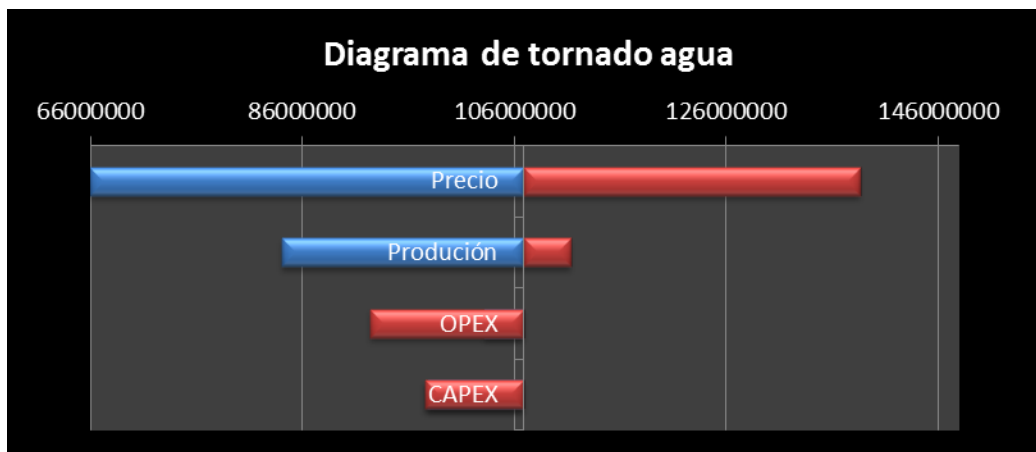


Figura 5.7. Diagrama de Tornado para la inyección de agua.

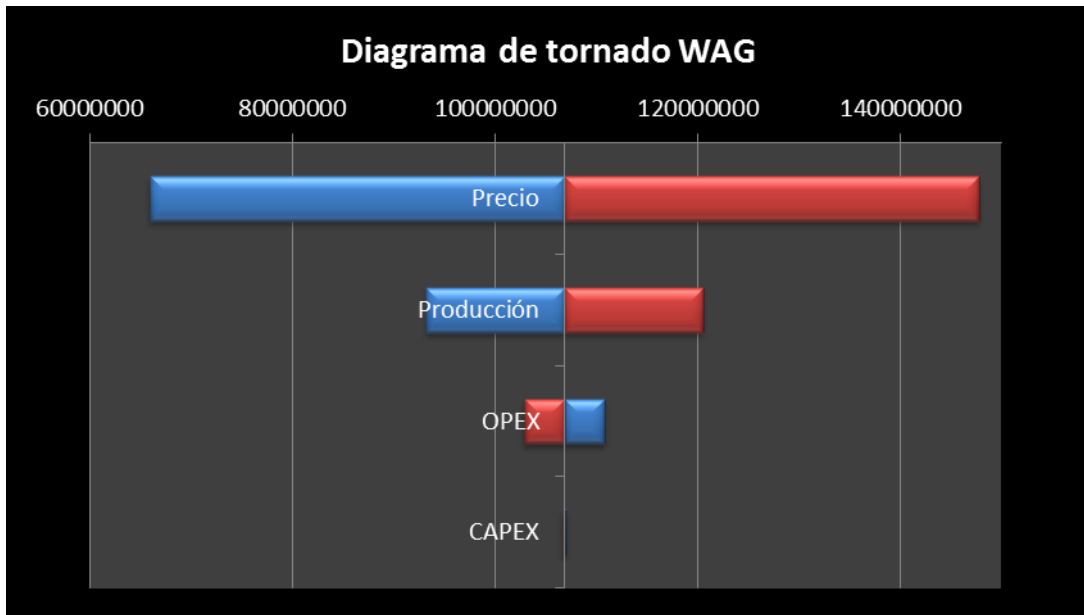


Figura 5.8 Diagrama de tornado para WAG.

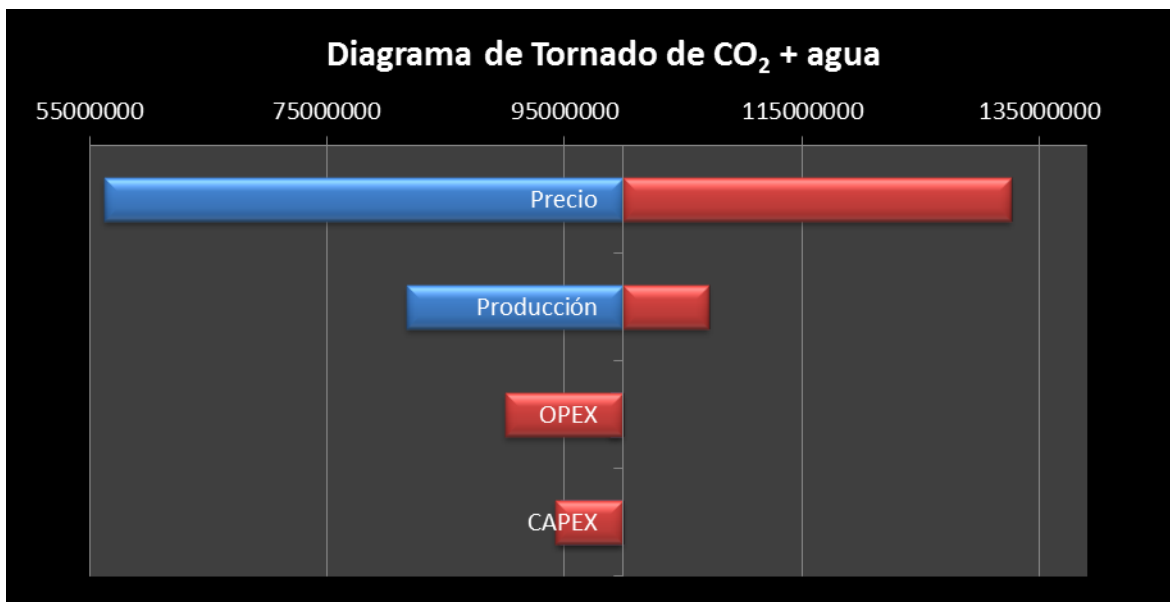


Figura 5.9 Diagrama de tornado para la inyección de agua+CO₂.

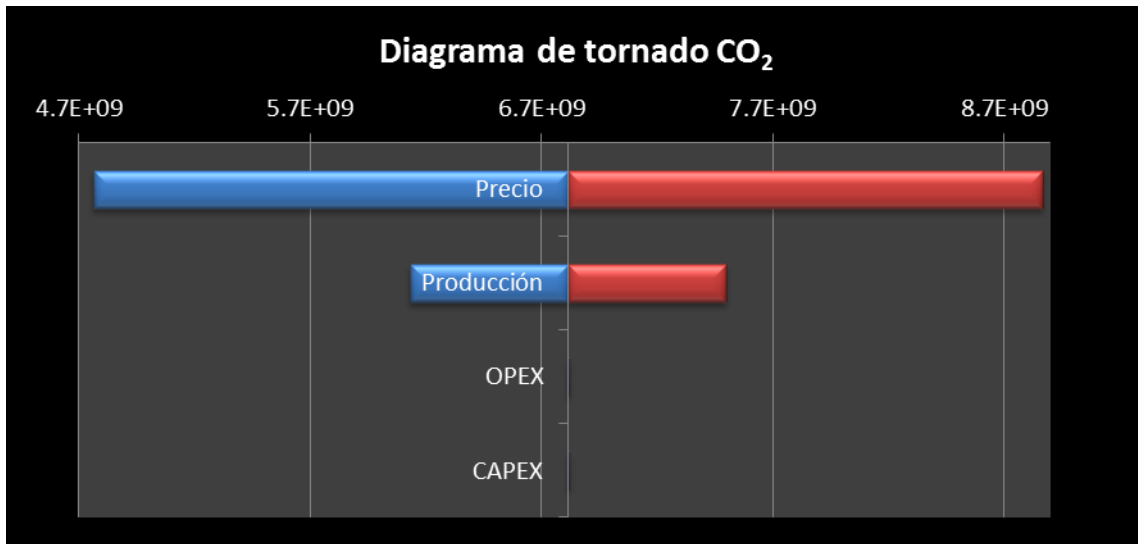


Figura 5.10 Diagrama de tornado de la inyección de CO₂.

A través de las Figuras 5.7, 5.8, 5.9 y 5.10 es mostrado el análisis de sensibilidad para los cuatro escenarios, se puede observar fácilmente que los parámetros con mayor impacto dentro de nuestro proyecto son el precio y la producción, con lo cual solo le asignaremos distribución de probabilidad a dichas variables.

Procederemos a realizar el análisis de riesgo para cada escenario, para el final poderlos comparar en una gráfica de desviación estándar contra el VPN, de esta forma podremos tomar una decisión en función de rentabilidad y riesgo.

Existe una gran variedad de distribuciones de probabilidad tales como son: normal, lognormal, triangular, exponencial, etc. Habrá que tener en cuenta las características principales de las distribuciones, para asignarle a nuestras variables la más adecuada. Tanto al precio como a la producción se le asignara una distribución log normal, se les suele asignar este tipo de distribución debido a que esta distribución no presenta valores negativos, y tanto el precio como la producción nunca tendrán valores negativos. Las Figuras 5.11 y 5.12 muestran como es asignada la distribución de probabilidad a aquellas variables con un impacto dentro de nuestro proyecto. La asignación de función de probabilidad debe de realizarse para cada caso.

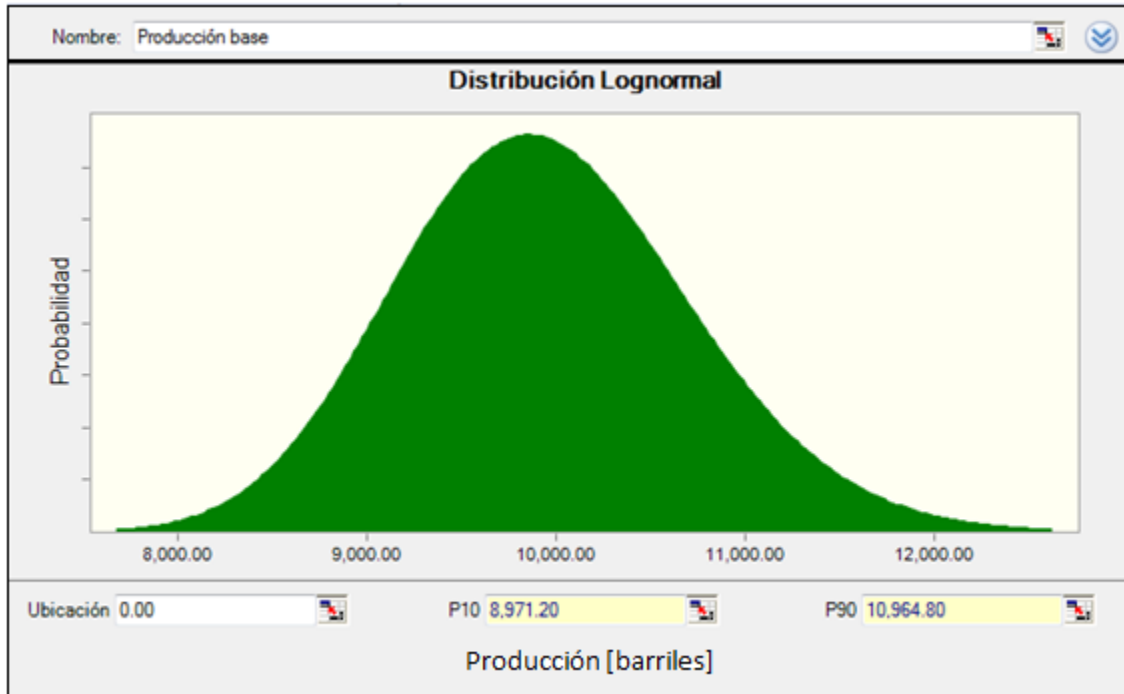


Figura 5.11 Distribución Lognormal asignada a la producción.

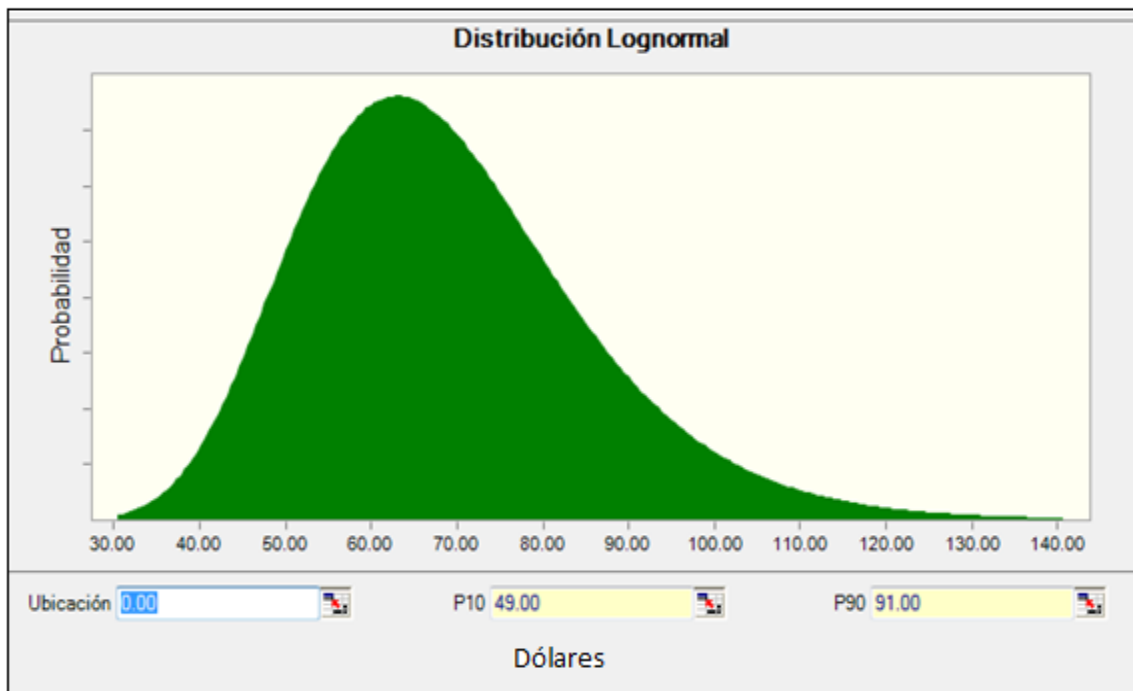


Figura 5.12 Distribución lognormal asignada al precio.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

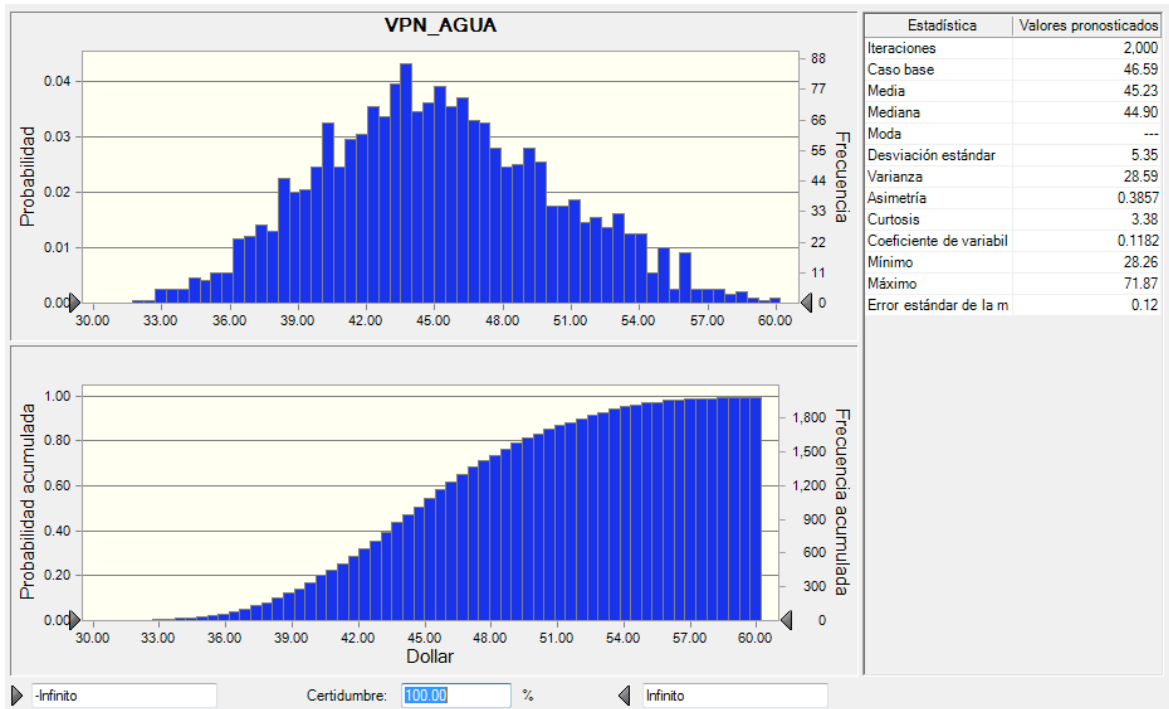


Figura 5.13 Distribución probabilística del VPN para la inyección de agua.

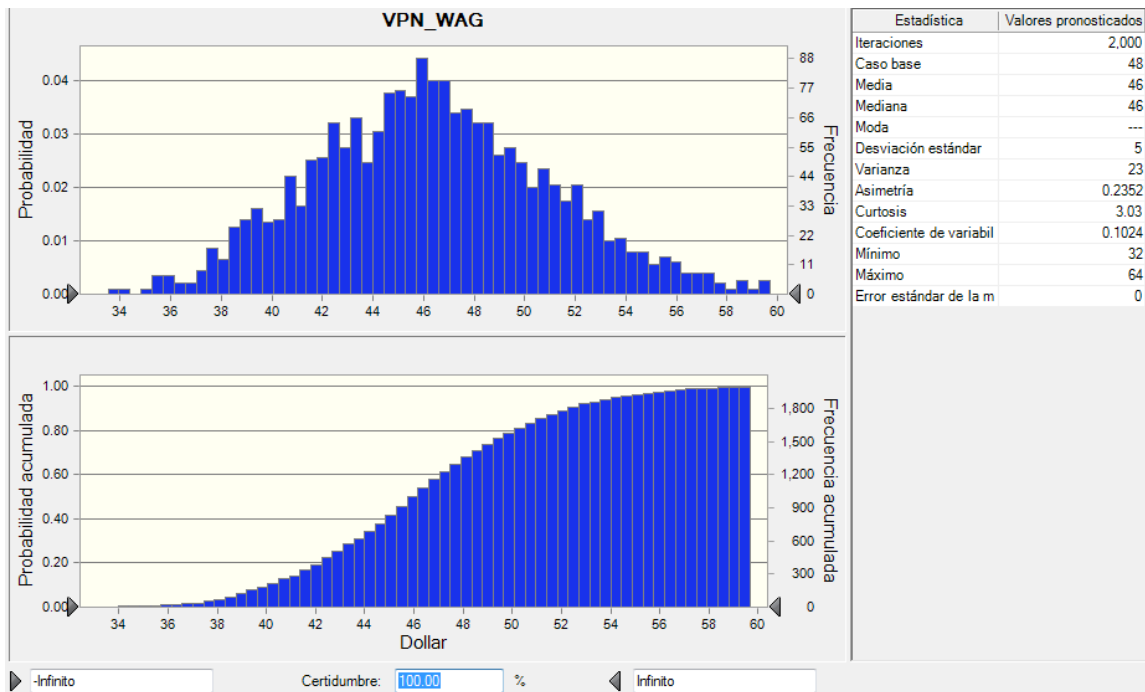


Figura 5.14 Distribución probabilística del VPN para WAG.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

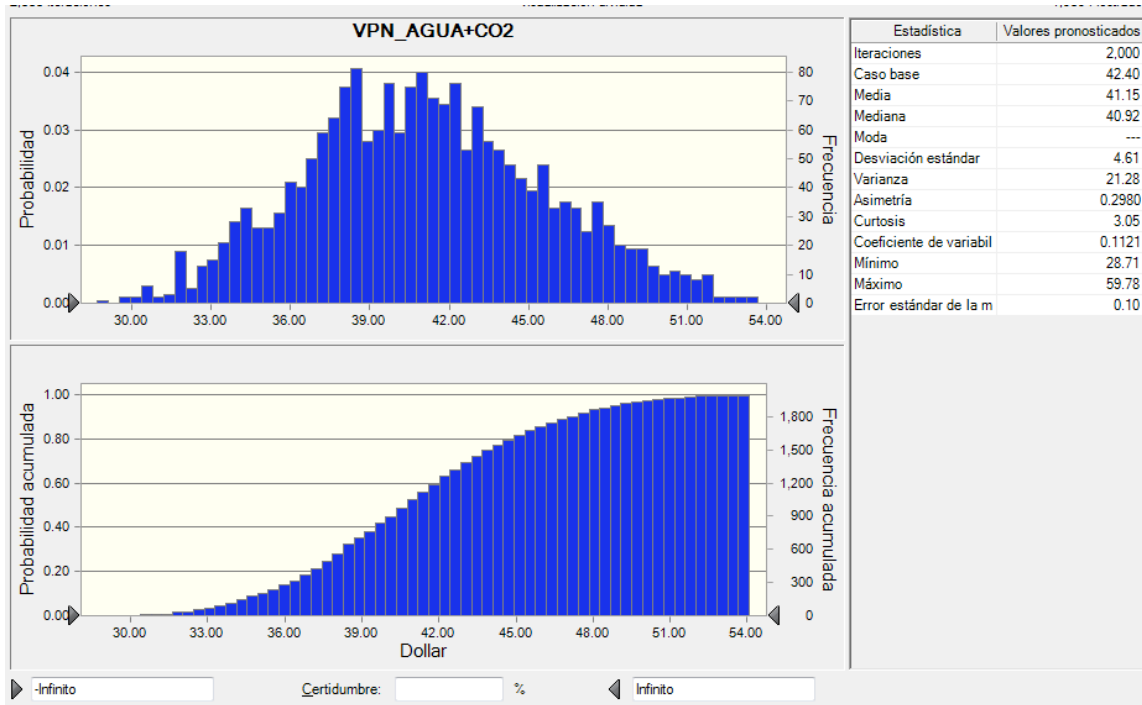


Figura 5.15 Distribución probabilística del VPN para la inyección de agua+CO₂.

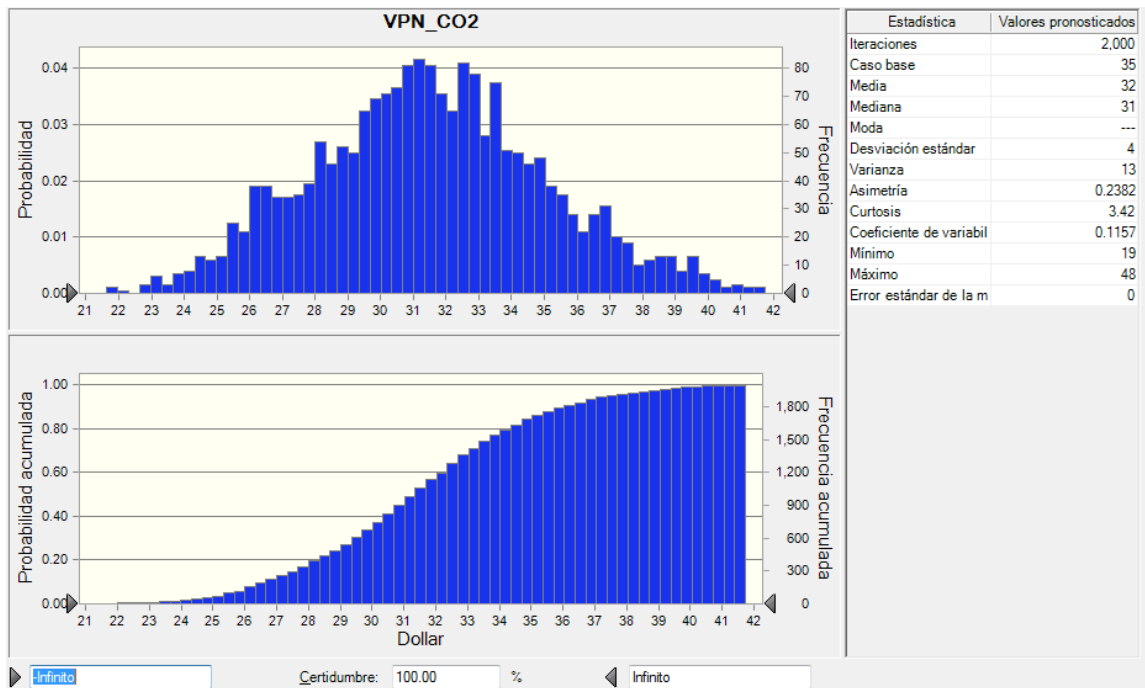


Figura 5.16 Distribución probabilística del VPN para la inyección de CO₂.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

En las Figuras 5.13, 5.14, 5.15 y 5.16 son mostrados los resultados arrojados por la simulación de Montecarlo para cada uno de los casos de análisis. En la tabla 5.3 se puede resumir tanto el análisis de rentabilidad como el de riesgo para cada uno de los escenarios.

Esquema de producción	VPN MM Dls	Desviación estándar
WAG	48.6	5
Inyección de agua	48.5	5.35
Inyección de agua+CO ₂	47.3	4.61
Inyección de CO ₂	41.3	4

Tabla 5.3 Cuantificación del riesgo y de la rentabilidad.

Una forma más fácil de poder visualizar los resultados obtenidos del análisis anterior es por medio del grafico de desviación estándar contra el VPN.

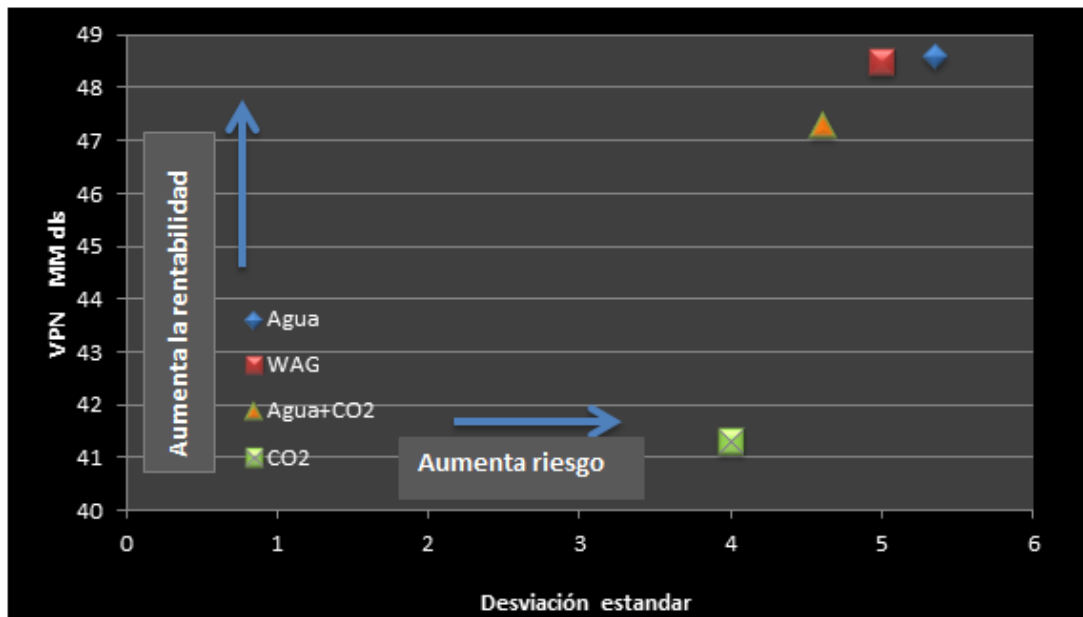


Figura 5.17 desviación estándar contra el VPN

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

La Figura 5.17 es el punto final dentro de la metodología de evaluación de proyectos, pues a partir de ella es posible elegir un escenario considerando la rentabilidad y el riesgo asociado a cada escenario. En dicho gráfico se analizan aspectos técnicos como también económicos. Dentro de los capítulos IV y V pudimos analizar que la elección del escenario de explotación estaría entre el esquema de inyección de agua o el de WAG, pero la Figura 5.15 nos da la pauta para descartar la elección de la inyección de agua, pues si bien las ganancias son muy parecidas, la inyección de agua tiene asociado un mayor riesgo, con lo cual podemos concluir que el mejor escenario de explotación es el de WAG.

CAPITULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

- Se ha notado que existe una relación entre el crecimiento económico y el consumo energético, el cual está centrado en el uso de combustibles fósiles. Generando como consecuencia el aumento de CO₂ principal gas causante del efecto invernadero. La principal consecuencia del aumento en las concentraciones de los GEI es el fenómeno conocido como cambio climático.
- Existe un abanico de opciones tecnológicas para reducir las emisiones de los GEI, entre las que destaca: la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂, la cual puede estabilizar y reducir la concentración de CO₂.
- Será importante el identificar los posibles lugares de almacenamiento así como los posibles lugares de emisión, para de esta forma optimizar el transporte del CO₂.
- De los tres tipos básicos de captura de CO₂, el que mejores resultados ha presentado es la captura en post-combustión a base de aminas.
- La captura a en post combustión, es la tecnología en la que menor concentración de CO₂ puede ser capturado. Pero será la que mayor cantidad aporte debido a que la mayor parte de las grandes instalaciones operan de dicha forma.
- Los costos de transporte del CO₂ están en función de la cantidad y de la distancia transportada, es por ello importante diseñar óptimamente las instalaciones de transporte para reducir dichos costos.
- La posibilidad de almacenar el CO₂ en diferentes escenarios geológicos es posible, pero sin duda alguna la mejor opción es la de aplicarlo como un fluido desplazante dentro de los yacimientos petroleros.
- Los mecanismos por los cuales el CO₂ es retenido en el subsuelo son mecanismos de retención físicos y geoquímicos. La combinación de estos incrementara la efectividad de almacenamiento geológico.
- Los mejores resultados obtenidos a nivel mundial con la inyección de CO₂ fueron obtenidos a través de la inyección del CO₂ de forma miscible, en comparación a la inyección del CO₂ de forma inmisible.

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

- El inyectar CO₂ con el esquema de WAG tiene resultados bastante buenos, mejor que la inyección continua de CO₂. El agua mejora el barrido areal del flujo de CO₂ a través de la reducción de la permeabilidad relativa del CO₂.
- Para la prueba piloto analizada en la tesis, se pudo comprobar que el esquema de inyección WAG da buenos resultados, además de que reduce la cantidad de CO₂ necesaria.
- A pesar de los costos que implica la tecnología de Captura y Almacenamiento de CO₂, pues se sabe que el costo del CO₂ con dicha tecnología anda en 60 dólares por tonelada, el beneficio adicional que nos genera la inyección de CO₂ puede hacer que la tengamos en mente.
- Para nuestra prueba piloto se pudo concluir que el mejor esquema de inyección tanto técnica como económicamente es el WAG.
- La tecnología tendrá una mayor utilización cuando más países empiecen a dar incentivos económicos a empresas que reduzcan la concentración de CO₂.
- Será recomendable la utilización de un simulador para poder diseñar de la mejor manera la inyección de CO₂.
- Será recomendable el utilizar las herramientas disponibles con lo que respecta al escrutinio técnico para la inyección de CO₂.
- Se recomienda el monitorear cada una de las etapas de la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂.
- Se recomienda crear leyes y organismos que regulen cada una de las etapas de la tecnología.

Nomenclatura

Símbolo	Descripción
AIE	Agencia Internacional de la Energía
Ar	Argón
CAC	Captura y Almacenamiento de CO ₂
CH ₄	Metano
cm	centímetro
CO	Monóxido de carbón
CO ₂	Dióxido de Carbono
COE	Costo de la electricidad
DEA	Dietanolamina
EOR	Recuperación mejorada de aceite (EOR por sus siglas en ingles)
gal	galón
GEI	Gases de efecto invernadero
Gt	Gigatoneladas (1 Gt=10 ¹² Kg)
H ₂	Hidrogeno
H ₂ O	Agua
H ₂ S	Ácido sulfhídrico
HCl	Ácido clorhídrico
HFCs	Hidrofluorocarbono
IPCC	Panel Intergubernamental contra el Cambio Climático
Kg	Kilogramo
Km	kilometro
KPa	Kilopascal
kWh	Kilowatt hora
lb	Libra
m	Metro
m ³	Metros cúbicos
MDEA	metildietanolamina
MEA	Monoetanolamina
mg	Miligramos
MG	Megawatt
MM	Millones
Mt	Megatoneladas (1Mt=10 ⁹ Kg)
N ₂	Nitrógeno
N ₂ O	Óxido Nitroso
NO _x	Óxidos de nitrógeno

INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

O ₂	Oxígeno
p _c	Presión crítica
PFCs	Perfluorocarbono
PMM	Presión Mínima de Miscibilidad
pmm	Partes por millón
ppmv	Partes por millón en volumen
P _{tr}	Presión en el punto triple
s	segundo
SF ₆	Hexafluoruro de Azufre
SO ₂	Dióxido de azufre
SO _x	Óxidos de azufre
T _c	Temperatura crítica
tCO ₂	Tonelada de CO ₂
TEA	Trietanolamina
T _{tr}	Temperatura en el punto triple
°C	Grados centígrados
°F	Grados Fahrenheit
°K	Grados kelvin

REFERENCIAS

- Abdulaziz A., S.K.** "World Petroleum Council", 2010
- AEI-GHG**, 1998: Enhanced Coal Bed Methane Recovery with CO₂ Sequestration, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Report No. PH3/3, August, 139 pp.
- AEI GHG**, 2000b: Leading options for the capture of CO₂ emissions at power stations, report PH3/14, Feb. 2000, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Cheltenham, UK.
- AEI GHG**, 2002: Opportunities for early application of CO₂ sequestration technologies, report PH4/10, Sept. 2002, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Cheltenham, UK.
- AEI-GHG**, 2004: A Review of Global Capacity Estimates for the Geological Storage of Carbon Dioxide, IEA Greenhouse Gas R&D Programme Technical Review (TR4), March 23, 2004, 27 pp.
- Allinson**, W.G, D.N. Nguyen and J. Bradshaw, 2003: The economics of geological storage of CO₂ in Australia, *APPEA Journal*, 623
- Astarita**, G., D.W. Savage, y A. Bisio, 1983: Gas Treating with Chemical Solvents, Chapter 9 Removal of Carbon Dioxide. *Wiley*, New York.
- Aparicio**, J., 2007: Actividades de ENDESA en tecnologías de captura de CO₂.
- Armstrong**, P.A., D.L. Bennett, E.P. Foster, y V.E. Stein, 2002: Ceramic membrane development for oxygen supply to gasification applications. Proceedings of the Gasification Technologies Conference, San Francisco, CA, USA.
- Bachu**, S., W.D. Gunter y E.H. Perkins, 1994: Aquifer disposal of CO₂: hydrodynamic and mineral trapping, *Energy Conversion and Management*, 35(4), 269–279.
- Bachu**, S., 2000: Sequestration of carbon dioxide in geological media: Criteria and approach for site selection. *Energy Conservation and Management*, 41(9), 953–970.
- Bachu**, S. 2003: Screening and ranking sedimentary basins for sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change. *Environmental Geology*, 44, pp 277–289.
- Bravo**, V., 2008: Captura y almacenamiento de dióxido de carbono.
- Bradshaw**, J.B., E. Bradshaw, G. Allinson, A.J. Rigg, V. Nguyen and A. Spencer, 2002: The potential for geological sequestration of CO₂ in Australia: preliminary

findings and implications to new gas field development. *Australian Petroleum Production and Exploration Association Journal*, 42(1), 24–46.

Bergman, P.D. and E.M. Winter, 1995: Disposal of carbon dioxide in aquifers in the US. *Energy Conversion and Management*, 36(6), 523–526.

Brennan, S.T. and R.C. Burruss, 2003: Specific Sequestration Volumes: A Useful Tool for CO₂ Storage Capacity Assessment. USGS OFR 03-0452 available at <http://pubs.usgs.gov/of/2003/of03-452/>.

Boyce, M.P: 1997. Transport and storage of fluids. In: Perry, R.H., Green, D.W., Maloney, J.O. (Eds.), *Perry's Chemical Engineers' Handbook*. 7th ed. McGraw-Hill, New York, NY.

Bock, B., R. Rhudy, H. Herzog, M. Klett, J. Davison, D. De la Torre Ugarte and D. Simbeck, 2003: Economic Evaluation of CO₂ Storage and Sink Options. DOE Research Report DE-FC26-00NT40937.

Buhre, B., Elliot, L y Wall, T. F, 2005: Oxy-fuel combustion technology for coal-fired power generation, *Prog. Energy Comb. Sci.*

Celia, M.A., S. Bachu, J.M. Nordbotten, S.E. Gasda y H.K. Dahle, 2005: Quantitative estimation of CO₂ leakage from geological storage: Analytical models, numerical models and data needs. Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. (GHGT-7), September 5–9, 2004, Vancouver, Canada, v.I, 663-672.

Chakma, A., 1995: An Energy Efficient Mixed Solvent for the Separation of CO₂. *Energy Conversion and Management*, 36(6- 9), 427-430.

Chikatamarla, L. and M.R. Bustin, 2003: Sequestration potential of acid gases in Western Canadian Coals. Proceedings of the 2003 International Coalbed Methane Symposium, University of Alabama, Tuscaloosa, AL, May 5–8, 2003, 16 pp.

Chiodini, G., F. Frondini, C. Cardellini, D. Granieri, L. Marini and G. Ventura, 2001: CO₂ degassing and energy release at Solfatara volcano, Campi Flegrei, Italy. *Journal of Geophysical Research*, 106(B8), 16213–16221.

Cook, P.J. y C.M. Carleton (eds.), 2000: *Continental Shelf Limits: The Scientific and Legal Interface*. Oxford University Press, New York, 360 pp.

Cullinane, J.T. G. T. Rochelle, 2003: Carbon Dioxide Absorption with Aqueous Potassium Carbonate Promoted by Piperazine, *Greenhouse Gas Control Technologies*, Vol. II, J. Gale, Y. Kaya, *Elsevier Science, Ltd.*, United Kingdom, 1603-1606.

Doctor, R., Palmer, A., Coleman, D., Davison, J., Hendriks, C., Kaarstad, O., Ozaki, M., 2005. Transport of CO₂. In: Metz, B., Davidson, O., de Coninck, H., Loos, M., Meyer, L. (Eds.), IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge University Press, Cambridge, UK.

Ennis-King, J, C.M. Gibson-Poole, S.C. Lang and L. Paterson, 2003: Long term numerical simulation of geological storage of CO₂ in the Petrel sub-basin, North West Australia. Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v.I, 507–511.

Feron, P.H.M., 1994: Membranes for carbon dioxide recovery from power plants. In Carbon Dioxide Chemistry: Environmental Issues. J. Paul, C.M. Pradier (eds.), The Royal Society of Chemistry, Cambridge, United Kingdom, 236-249.

Gale, J. y J. Davison, 2002: Transmission of CO₂ - safety and economic considerations. GHGT-6.

Gasem, K.A.M., R.L. Robinson and S.R. Reeves, 2002: Adsorption of pure methane, nitrogen and carbon dioxide and their mixtures on San Juan Basin coal. U.S. Department of Energy Topical Report, Contract No. DE-FC26-OONT40924, 83 pp.

GDPE, 2010: Documento rector para el diseño, documentación y dictamen de proyectos de explotación, México, 2010.

González, J.E, 2002: Metodología para estimar la presión mínima de miscibilidad mediante una ecuación de estado, Universidad Metropolitana de la Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química.

Gunter, W.D., E.H. Perkins and T.J. McCann, 1993: Aquifer disposal of CO₂-rich gases: reaction design for added capacity. *Energy Conversion and Management*, 34, 941–948.

Gunter, W.D., M.J. Mavor and J.R. Robinson, 2005: CO₂ storage and enhanced methane production: field testing at Fenn-Big Valley, Alberta, Canada, with application. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), September 5–9, 2004, Vancouver, Canada, v.I, 413-422.

Hendriks, C., 1994: Carbon dioxide removal from coal-fired power plants, Dissertation, Utrecht University, Netherlands, 259 pp.

Hendriks, C., W. Graus and F. van Bergen, 2002: Global carbon dioxide storage potential and costs. Report Ecofys & The Netherland Institute of Applied Geoscience TNO, Ecofys Report EEP02002, 63 pp.

Herzog, H., D. Golomb, S. Zemba, 1991: Feasibility, modeling and economics of sequestering power plant CO₂ emissions in the deep ocean, *Environmental Progress*, 10(1), 64-74.

Holtz, M.H., 2002: Residual gas saturation to aquifer influx: A calculation method for 3-D computer reservoir model construction. SPE Paper 75502, presented at the SPE Gas Technologies Symposium, Calgary, Alberta, Canada. April 2002.

Holloway, S. (ed.), 1996: The underground disposal of carbon dioxide. Final report of Joule 2 Project No. CT92-0031. British Geological Survey, Keyworth, Nottingham, UK, 355 pp.

Holloway, S., 1997: Safety of the underground disposal of carbon dioxide. *Energy Conversion and Management*, 38(Suppl.), S241–S245.

Holm, L., Josendal, V., “Study Shows Best Use of CO₂ as EOR Agent”, *Oil and Gas Journal* (Oct. 22, 1984) 131 – 34.

IMP.: “Propuesta técnico-económica: Selección y validación a escala de laboratorio de procesos de recuperación mejorada miscible, térmico o químico para yacimientos del activo integral Poza Rica- Altamira”, México, 2011.

IPCC, 2005: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change

IPCC, 2007: Intergovernmental Panel on Climate Change WGII Fourth Assessment Report, *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability Working Group II Contribution to the Intergovernmental Panel on Climate Change Fourth Assessment Report*, Brussels, April 2007.

Ishibashi, M., K. Otake, S. Kanamori, y A. Yasutake, 1999: Study on CO₂ Removal Technology from Flue Gas of Thermal Power Plant by Physical Adsorption Method, *Greenhouse Gas Control Technologies*. P. Riemer, B. Eliasson, and A. Wokaun (eds.), Elsevier Science, Ltd., United Kingdom, 95-100.

Kali, J.G. & Gibson-Poole, C.M. (2008): Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterisation for CO₂ Storage Projects, *CO₂CRC Report N°: RPT08-1001*.

Kovscek, A.R., 2002: Screening criteria for CO₂ storage in oil reservoirs. *Petroleum Science and Technology*, 20(7–8), 841–866.

Kumar, A., M.H. Noh, K. Sepehrnoori, G.A. Pope, S.L. Bryant y L.W. Lake, 2005: Simulating CO₂ storage in deep saline aquifers, *Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations - Results from the CO₂ Capture Project*, v.2: *Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification*, S.M. Benson,

(ed.), Elsevier, London. pp. 977–898

Lake, L. W.: “A Niche for Enhanced Oil Recovery in the 90’s”, *Oilfield Review*, January, 1992.

Latimer, R.E., 1967: Distillation of air. *Chem Eng Progress*, 63(2), 35-59.

Landaez I. R. y Medina M. E, 2005: Generar un modelo analítico que permita estimar la presión mínima de miscibilidad y recobros utilizando distintos gases de inyección en yacimientos de crudo, Universidad Central de Venezuela.

Lee, J.I, “Effectiveness of Carbon Dioxide Displacement Under Miscible and Immiscible Conditions”, Research Report RR-40, Petroleum Recovery Inst., Calgary, (March 1970).

Lindeberg, E. and P. Bergmo, 2003: The long-term fate of CO₂ injected into an aquifer. Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v.I, 489–494.

Mata J. J.: “Procesos de recuperación mejorada viables a aplicar mediante un criterio de selección jerarquizado”, Tesis de licenciatura, Ing. Petrolero, UNAM, Mexico, D.F. Febrero 2010.

McCabe, W.L., Smith, J.C., Harriott, P: 1993. Unit Operations of Chemical Engineering, fifth ed. McGraw-Hill, Inc., New York, NY.

McCabe, W.L., Smith, J.C., Harriott, P., 1993. Unit Operations of Chemical Engineering, fifth ed. McGraw-Hill, Inc., New York, NY.

McCoy, T., Rubin, E, 2007: An engineering-economic model of pipeline transport of CO₂ with application to carbon capture and storage, *International Journal of Greenhouse Gas Control*.

Mohitpour, M., Golshan, H., Murray, A., 2003.In: Pipeline Design & Construction. first ed. ASME Press, New York, NY.

Morberg R ; Stewart, D.B.; Stachniak, D. (2003) The IEA Weyburn CO₂ monitoring and storage project, Proceedings of the 6th International conference on Greenhouse gas control technologies (GHGT-6). (Gale and Kaya eds). 1-4 Kyoto Japan. 219-224.

Nordbotten, J.M., M.A. Celia y S. Bachu, 2005b: Semi-analytical solution for CO₂ leakage through an abandoned well. *Environmental Science and Technology*, 39(2), 602–611.

Obdam, A., L.G.H. van der Meer, F. May, C. Kervevan, N. Bech y A. Wildenborg, 2003: Effective CO₂ storage capacity in aquifers, gas fields, oil fields and coal fields. Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT- 6), J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v.I, 339–344.

Oldenburg, C.M., K. Pruess y S. M. Benson, 2001: Process modeling of CO₂ injection into natural gas reservoirs for carbon sequestration and enhanced gas recovery. *Energy and Fuels*, 15, 293–298.

PEMEX, 2010: Diseño e implementación de procesos de recuperación adicional en PEP, Grupo de especialistas en recuperación secundaria y mejorada/PEP-IMP.

Peña, F., Proceso de captura de CO₂ en Pre combustión. Experiencia piloto en ELCOGAS (Puertallano), Curso de Verano de la Universidad Politécnica de Madrid

Plaza, M. Previda, C. Arenillas, F. Rubiera, J. Pis, 2006: CO₂ capture by adsorption with nitrogen enriched carbons, *Applied Thermal Engineering*.

Rao, A.B. y E.S. Rubin, 2002: A technical, economic, and environmental assessment of amine-based CO₂ capture technology for power plant greenhouse gas control. *Environmental Science and Technology*, 36, 4467-4475.

Recht, D.L., 1984. Design considerations for carbon-dioxide pipelines. 1. Pipe Line Industry. *Pipeline Gas J.* 61 (3), 53–54.

Riemer, P.W.F. y W.G. Ormerod, 1995: International perspectives and the results of carbon dioxide capture disposal and utilization studies, *Energy Conversion and Management*, 36(6-9), 813-818.

Rivas, C., 2010: Almacenamiento geológico de CO₂: Criterios de selección de emplazamientos. Congreso Nacional del Medio Ambiente. CONAMA.

Sebastian, H.M., R.S. Wenger and T.A. Renner, 1985: Correlation of minimum miscibility pressure for impure CO₂ streams. *Journal of Petroleum Technology*, 37, 2076-2082

Schechter, S., David, 2006: Physical Properties of CO₂, NEXT: Texas A&M University.

Simon, R., Graue, D. J., California Research Corp, Generalized Correlations for predicting solubility, swelling and viscosity behavior of CO₂ –crude oil systems. *Journal of petroleum Technology*. USA: SPE 917p, 1965.

Svensson, R., Odenberger, M., Johnsson, F., Stromberg, L., 2004. Transportation systems for CO₂-application to carbon

Taber, J. J., Martin, F. D. y Seright, R. S.: “EOR Screening Criteria Revisited. Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects,” SPE Res. Eng. (Agosto, 1997) 189-196.

Yokoyama, T., 2003: Japanese R&D on CO₂ Capture. Greenhouse Gas Control Technologies, Proc. of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), 1-4 Oct. 2002, Kyoto, Japan, J. Gale and Y. Kaya (eds.), Elsevier Science Ltd, Oxford, UK. 13-18.

Wildenborg, T., J. Gale, C. Hendriks, S. Holloway, R. Brandsma, E. Kreft and A. Lokhorst, 2005b: Cost curves for CO₂ storage: European sector. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), September 5–9, 2004, Vancouver, Canada, v.I, 603-610.

White, D. J.; Burrowes, G.; Davis, T.; Hajnal, Z.; Hirsche, K.; Hutcheon, I.; Majer, E.; Rostron, B.; Whittaker, S. (2004) Greenhouse gas sequestration in abandoned oil reservoirs. The IEA Weyburn pilot project. GSA today 14, 4-10.

Winter, E.M. and P.D. Bergman, 1993: Availability of depleted oil and gas reservoirs for disposal of carbon dioxide in the United States. Energy Conversion and Management, 34(9–11), 1177–1187.

Zapatero, M. A., Martínez, R., 2008. Análogos industriales del almacenamiento de CO₂.

Zhang, Z.X., Wang, G.X., Massarotto, P., Rudolph, V., 2006. Optimization of pipeline transport for CO₂ sequestration. Energy Convers. Manage. 47, 702–715.

Zarlenga F., R. Vellone, G.P. Beretta, C. Calore, M.A. Chiaramonte, D. De Rita, R. Funiciello, G. Gambolati, G. Gianelli, S. Grauso, S. Lombardi, I. Marson, S. Persoglia, G. Seriani and S. Vercelli, 2004: Il confinamento geológico della CO₂: Possibilità e problematiche aperte in Italia. Energia e Innovazione, In press (In Italian).

Zigrang, D.J., Sylvester, N.D: 1982. Explicit approximations to the solution of Colebrook friction factor equation. AIChE J. 28 (3), 514–515.