



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS CON DIÓXIDO DE CARBONO, COMO PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA, CASO MÉXICO”

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERA PETROLERA

PRESENTA:

**RAMÍREZ RODRÍGUEZ VERÓNICA
MONTSERRAT**

DIRECTOR DE TESIS:

M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F., MARZO DE 2012

AGRADECIMIENTOS

A mi Familia:

A MI MAMI, VERÓNICA RODRÍGUEZ YA QUE CON TU GRAN APOYO HE CUMPLIDO UNO DE MIS MÁS GRANDES LOGROS, QUE POR SUPUESTO ES TAMBIÉN TUYO Y NO ENCUENTRO LAS PALABRAS PARA AGRADECERTE TANTO, TE AMO MAMI.

A MI OTRA MADRE, MI ABUELA MARTHA PÉREZ, PORQUE SIN ELLA NO LO HUBIERA LOGRADO, GRACIAS POR TODAS ESAS PALABRAS DE ALIENTO, POR RECIBIRME SIEMPRE CON UN PLATO EN LA MESA, PORQUE ENTRE MI MAMI Y TÚ FORMARON LOS PILARES DE MI EDUCACIÓN, GRACIAS.

A MI ABUELO FERNANDO MAYÉN PORQUE GRACIAS A ÉL TUVE LA OPORTUNIDAD DE APRENDER OTRO IDIOMA, GRACIAS ABUELITO, TE QUIERO MUCHO.

A LEONEL PÉREZ POR LLEGAR A SER EL PADRE QUE SIEMPRE QUISE, Y, MOSTRARME DESDE OTRA PERSPECTIVA EL VERBO “VIVIR”, ERES UN GRAN EJEMPLO PARA MÍ, TE QUIERO.

A MI HERMANO, QUE A PESAR DE TANTAS PELEAS SE QUE SIEMPRE PODRE CONTAR CONTIGO Y ESPERO SEPAS QUE SIEMPRE HABRÁ ALGUIEN DETRÁS DE TI Y ESA SOY YO, TE QUIERO MUCHÍSIMO HERMANO.

A MIS TÍOS: MAURICIO RODRÍGUEZ Y MARTHA PALOMARES, POR TODO SU APOYO Y SOBRE TODO POR ESAS PORRAS QUE NUNCA DEJARON DE ECHARME, LOS QUIERO MUCHO.

A MI TÍAS REBECA ARISTA Y A EDITH PÉREZ POR HABERME APOYADO EN LA ELABORACIÓN DE ESTA TESIS, SIN ELLAS NO HUBIERA SALIDO TAN BIEN, GRACIAS.

A MIS QUEDÍSIMOS PRIMOS: OMAR, KARLA Y MAUREEN, PORQUE MÁS QUE SER MIS PRIMOS SON MIS HERMANOS, GRACIAS POR TODAS ESAS FIESTAS Y POR SIEMPRE ESCUCHARME, SOBRE TODO TU KARLA, LOS QUIERO DEMASIADO.

A LA NIÑA QUE HACE 7 AÑOS LLEGO A DARLE LUZ A MI CASA, GRACIAS HANNITA POR SER LA MEJOR SOBRINA QUE PUDE TENER, TE QUIERO MUCHO, MUCHO.

POR ÚLTIMO PERO NO MENOS IMPORTANTE, A LA PERSONA QUE COMPARTIÓ CONMIGO ESTE SUEÑO Y CLARO QUE CUMPLIREMOS MUCHOS MÁS JUNTOS, A ALBERTO JIMÉNEZ VALENCIA, GRACIAS POR SIEMPRE ESTAR A MI LADO, ERES EL MEJOR COMPAÑERO QUE PUDE PEDIR, TE AMO.

Agradecimientos especiales:

A DIOS, POR PERMITIRME SEGUIR AQUÍ, POR DARME LAS FUERZAS PARA TERMINAR ESTE LOGRO Y MÁS QUE NADA POR DARME LA MEJOR FAMILIA QUE PUDE HABER TENIDO.

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, POR ABRIRME LAS PUERTAS A TAN VALIOSA EDUCACIÓN, POR SIEMPRE PUMA.

A MI DIRECTOR DE TESIS, EL ING. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA POR TODO EL APOYO, GRACIAS.

A MIS SINODALES, AL DR. GUILLERMO DOMÍNGUEZ VARGAS, AL DR. ENRIQUE SERRANO SALDAÑA Y AL M.I. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA.

EN ESPECIAL QUIERO AGRADECER AL DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO PORQUE ADEMÁS DE SER EL MEJOR PROFESOR CON EL QUE TUVE LA OPORTUNIDAD DE TOMAR CLASES ES UNA EXCELENTE PERSONA, SI HUBIERA MÁS GENTE COMO USTED DOCTOR TODO SERÍA DIFERENTE, MUCHAS GRACIAS POR TODO EL APOYO.

Y COMO SE ME IBA OLVIDAR A MI SEGUNDA FAMILIA, MIS MÁS GRANDES AMIGOS, A RICARDO HERRERA, A ERUBIEL HERNÁNDEZ, A LUIS ERNESTO FLORES, A SAYRA TORRES, A MIGUEL A. CERERO, A RAÚL PAREDES, A JOSUÉ RIVERO, A MAURICIO DÍAZ, A ANGÉLICA REYNA, A GERMÁN COLÍN, A CARLOS MAGALLANES, A MARIBEL DELGADILLO, A ENRIQUE TRUJILLO, POR HACER MI ESTANCIA EN LA UNIVERSIDAD ALGO INDESCRIPCIÓN, MUCHÍSIMAS GRACIAS, LOS QUIERO MUCHO AMIGOS.

«Tu tiempo es limitado, de modo que no lo malgastes viviendo la vida de alguien distinto. No quedes atrapado en el dogma, que es vivir como otros piensan que deberías vivir. No dejes que los ruidos de las opiniones de los demás acallen tu propia voz interior. Y, lo que es más importante, ten el coraje para hacer lo que te dicen tu corazón y tu intuición. Ellos ya saben de algún modo en qué quieres convertirte realmente. Todo lo demás es secundario». Steve Jobs

INTRODUCCIÓN	iii
OBJETIVO	v
1. ESTADO DEL ARTE	1
1.1 Exploración, Producción y Extracción de Hidrocarburos	1
1.1.1 Exploración	1
1.1.2 Extracción	2
1.1.3 Producción	3
2. TRANSPORTE DE DIÓXIDO DE CARBONO	14
2.1 Tipos de transporte	15
2.1.1 Transporte Continuo	15
2.1.2 Transporte Discontinuo	17
2.2 Análisis Comparativo entre los dos Tipos de Transporte	18
2.3 Tecnologías de transporte	18
2.4 Elección de la tecnología de transporte adecuada	20
2.5 Costo del transporte de CO₂	20
2.6 Costos del transporte por Tuberías	21
2.7 Riesgo del transporte de CO₂	23
2.8 Evaluación de los riesgos e impacto ambiental	25
2.9 Vigilancia y verificación	28
2.10 Cuestiones jurídicas	29
3. TRATAMIENTO DE DIÓXIDO DE CARBONO	31
3.1 Procesos de Absorción Química	35
3.2 Procesos de Absorción Física	36
3.3 Procesos Híbridos	36
3.4 Procesos de Conversión Directa	37
3.5 Descripción general de una planta productora de CO₂	37
3.6 Descripción General de una Planta Recuperadora de CO₂	39
4. INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO	41
4.1 Ciclo del Carbono	41
4.1.1 Ciclo Biológico del Carbono	41
4.1.2 Ciclo Geológico del Carbono	42
4.2 Origen del CO₂	42
4.3 Fases del CO₂	44
4.4 Fuentes del Dióxido de Carbono	46
4.4.1 Plantas Termoeléctricas	46
4.4.2 Plantas de Cemento	48
4.4.3 Plantas de Procesamiento de Gas Natural	48
4.4.4 Refinerías	48
4.4.5 Plantas de Amoníaco	49
4.5 Proceso Metodológico para la Inyección de CO₂, como una estrategia para la Recuperación Mejorada de Hidrocarburos.	51
4.5.1 Métodos de Producción	52
4.5.2 Recuperación Primaria	54
4.5.3 Recuperación Secundaria	55
4.5.4 Recuperación Terciaria y/o Mejorada	55
4.5.5 Fenómenos a la escala de los poros - Capilaridad – Adsorción	57

4.5.6	<i>Fenómenos de la escala del medio poroso</i>	60
4.5.7	<i>Fenómenos a la escala del yacimiento</i>	62
4.6	Inyección de CO₂ como proceso de Recuperación Mejorada	66
4.6.1	<i>Tipos de inyección de CO₂</i>	67
4.6.2	<i>Aspectos importantes para llevar a cabo la inyección de dióxido de carbono</i>	70
4.6.3	<i>Yacimientos Naturales en México</i>	74
5.	MONITOREO DE DIÓXIDO DE CARBONO	77
5.1	Propósitos del monitoreo del CO₂	77
5.2	Tecnologías para el monitoreo de los gastos de inyección, así como también de las presiones	78
5.3	Tecnologías para el monitoreo de la distribución del CO₂ en el subsuelo	79
5.3.1	<i>Técnicas directas para el monitoreo de la migración del CO₂</i>	80
5.3.2	<i>Técnica indirectas para el monitoreo de la migración del CO₂</i>	81
5.4	Supervisión y Remediación del flujo de CO₂	84
5.5	Mediciones de flujo de CO₂ utilizando diagnósticos de microdeformación y otras tecnologías.	85
5.5.1	<i>Inclinómetros</i>	85
5.5.2	<i>Ventajas de la Microdeformación del monitoreo de yacimientos</i>	85
5.6	Radar Interferométrico de Apertura Sintética (InSAR)	86
	CONCLUSIONES	88
	RECOMENDACIONES	90
	GLOSARIO	91
	BIBLIOGRAFÍA	105

INTRODUCCIÓN

Debido a la gran demanda de hidrocarburos en el mercado mundial y a las cada vez menores reservas disponibles, se hace indispensable contar con métodos, aunque sofisticados, apropiados para una explotación eficiente del yacimiento. Esto se debe a que un pozo pasa de ser fluyente a no serlo, por diferentes situaciones; puede tratarse de algún tipo de residuos en la tubería de producción como lo son las parafinas y asfaltenos, o puede tratarse de arena, o problemas con la tubería siendo la corrosión el más común de estos problemas.

En lo que respecta al yacimiento, uno de los principales problemas y la base de esta tesis se debe a que la energía natural con la que cuenta el yacimiento no es la suficiente como para llevar los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie; es por esto que se llevan a cabo diferentes métodos de acuerdo al tipo de yacimiento que se tenga. Como primera opción, en este tipo de problemas se introduce un Sistema Artificial de Producción (SAP), lo que nos va a ayudar ya sea por ofrecerle energía al yacimiento o por aligerar la columna que existe en el pozo. El fin será llevar esos fluidos que se han quedado dentro del yacimiento hacia la superficie. Cuando ninguno de estos sistemas es el adecuado al yacimiento que se está tratando, se prosigue a los tratamientos de recuperación y como uno de estos tratamientos existe la Inyección de CO₂; este tratamiento ayuda a que viscosidad disminuya y aumente el volumen de el aceite, haciendo que este fluya con mayor facilidad hacia la superficie y así poder incrementar la producción.

Para poder inyectar el CO₂ a un yacimiento, el CO₂ debe de pasar por diferentes tipos de procesos, es por eso que en este trabajo se mencionan los puntos principales por los que pasa el CO₂; antes y después de la inyección. Por lo tanto, se tratarán los métodos por los cuales se puede obtener el CO₂, la manera en que es transportado hasta el yacimiento, el tratamiento que se le da al CO₂ para poder ser inyectado, como es que se lleva a cabo la inyección tomando en cuenta las características del yacimiento y por último, cómo es monitoreado el CO₂ después de que ha sido inyectado.

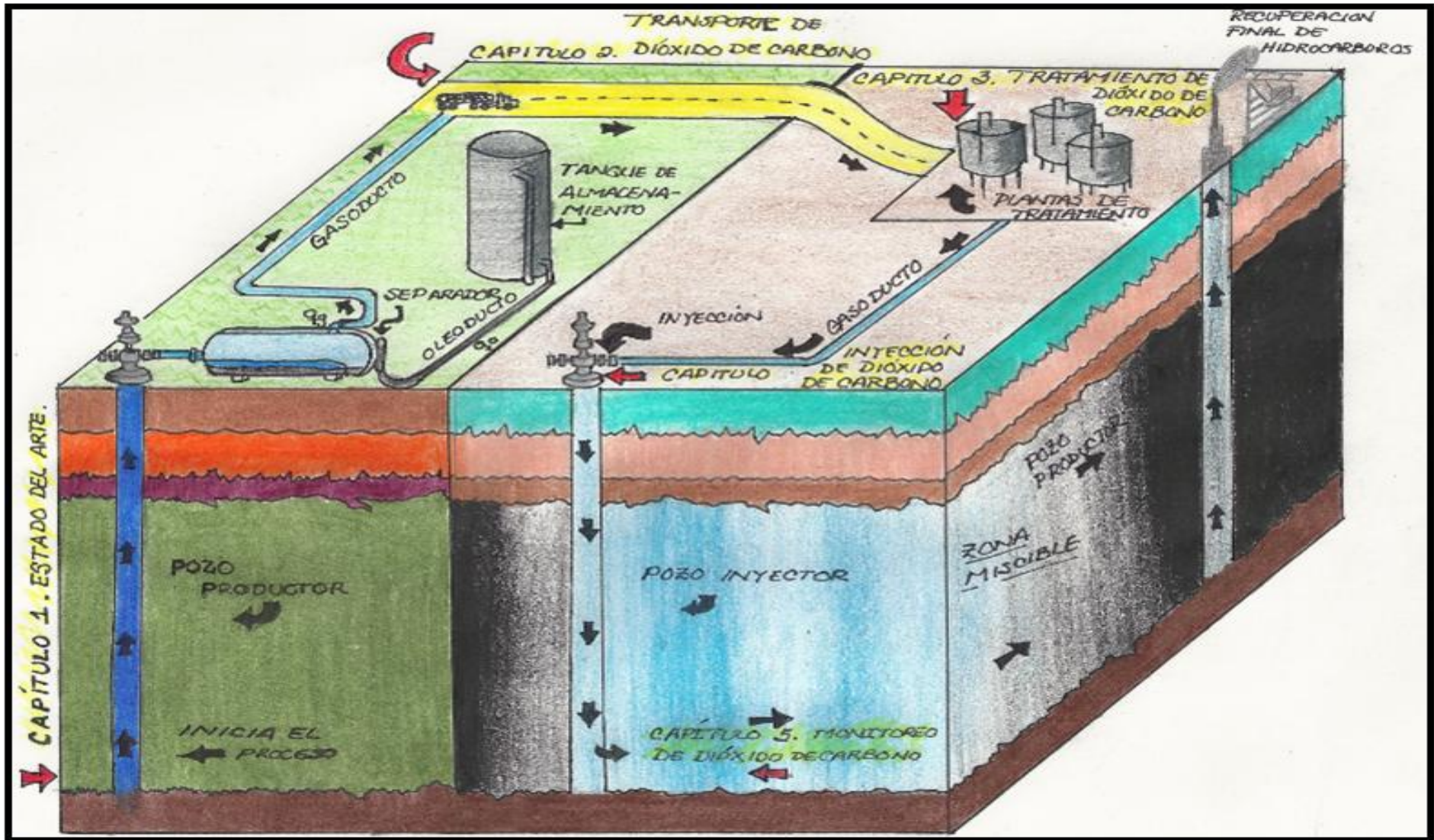


Fig. 1.0 Diagrama General, el cual muestra el contenido de esta tesis

OBJETIVO

Describir un panorama general de todo el trayecto por el que pasa en dióxido de carbono, antes y después de su inyección como proceso de recuperación de hidrocarburos. Conocer esto es importante ya que al poder identificar los diferentes puntos clave en este trayecto, se puede realizar una mejor evaluación tanto práctica como económica y ver si la inyección de dióxido de carbono es la mejor opción, dependiendo del yacimiento que se tenga. Así como también se analiza teóricamente cómo es que se llega al problema de la baja recuperación de hidrocarburos y es necesario introducir un método de recuperación, por lo cual en este caso se recomienda la recuperación por método de inyección de dióxido de carbono y con esto dar solución al problema de baja producción.

1. ESTADO DEL ARTE

En este capítulo se podrán observar los aspectos importantes con respecto a la Extracción, Producción y Explotación de Hidrocarburos, mostrando desde lo que es un pozo fluyente, hasta los procesos que se realizan para cuando este pozo se convierte en un pozo no fluyente. Así como también los métodos de extracción que se necesitan para poder explotar un pozo adecuadamente.

El petróleo crudo y las fracciones que provienen de él están conformados de moléculas denominadas hidrocarburos y por una combinación de átomos de carbono tetravalentes con átomos de hidrógeno monovalentes. Pero en el petróleo crudo no existen determinados tipos de estructuras moleculares; mientras que otras como las formas olefínicas inestables, se transforman de manera total e íntegra, en moléculas estables en los propios yacimientos durante el transcurso de los siglos.

Por otro lado, el petróleo crudo contiene azufre, oxígeno y nitrógeno bajo la forma de compuestos tales como sulfuro de hidrógeno, Finalmente, y no obstante una decantación prolongada, se observan en el petróleo crudo sedimentos y agua salada, provenientes del yacimiento o del transporte en buques petroleros.

1.1 Exploración, Producción y Extracción de Hidrocarburos

1.1.1 Exploración

El proceso de exploración consiste usualmente en una etapa inicial de realización de mapas y fotografías aéreas de la superficie de la tierra, seguidas por investigaciones especiales sísmicas, gravimétricas y magnéticas para determinar la estructura del suelo. Estas se pueden realizar por medio de vehículos, barcos, aviones, por teledetección o inclusive a pié, dependiendo de la zona y de la cantidad de información que se desee recabar. Las investigaciones pueden llegar a la conclusión de la existencia de condiciones subterráneas favorables a la acumulación de depósitos de petróleo y gas; en

este caso se realizan las perforaciones necesarias a fin de probar la existencia de petróleo.

1.1.2 Extracción

La extracción consiste en realizar un determinado número de perforaciones para obtener información de las formaciones geológicas, con el objeto de obtener información para detectar la capacidad de los depósitos.

Los sistemas más utilizados para la perforación de pozos son rotativos, básicamente constan de:

-Maquinaria para hacer girar la barrena de perforación, para aumentar la sección de los tubos de perforación al profundizar el pozo, y para eliminar la tubería de perforación y la broca del pozo.

-Un sistema para circular el fluido a través de la tubería de perforación. Las funciones más relevantes de este fluido son: refrigerar y lubricar la barrena de perforación; controlar las presiones que pueda encontrar a su paso a través de diferentes formaciones; mantener la presión del pozo, evitando la salida repentina al exterior de cualquier fluido existente en el subsuelo; y transportar a la superficie los residuos y muestras procedentes de la perforación; estabilizando además las paredes del pozo.

El sistema de fluido de perforación se encuentra constituido por diferentes tanques para mezclar los distintos componentes, almacenar y tratar los fluidos; bombas para mandarlo a través de las tuberías de perforación y de retorno a la superficie; y maquinaria para eliminar los cortes, trozos y el gas de los fluidos enviados a la superficie.

Un pozo se perfora en secciones, las cuales pueden requerir diferentes tipos de lodo de perforación. El lodo de la perforación de la sección anterior puede ser eliminado o modificado para la siguiente sección; y parte del lodo se deja en el pozo una vez terminado.

Los componentes básicos del lodo de perforación son: arcilla de bentonita para aumentar la viscosidad y formar una gelatina; sulfato bórico como agente para

incrementar el peso, y soda cáustica para aumentar el pH y controlar la viscosidad. Algunos lodos poseen una base de agua, mientras que otros tienen una base aceitosa, siendo éstos últimos utilizados en situaciones especiales y presentando un mayor peligro contaminante.

La eliminación de los finos y restos de cortes, es uno de los pasos en un proceso continuo de tratamiento y acondicionamiento de los lodos. Este puede ser aplicado para mantener las características del lodo constantes o cambiarlas de acuerdo a las condiciones de perforación.



La perforación de pozos profundos a mayores temperaturas, puede incrementar la utilización de lodo con base aceitosa. No obstante, la utilización de nuevos aditivos puede permitir el empleo de lodos de composición basada en agua, en casos en que anteriormente habría que utilizar lodos aceitosos. Estos presentan continuamente problemas de eliminación.

Al finalizar la perforación y acondicionamiento de los pozos, se inicia la producción de crudo y/o gas natural. El control de la producción es efectuado, cuando el petróleo y el gas fluyen de forma natural (Producción Primaria), a través de un conjunto de válvulas de alta presión y bridas, conocido como “árbol de Navidad”.

Al sistema que incluye el “árbol de navidad”, se le conoce con el nombre de Sistema Integral de Producción (**SIP**), que es un conjunto de elementos que transporta los fluidos del yacimiento hacia la superficie, los separa en aceite, gas y agua, y finalmente los envía a instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización.

1.1.3 Producción

Una vez terminadas las operaciones de perforación de un pozo petrolero, la primera actividad a realizar es abrirlo a producción. Los fluidos aportados por el yacimiento, siguen una trayectoria de flujo a través del sistema integral de producción (**Fig. 1. 1**). Los componentes básicos de un SIP son

-  Yacimiento
-  Pozo

- ✚ Tubería de descarga
- ✚ Estrangulador
- ✚ Separadores y equipo de procesamiento
- ✚ Tanque de almacenamiento

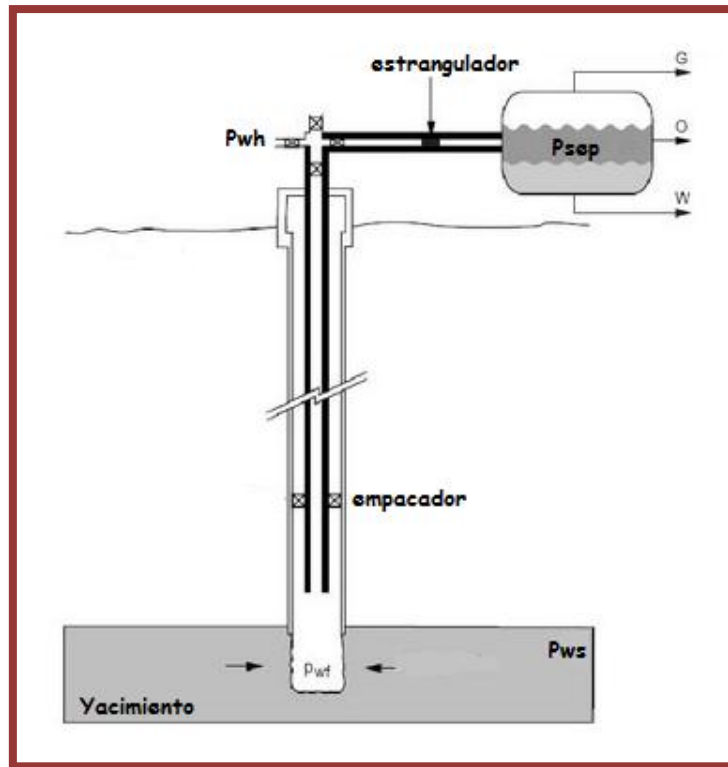


Fig. 1. 1 Sistema Integral de Producción, en donde: P_{wh} : es la presión en la cabeza del pozo, P_{wf} : es la presión de fondo fluyendo y P_{sep} : es la presión en el separador.

Generalmente, el fluido obtenido de los depósitos de petróleo, consiste en una mezcla de petróleo, gas natural, agua salada o salmuera, conteniendo tanto sólidos disueltos como en suspensión. Los pozos de gas pueden producir gas húmedo o gas seco, pero además en el caso del gas seco, normalmente se obtienen cantidades variables de hidrocarburos líquidos ligeros y agua salada. Esta agua también contiene sólidos en suspensión y disueltos y se encuentra contaminada por hidrocarburos.

Estos fluidos experimentan una serie completa de cambios de fase, debido principalmente a las caídas de presión en la trayectoria de flujo.

Si los fluidos producidos contienen gas en solución, éste gas será liberado debido a las caídas de presión formando así un sistema de dos fases, gas-aceite.

La cantidad de gas liberado desde el yacimiento hasta los tanques de almacenamiento dependerá de:

- 1) Las propiedades del hidrocarburo
- 2) Presión y temperatura a lo largo de la trayectoria de flujo en el sistema integral de producción.

Conforme el gas se libera, el aceite sufre un encogimiento (disminuye su volumen) hasta que se estabiliza en el tanque de almacenamiento a condiciones estándar de presión y temperatura. En general, el cambio total de los volúmenes de gas y aceite en un punto en particular, a lo largo de la trayectoria de flujo es resultado de una combinación de:

- ✚ Expansión del gas libre
- ✚ Encogimiento del aceite saturado
- ✚ Transferencia de masa entre las fases gas y aceite (liberación de gas)

Todas las mezclas de hidrocarburos pueden ser descritas mediante un diagrama de fases que nos indica el comportamiento de los fluidos a diferentes presiones y temperaturas tal como se muestra en la **Fig. 1. 2** . En este diagrama de presión contra temperatura ($p - T$), la temperatura se localiza en el eje de las abscisas y la presión en el eje de las ordenadas.

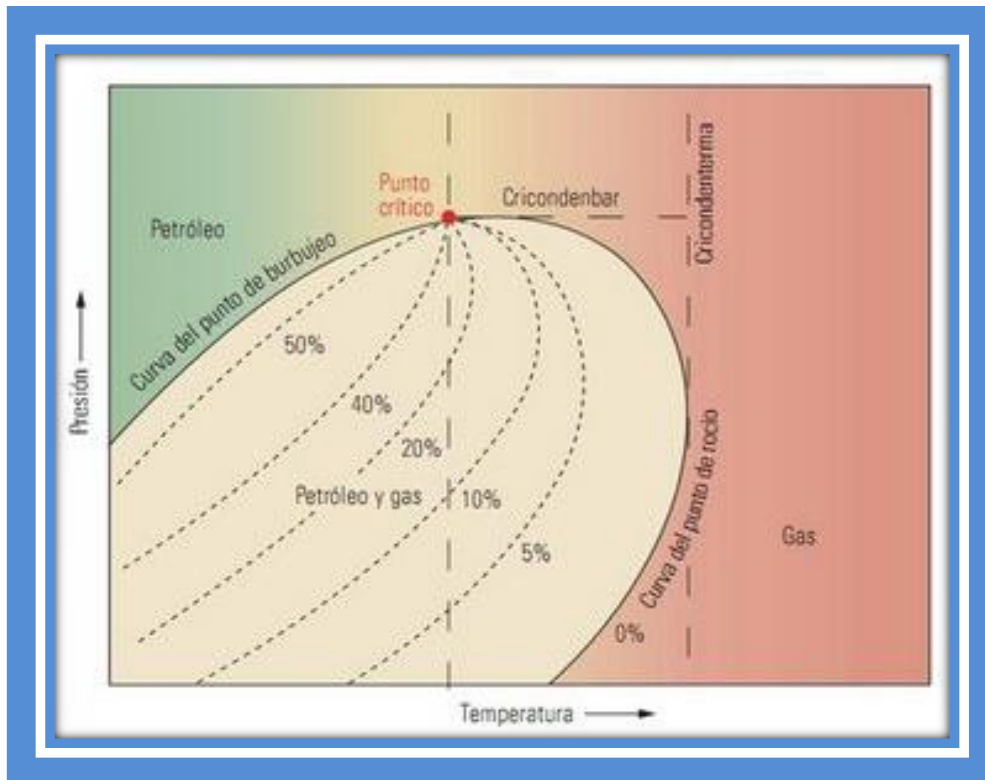


Fig. 1. 2 Diagrama de fases típico para una mezcla de hidrocarburos.

Dependiendo del tipo de yacimiento que se tenga, se van a tener los diferentes tipos de diagramas de fase, para este estudio se analizan 5 tipos de yacimientos.

- 1) **Yacimiento bajosaturado.**- En este yacimiento los fluidos están en una fase denominada líquida ya que la temperatura inicial a la que se presentan es menor que la temperatura del punto crítico. Al explotar éste yacimiento la temperatura permanecerá constante, no así la presión que declinará hasta alcanzar la presión de burbujeo, punto en el cual se inicia la liberación de gas en el yacimiento, el cual aparecerá en forma de burbuja. Esta liberación de gas, combinada con la extracción del aceite, hará que aumente constantemente la saturación de gas hasta que se abandone el yacimiento. Hay que hacer notar que en este tipo de yacimientos al alcanzarse, la presión de saturación, empieza a variar la composición de los fluidos producidos y por lo tanto cambiará el diagrama de fases de los hidrocarburos remanentes.

- 2) **Yacimiento de gas y condensado.**- En este yacimiento los fluidos estarán también en una sola fase, denominada gaseosa cuando la temperatura inicial excede la temperatura del punto crítico. La composición será la misma hasta que, debido a la extracción, se alcance la presión de rocío. En este momento se iniciará la condensación de líquido en los poros del yacimiento, el cual será inmóvil, por lo que cambiará la composición del gas producido en la superficie, disminuyendo su contenido de líquido y aumentando, consecuentemente, la relación gas aceite producido.
- 3) **Yacimiento de gas húmedo.**- Los fluidos en este yacimiento estarán en una sola fase gaseosa la cual se conservará durante toda la vida productora del yacimiento puesto que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma. Por esta razón la composición de los fluidos producidos permanece constante. Aunque los fluidos remanentes en el yacimiento permanecen en fase gaseosa, los fluidos producidos a través de los pozos entraron a la región de dos fases, en superficie se tendrá, por lo tanto, producción de gas y líquido condensado.
- 4) **Yacimiento de gas seco.**- Son yacimientos con características similares al anterior, pero cuya trayectoria de producción no entra a la región de dos fases.
- 5) **Yacimiento de aceite volátil.**- Son aquellos yacimientos cuya temperatura es ligeramente mayor a la crítica.

A continuación se muestra un diagrama con las características principales de cada tipo de yacimientos, así como también los diagramas de fase correspondientes.

Tipo	Yacimientos de aceite y gas disuelto		Yacimientos de gas		
	Bajo encogimiento (aceite negro)	Alto encogimiento (aceite volátil)	Gas y condensado	Gas húmedo	Gas seco
Diagrama de fases					
Temperatura	$T_y < T_c$	$T_y < T_c$	$T_c < T_y < \text{cricondentema}$	$T_y > \text{cricondentema}$	$T_y > \text{cricondentema}$
Punto crítico	Pc a la derecha de la cricondenbara	Pc cercano a la cricondenbara	Pc a la izq. de la cricondenbara	Pc a la izq. de la cricondenbara	Pc a la izq. de la cricondenbara
Estado en el yacimiento	Si $P > P_b$ @ T_y Yac. Bajosaturado (1 fase) Si $P < P_b$ @ T_y Yac. Saturado (2 fases)	Si $P > P_b$ @ T_y Yac. Bajosaturado (1 fase) Si $P < P_b$ @ T_y Yac. Saturado (2 fases)	Si $P > P_r$ @ T_y Yac. Bajosaturado (1 fase) Si $P < P_r$ @ T_y Yac. Saturado (2 fases)	P_y nunca entra a la región de 2 fases, en el yac. siempre está en edo. gaseoso	P_y nunca entra a la región de 2 fases, en el yac. siempre está en edo. gaseoso
Curvas de calidad	Muy pegada a línea de puntos de rocío	Más separadas de la línea de puntos de rocío	Tienden a pegarse a la línea de puntos de burbuja	Más pegadas a línea de puntos de burbuja	Casi pegadas a línea de puntos de burbuja
Singularidades			Fenómenos retrógrados		
Producción en superficie	Dentro región 2 fases	Dentro región 2 fases	Dentro región 2 fases	Dentro región 2 fases	Fuera región 2 fases
Composición mezcla original	$(c_7+) > 30.5\%$	(c_7+) de 11.0 a 30.5 %	$(c_7+) < 11.0\%$	Pequeñas cantidades de intermedios	Casi puros componentes ligeros
RGA (m^3/m^3)	< 200	200 - 1,000	500 - 15,000	10,000 - 20,000	$> 20,000$
Densidad líquido (API)	< 35	35 - 45	41 - 57	45 - 57	> 57
Color líquido	Obscuro	Ligeramente obscuro	Ligeramente coloreado	Casi transparente	Transparente

Fig. 1. 3 Clasificación de Yacimientos Mediante Diagrama de Fases.

Cada yacimiento de hidrocarburos tiene un diagrama de fases característico, así como también sus propiedades físicas y termodinámicas particulares. Estas, usualmente son medidas en laboratorio a partir de pruebas realizadas sobre muestras obtenidas del pozo.

Al analizar el comportamiento de un pozo fluyente es necesario considerar el sistema de producción en su conjunto.

Para determinar la capacidad de producción de un pozo, se debe tener un conocimiento adecuado del yacimiento y de sus fluidos contenidos. La variación de las propiedades de sus fluidos contenidos en el yacimiento puede afectar significativamente la productividad de los pozos. Por ejemplo, si un pozo produce un aceite con alta viscosidad, esto provoca que su movilidad disminuya y sólo implementando un método artificial como la combustión in-situ que tiene como objetivo aumentar la temperatura de las vecindades del pozo disminuyendo la alta viscosidad del fluido y facilitando la recuperación de los hidrocarburos.

Para saber si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial, el cual se define como el gasto máximo que aportaría el pozo en relación a su presión de fondo fluyendo, la cual equivaldría a cero.

Ahora bien, si un pozo no produce en la forma esperada, la o las causas de su baja productividad deben ser determinadas para establecer el método correctivo adecuado. Invariablemente, los problemas asociados a una baja productividad del pozo están relacionados, tanto a la formación productora como a los fluidos contenidos en ésta. Es decir, si la formación productora presenta valores promedio bajos de permeabilidad, de porosidad, de presión en el yacimiento, o bien, depósitos orgánicos o inorgánicos, residuos materiales de estimulación, etc., el flujo de los fluidos del yacimiento hacia el pozo se verá restringido, disminuyendo así la productividad del mismo.

Es importante considerar para la recuperación de hidrocarburos, el nivel de productividad de los yacimientos.

Índice de productividad.-

El concepto de índice de productividad es más que nada un intento por encontrar una función simple que relacione la capacidad de un pozo para aportar fluidos y un determinado abatimiento de presión. Esta ecuación requiere medir la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) y la presión estática del yacimiento (P_{ws}), a varios gastos.

La relación del gasto de producción de un pozo y el abatimiento de presión en este gasto particular se denomina Índice de Productividad (IP) y se simboliza con la letra J.

$$J = IP = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \left[\frac{\frac{bl}{día} @ c.s}{\frac{lb}{pg^2}} \right]$$

Tomando en cuenta que el gasto q esta en bl/día de líquido a las condiciones de almacenamiento y el abatimiento de presión está expresado en (lb/pg^2) .

El gasto de producción es medido directamente en la superficie a condiciones de almacenamiento y la presión del yacimiento normalmente se obtiene a partir de una prueba de incremento de presión. Después de un período de producción, la presión de fondo fluyendo es medida con un registrador de presión de fondo o mediante la determinación del nivel del fluido en el espacio anular (sí el espacio anular esta abierto)

Es práctica común evaluar el índice de productividad (J) durante las primeras etapas productivas de un pozo y continuar usando este valor en etapas posteriores de explotación del mismo. Esto puede efectuarse con cierta precisión en pozos cuyo yacimiento esté sometido a empuje hidráulico, siempre y cuando la presión de fondo fluyendo sea mayor a la de burbujeo. Sin embargo se puede incurrir en un error en pozos cuyo yacimiento esté sujeto a empuje por gas disuelto, y que se encuentre por debajo de la presión de burbujeo. Para un yacimiento con empuje hidráulico muy activo, en el cual la presión permanece por encima de la presión de burbujeo, el índice de

productividad (J) será constante. Para un yacimiento con empuje por gas en solución, en el cual la P_{wf} sea menor que la presión de burbuja (P_b), El índice de productividad cambiara en función de la recuperación acumulada.

Gráficamente el índice de productividad se puede observar de la siguiente manera:

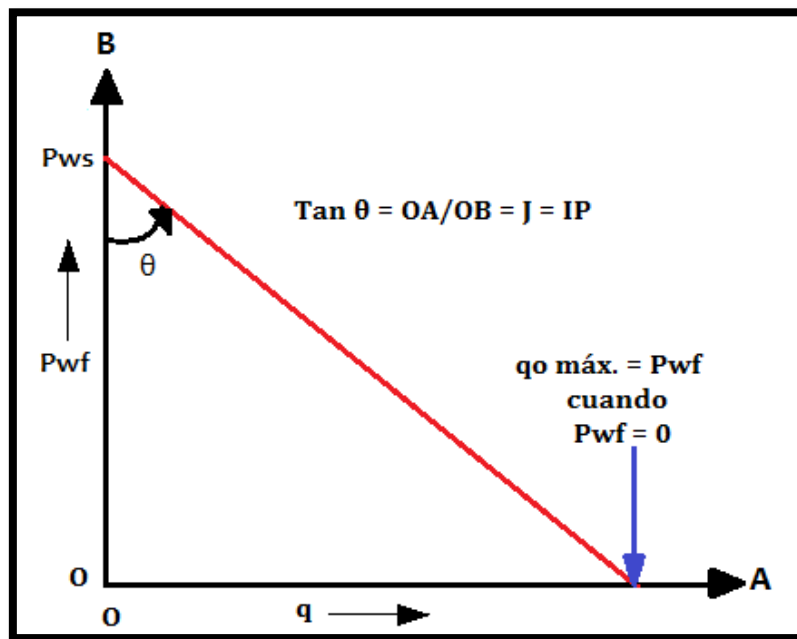


Fig. 1. 4 Gráfica del Índice de Productividad.

Observando la gráfica anterior se pueden determinar los siguientes aspectos:

- ✚ Cuando el gasto del aceite (q_o) es igual a cero, la presión de fondo fluyendo es igual a presión estática.
- ✚ Cuando presión de fondo fluyendo es igual a cero, el gasto de aceite es igual al índice de productividad por la presión estática del yacimiento es decir, se tiene un gasto máximo (hipotético).

Cuando p_{wf} es menor que p_b , el índice de productividad para cualquier gasto de producción es definido como el ritmo del cambio del gasto de producción con el abatimiento de presión, es decir, el comportamiento de una curva definida como:

$$J = IPR = \tan \theta = -\frac{dq}{dp_{wf}}$$

La dirección de la curvatura que muestra el gasto y la presión de fondo fluyendo (AB) como se muestra en la **Fig. 1. 5**, indica un decremento del índice de productividad conforme el gasto se incremente, lo cual explica el signo negativo de la ecuación anterior.

12

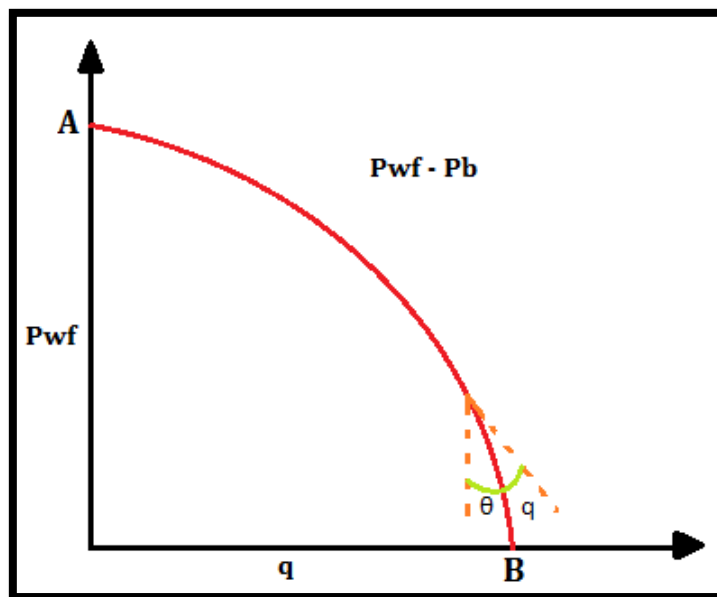


Fig. 1. 5 Curva de IPR.

El término de índice de productividad no constante (IPR) fue sugerido por **Gilbert (1954)**, mientras que el término de índice de productividad lineal (IP) fue originalmente introducido por **Muskat (1937)**.

De acuerdo a la productividad de los pozos petroleros se pueden clasificar, de acuerdo al tipo de energía que disponen para aportar los fluidos hacia la superficie.

Pozos Fluyentes

Son aquellos que pueden aportar fluidos, desde el fondo del pozo hasta la superficie con tan sólo la energía propia del yacimiento. Esto es, la presión del

yacimiento es suficiente para contrarrestar las caídas de presión existentes en el aparejo de producción.

Pozos No Fluyentes

Son aquellos que necesitan adicionárseles algún tipo de energía ajena al yacimiento para que puedan aportar fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie. Esto se debe, a que cuando un pozo llega al fin de su vida de flujo natural, es decir, sí la presión de fondo fluyendo a la cual se está produciendo, llega a ser tan baja de tal forma que el pozo pueda producir a un gasto deseado o peor aún, que no produzca nada, entonces nos veremos en la necesidad de instalar algún método de recuperación para “revivir” el pozo. Ya se adicionándole energía como lo hace un Sistema Artificial de Producción o modificando las propiedades de los fluidos del yacimiento, como lo es un método de recuperación mejorada, para este tipo de yacimientos es que se analizo el método de inyección de CO₂ para la optimización de las reservas remanentes.

2. TRANSPORTE DE DIÓXIDO DE CARBONO

El transporte de Dióxido de Carbono va a ser de gran importancia en todo el proceso de inyección de CO₂ en pozos petroleros, este tema va a incluir todas aquellas actividades que se requieren para que el CO₂ sea trasladado del lugar de donde fue obtenido hasta el punto en donde este va a ser almacenado o en su caso al yacimiento que va a ser inyectado, es muy posible que en el lugar en el que se produce el proceso de captura, no se pueda realizar de inmediato la inyección en el subsuelo, esto se debe a que no existe una formación adecuada para el almacenamiento del CO₂, por lo que se deberá realizar su transporte hasta el emplazamiento donde el proceso de almacenamiento pueda ser efectuado, este traslado debe de ser de forma segura. Para esto se toman en cuenta los diferentes tipos de tecnología con los que se cuenta y con ellos diseñar la forma más segura de transporte de CO₂, así como también la vía por la que va a ser transportado este gas ya sea por vía terrestre o marítima.

Es evidente que se debe encontrar un tipo de transporte el cual sea viable, seguro y primordialmente económico, esto estará en función de la fuente de la cual se obtenido el CO₂ y por supuesto de la naturaleza del tipo de almacén al que sea transportado.

En el caso de la Recuperación Mejorada con CO₂, la opción que se ha comprobado que es la más viable para poder transportar el fluido mediante tuberías, es que el CO₂ se encuentre en estado líquido, ya que en estado gaseoso, el volumen específico es demasiado elevado, lo que dificulta su transportación y almacenamiento.

En el caso de que el transporte sea a través de vehículos marítimos o terrestres, la opción más adecuada, es disponer del CO₂ en estado líquido, esto ha sido demostrado a través de la experiencia que se ha obtenido del transporte de Gas Licuado (**GLP**) y el transporte del CO₂ a pequeña escala, esto con fines industriales. En el caso de poder manejar el CO₂ en estado sólido, lo cual haría que el transporte fuera más fácil, el inconveniente que se

encuentra para este caso, es que es demasiado costosa la transformación desde el punto de vista energético.

2.1 Tipos de transporte

Existen dos opciones o tipos de transporte: Continuo o Discontinuo, ambos requieren de recursos sustanciales en términos de energía y costos. Debido a que bajo distintas condiciones de presión y de temperatura existen diferentes comportamientos del CO₂, esto es para evitar que el CO₂ se solidifique.

15

2.1.1 Transporte Continuo

También se le conoce bajo el nombre de ductos de CO₂, este sistema de transporte permite trasladar el CO₂ ininterrumpidamente sin alteraciones del producto con disponibilidad inmediata y en flujo permanente.

En el caso de que el transporte sea continuo, el CO₂ debe de ser manejado con cambios de temperatura y de presión mediante un compresor para su compactación y así con esto una mayor cantidad de flujo puede ser manejado en menos tiempo. (**Fig. 2. 1**), por lo que el CO₂ en fase gaseosa debe de ser comprimido.

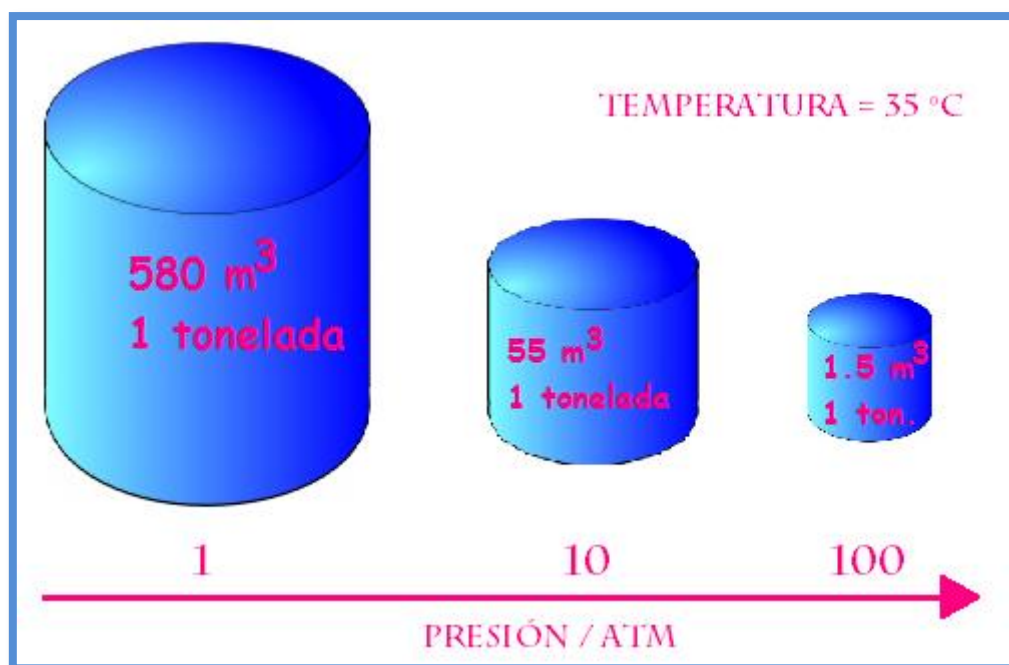


Fig. 2. 1 Efectos de la compresión de CO₂.

En la actualidad, los gasoductos son el método más común de transporte de CO₂. Por lo general el CO₂ gaseoso es comprimido a una presión superior a 8 MPa, esto con el fin de evitar regímenes de flujo de dos fases y aumentar la densidad del CO₂, facilitando y abaratando su transporte.

En la actualidad el principal país que emplea el CO₂ en las técnicas de recuperación mejorada de petróleo, es Estados Unidos que utiliza más de 3300 Km de tuberías dedicadas únicamente al transporte de CO₂.

En este tipo de transporte se encuentran aspectos esenciales a su funcionamiento, los cuales se destacan por separado, en la **Tabla 2. 1**.

Tabla 2. 1 Diámetros de tuberías de transporte de CO₂ y capacidad de transporte.

TUBERÍA	Capacidad de transporte			Potencia Equivalente CT Supercrítica	Potencia Equivalente CTCC
	t/h CO ₂	Nm ³ /h CO ₂	t CO ₂ /año	MWb	MWb
8"	206	1175988	1236785	-	655
10"	325	2253892	1947870	569	1032
12"	457	3171236	2740662	800	1452
14"	549	3809756	3292487	961	1745
16"	721	5004877	4325341	1263	2292
18"	909	6310240	5453458	1592	2889
20"	1128	7831476	6768158	1976	3586

El CO₂ que se transporta por estas tuberías mantiene cierta regulación de concentración de fluidos inherentes, esta composición característica se describe en la **Tabla 2. 2**.

Tabla 2. 2 Diámetros de tuberías de transporte de CO₂ y capacidad de transporte.

CO ₂	95%
Nitrógeno	4%
Hidrocarburos	5%
Agua	30 lbs/MMcf
Oxígeno	10 ppm
H ₂ S	10-200 ppm
Glicol	0.3 gal/MMcf

2.1.2 Transporte Discontinuo

Este tipo de transporte se lleva a cabo a pequeña escala y se puede utilizar carros tanque, vagones cisterna y buque taque. Para cargar un barco con la mayor cantidad de CO₂, el gas es convertido en líquido por presurización o una combinación de presurización y enfriamiento.

En ciertas situaciones o lugares, el transporte de CO₂ por buque puede resultar más atractivo, esto desde el punto de vista económico y especialmente si el CO₂ tiene que ser transportado largas distancias o a ultramar.

Para que el CO₂ pueda ser transportando en buques cisterna a gran escala comercial se debe de contemplar una presión de 1.4 a 1.7 MPa y en un rango de temperatura que va de -25 y -30 °C, así como también la capacidad típica que se maneja en este tipo de buques va de 850 toneladas a 1400 toneladas de CO₂, en la actualidad no es común realizar este tipo de transporte a esta escala ya que no existe mucha demanda.

Para poder cargar un barco con la mayor cantidad de CO₂, se debe de pasar ese gas por una serie de procesos, primeramente el gas es convertido en líquido por presurización o una combinación de presurización y enfriamiento.

Las propiedades del CO₂ licuado son similares a las de los gases de petróleo licuado y la tecnología podría ampliarse para ajustarse a los grandes medios de transporte de CO₂ si se materializara la demanda de esos sistemas. Los camiones y los vagones cisterna también son opciones viables ya que podrían

transportar CO₂ a una temperatura de -20°C y a una presión de 2 Mpa. Sin embargo son costosos en comparación con los gasoductos y los buques salvo a escalas reducidas, y es poco probable que sea de utilidad a transportes de gran escala.

2.2 Análisis Comparativo entre los dos Tipos de Transporte

Si comparamos estos tipos de transporte, se puede apreciar fácilmente que en cuanto exista un mayor control de cantidades y velocidad, el transporte a través de tuberías es el que más conviene dado a su rápido control por válvulas en las tuberías y también es más estable a diferencia de la velocidad de transporte de barcos u otros tipos de transporte más lentos.

Otro factor importante que se debe de considerar es el tiempo y su flexibilidad debido a que es un factor que marca la diferencia, en el transporte discontinuo se necesita de un almacenamiento intermediario, lo cual requiere de tiempo, es por eso que se debe de optimizar la fase de transporte y de compresión en este tipo de transporte.

2.3 Tecnologías de transporte

El transporte terrestre parece ser una opción inviable por la enorme cantidad de vehículos necesarios para transportar todo el CO₂ capturado.

El Gas Licuado es transportado normalmente en estado líquido, por lo que el CO₂ también podría hacerlo en estado líquido en depósitos especiales los cuales en este caso estamos hablando de los buques cisterna y las condiciones necesarias para que se realice el transporte por este medio.

En el caso del transporte marítimo posee la ventaja de tener una mayor capacidad y a la vez ser más económico. Como ejemplo, una compañía que realiza transporte de CO₂ en barcos es Hydro Gas & Chemicals en Noruega. La cantidad anual de CO₂ transportada es de 300000 a 350000 toneladas. Esto supone unos 289 viajes anuales tomando como datos una capacidad de 1125 toneladas por vehículo y un transporte anual de 325.000 toneladas considerando una densidad del CO₂ de unos 1.000 kg/m³.

La conducción mediante redes de tuberías actualmente está siendo utilizada en especial en Estados Unidos en proyectos de Recuperación Mejorada (**EOR**) donde el CO₂ se ha estado utilizando para aumentar la eficiencia en los yacimientos petroleros.

La longitud total de red de tuberías de transporte de CO₂ es de unos 2400 km, (Gale & Davison, 2002). Este tipo de transporte se considera el más efectivo puesto que presenta una conducción dinámica y continua, esto se realizara desde la fuente hasta depósito.

El costo de inversión es un factor importante y es función del terreno a través del cual se va a construir la línea de transporte, a este efecto se le estima que el costo de inversión es de un 50% mayor si la construcción se realiza en zonas montañosas, esto respecto a las zonas llanas y en donde se supera ese 50% es el la zona marina en donde el costo de inversión aumenta considerablemente.

Otro costo de inversión que se debe de tener en cuenta, es el de la compresión extra del CO₂, la cual se realiza para superar las pérdidas de cargas en la conducción. Se estima que para una tubería de 0,5 metros de diámetro hay una caída de presión de unos 30 kPa/km, estimándose que de 100 a 200 km de línea terrestre debe existir una estación de compresión dependiendo del diámetro de la tubería (Skovholt, 1993). No ocurre lo mismo en conducciones marinas en las que es difícil disponer de estaciones de bombeo intermedias en el interior del agua, debiendo realizar toda la compresión en un principio, aunque bien es cierto que la gravedad ayuda al transporte del CO₂.

Otra necesidad es la importancia de un volumen pequeño específico para transportar la máxima cantidad de materia por volumen conducido. Esto condiciona el estado físico del CO₂ a la hora de ser transportado, y hace muy atractivo llevar al gas hasta las condiciones de fluido líquido.

2.4 Elección de la tecnología de transporte adecuada

Según la experiencia y los estudios realizados, la mejor opción en el transporte de CO₂ depende de las características del yacimiento y de la cantidad de CO₂ a transportar, tomando en cuenta estas especificaciones al tratarse de un pozo terrestre la mejor opción de transportación es una tubería, en cambio si se trata de un pozo marino existen dos opciones a considerar, el transporte por barco y el transporte por tubería donde este último medio de transporte presenta la necesidad de crear una infraestructura que pueda transportar CO₂ a gran escala, a diferencia de la simplicidad del transporte por barco. No obstante, una adecuada planificación de una red de tuberías, aplicando economías de escala permitiría el transporte de forma eficaz y económica.

2.5 Costo del transporte de CO₂

Los costos dependen en gran medida de la distancia y de la cantidad de CO₂ que sea transportada. En el caso de los gasoductos, los costos van a depender de la zona en la que se encuentra situado el gasoducto, ya sea mar o tierra, así como también de si se trata de una zona muy congestionada, o si cuenta con montañas, ríos o terrenos congelados. Todos estos factores podrían aumentar el costo por unidad de longitud e incluso duplicarlo, el cual aumentaría aún más en el caso de que los gasoductos atravesaran zonas habitadas.

Todo lo que sea un costo adicional para la re-compresión (estaciones de bombas reforzadas), que pueda necesitarse para los gasoductos que cuentan con mayor longitud, esto se contaría como parte de los gastos de transporte, los cuales son relativamente bajos.

En la **Fig. 2. 2** (Gráfica de curvas de precios vs distancia de transporte) se representa los tres tipos más comunes de transporte de CO₂, que son gasoducto terrestre que por cada tonelada de CO₂ en una longitud de 1000 Km el costo relativo es de 10 dólares, mientras que en el gasoducto marino por cada tonelada de CO₂ y la misma longitud el costo aumenta a 14 dólares y en lo que respecta al transporte por buque, por cada tonelada de CO₂ y una

longitud de 1000 Km, el costo es de 14 dólares, haciendo un análisis comparativo se puede apreciar que el transporte por tuberías terrestre es el más adecuado siendo el más seguro.

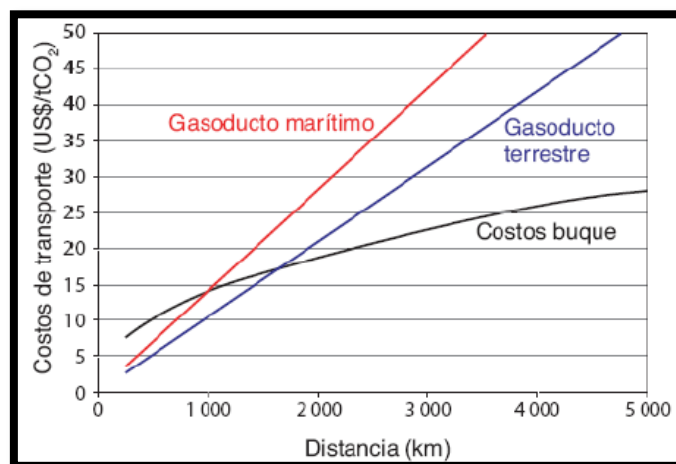


Fig. 2. 2 Gráfica de curvas de precios vs distancia de transporte

2.6 Costos del transporte por Tuberías

Los costos de las tuberías se pueden clasificar en tres puntos principales:

- 1) Los costos de construcción
 - ✚ Material / costos del equipo (cualquier tipo de tuberías, equipos de protección o si es el caso estaciones de bombeo).
 - ✚ Costos de Instalación (mano de obra).
- 2) Costos de operación y mantenimiento
 - ✚ Costos de supervisión.
 - ✚ Costos de mantenimiento.
 - ✚ Costos de energía.
- 3) Otros costos (diseño, gestión de proyectos, honorarios, costos de los seguros, subsidios, etc.)

Los gastos del material de la tubería van a depender de la longitud que tenga la tubería, el diámetro, la cantidad de CO₂ que se transporte y la calidad de este gas.

Las **Fig. 2. 3** y **Fig. 2. 4** siguientes indican los costos de transporte por gasoducto para una distancia nominal de 250 km, que, por lo general, es de 1 a 8 US por tonelada de CO₂; asimismo muestra también como el costo del gasoducto depende del flujo másico del CO₂. El costo del acero representa una fracción significativa del costo de un gasoducto, por lo que las fluctuaciones de ese podrían afectar a la economía general de los gasoductos.

En lo que respecta al transporte marítimo o por barco, lo que se toma en cuenta durante este medio, es el volumen del tanque y las características de los sistemas de carga y descarga, los cuales también forman parte de los factores determinantes del costo general de transporte. También comparan los costos de transporte marítimo con los del transporte por gasoductos, y se muestra la distancia con respecto a la rentabilidad.

Si existe la opción marítima, ésta suele ser más económica que los gasoductos para las distancias superiores a unos 1000 km y para las cantidades inferiores a unos pocos millones de toneladas de CO₂ al año. En el almacenamiento oceánico, el sistema de transporte más apropiado depende del método de inyección; desde un buque flotante estacionario, un buque en desplazamiento, o un gasoducto desde la costa.

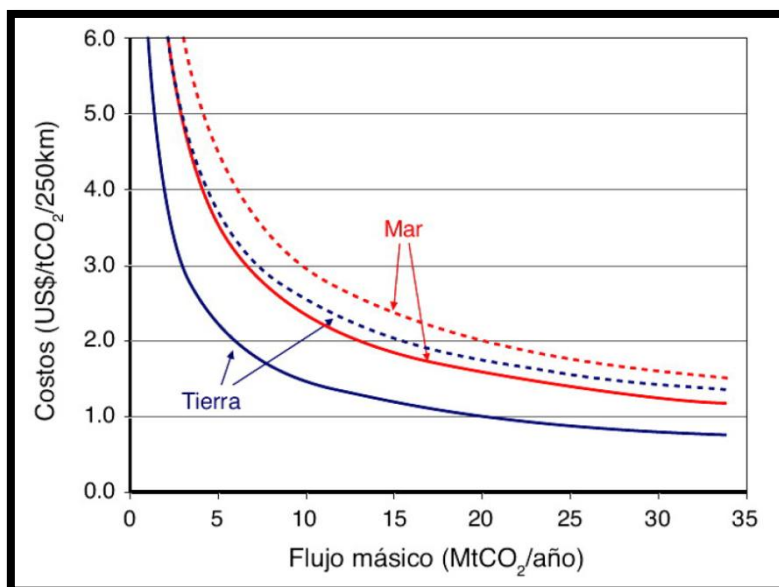


Fig. 2. 3 Costos de transporte para los gasoductos terrestres y marítimos, en USD\$ por tonelada de CO₂ por cada 250 km en función del flujo másico del

CO2. En el gráfico se muestran las estimaciones al alza (líneas punteadas) y a la baja (líneas continuas).

A partir del gráfico es más costoso construir gaseoductos o tuberías en el mar dado que se requiere mayor cantidad de materiales, además de las dificultades que la construcción marítima implica.

En el transporte por barco, el volumen del tanque y las características de los sistemas de carga y descarga son algunos de los factores determinantes del costo general de transporte. Estos costos dependen de las empresas propietarias que prestan estos servicios, normalmente establecen precios según la cantidad de toneladas que se carga el buque y la distancia que debe recorrer con la carga.

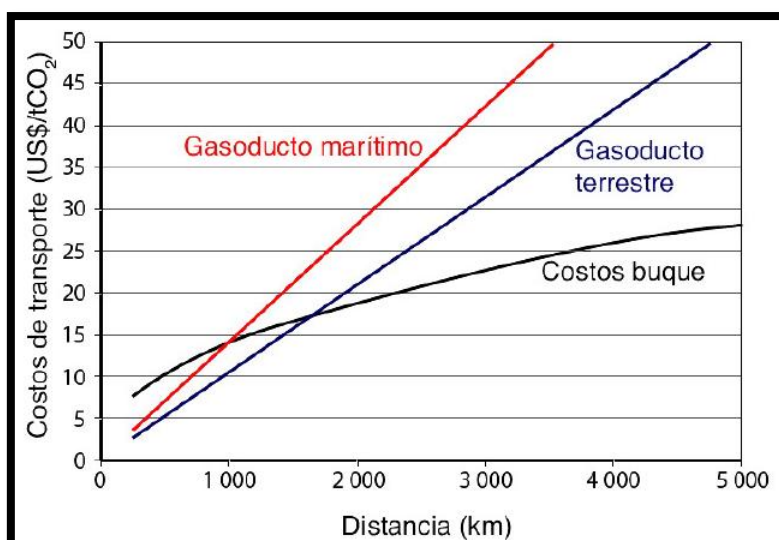


Fig. 2. 4 Costos, expresados en términos de dólares de los EE.UU. por tonelada de CO₂ transportado en relación con la distancia, para el transporte por gasoductos terrestres, gasoductos marítimos y buques. Los costos correspondientes a los buques incluyen las instalaciones de almacenamiento intermedias, los derechos portuarios, los costos de combustible, y las actividades de carga y descarga. También comprenden los costos adicionales para la licuefacción en comparación con la compresión.

2.7 Riesgo del transporte de CO₂

Al igual que se aplican normas para la admisión de gas natural en los gasoductos, también existen normas de seguridad para la transportación del

CO₂ que garantizan la calidad de los gasoductos a medida que se desarrolla la infraestructura del gasoducto. Las normas vigentes, elaboradas en gran parte en el marco de aplicaciones de recuperación mejorada de petróleo, no son forzosamente idénticas a las que se usan para la Captación y Almacenamiento de CO₂.

Existen dos tipos de CO₂ que se ocupan en la recuperación mejorada para la extracción de hidrocarburos, estos son el CO₂ húmedo el cual es sumamente corrosivo y el CO₂ seco el cual no es corrosivo para el acero, tomando en cuenta estas clasificaciones se determinaran las especificación que habrán de cubrir las tuberías para su transportación, de manera que en la transportación del CO₂ húmedo se tendrían que construir una tubería con una aleación resistente a la corrosión o su interior tendría que estar revestido con una aleación o capa continua de polímeros, lo que representaría un costo mayor, que el de la tubería construida de acero a carbono-manganeso.

Para el transporte de CO₂ por gasoductos que atraviesan zonas habitadas se debe de considerar una selección detallada de la ruta, protección en caso de presión excesiva, detección de fugas, y bajos contenidos de H₂S así como otros factores relativos al diseño.

Durante el transporte del CO₂, pueden producirse fugas a la atmósfera, que aunque las fugas en los gasoductos son muy pequeñas impactan en la alteración al cambio climático.

Un estudio realizado por Vendrig, ha modelado los riesgos que existen en los gasoductos de CO₂ y en las estaciones de bombeo, que van desde las fugas hasta explosiones de las estaciones de bombeo.

Tuberías marinas

Las tuberías marinas están sujetas a un régimen de regulación similar a la que tienen las tuberías terrestres, sin embargo los riesgos en el impacto ecológico o atmosférico por derrames o fugas son mínimos.

Los fracasos en las tuberías submarinas fueron examinados por Palmer (2005), el cuál detecto que los errores más comunes que se cometen son a causa del error humano.

Buque-tanques

Estos sistemas pueden fallar de varias maneras: a través de una coalición, naufragio, varamiento o que este se incendie. Muchos de los accidentes marítimos pueden ser atribuidos a fallas en el sistema y claro está a los factores humanos, mientras que los accidentes que surjan como consecuencia de factores puramente técnicos, son poco comunes.

25

2.8 Evaluación de los riesgos e impacto ambiental

Los riesgos relacionados con las fugas del almacenamiento de CO₂ en depósitos geológicos quedan abarcados en dos categorías generales: riesgos mundiales y riesgos locales. Los riesgos mundiales comprenden la liberación de CO₂ que puede contribuir de forma significativa al cambio climático si se produce una fuga de cierta fracción de la formación de almacenamiento a la atmósfera.

Además, si hay una fuga de CO₂ de la formación de almacenamiento, pueden existir riesgos para los seres humanos, los ecosistemas y las aguas subterráneas, que representan los riesgos locales.

Con respecto a los riesgos mundiales, en relación a las fugas según las observaciones y los análisis de lugares de almacenamiento de CO₂ existentes, sistemas naturales, y modelos técnicos, es muy probable que la fuga fracción retenida en depósitos seleccionados y gestionados de forma apropiada exceda del 99 por ciento en el curso de 100 años, y es probable que exceda del 99 por ciento en un plazo de 1 000 años.

Es probable que se retengan fracciones similares durante períodos de tiempo incluso más largos, ya que se espera que el riesgo de fuga disminuya gradualmente a medida que otros mecanismos permitan una retención adicional. La cuestión es si estas fracciones retenidas serían suficientes para

que el almacenamiento no permanente tenga algún valor para la mitigación del cambio climático.

Con respecto a los riesgos locales, hay dos tipos de escenarios en que pueden producirse fugas. En el primer caso, los fallos en los pozos de inyección o las fugas ascendentes en pozos abandonados podrían crear una repentina y rápida liberación de CO₂.

Es probable que este tipo de liberación sea detectado con prontitud y sea controlado mediante la utilización de técnicas disponibles en la actualidad para la contención de erupciones de pozos. Los riesgos relacionados con este tipo de liberación afectan principalmente a los trabajadores que se encuentran en las proximidades de dicha fuga cuando ésta se produce, o a aquellos que son llamados para controlar la erupción. Una concentración de CO₂ superior a un nivel del 7 al 10 por ciento en el aire causaría un peligro inmediato para la vida y la salud humanas.

El control de este tipo de liberación puede llevar entre horas y días y es probable que la cantidad total de CO₂ liberado sea muy baja en comparación con la cantidad inyectada total. Este tipo de riesgos son gestionados periódicamente de forma eficaz en el sector del petróleo y el gas mediante la utilización de controles técnicos y administrativos.

En el segundo escenario, pueden producirse fugas a través de fallas o fracturas que no han sido detectadas, o por medio de pozos con pérdidas en que la filtración a la superficie es más gradual y difusa. En este caso, los peligros afectan principalmente a los mantos acuíferos de agua potable y los ecosistemas en los que el CO₂ se acumula en la zona situada entre la superficie y la parte superior de la capa freática.

El agua subterránea puede verse afectada tanto por las fugas directas de CO₂ a un acuífero como por la salmuera que penetra en el acuífero como resultado de su desplazamiento por el CO₂ durante el proceso de inyección. En este escenario, también puede darse una acidificación de los suelos y un desplazamiento de oxígeno en los suelos. Además, si las fugas a la atmósfera se produjeran en zonas de tierras bajas con poco viento, o en sumideros y

bases rocosas situadas sobre estas fugas difusas, se causarían daños a las vidas humanas y animales de no detectarse la fuga.

Los seres humanos se verían afectados en menor medida por las fugas originadas en lugares de almacenamiento marítimos que en los terrestres. Las rutas de las fugas pueden identificarse por medio de diversas técnicas y mediante la caracterización del depósito.

En la **Fig. 2.5** se indican algunas de las posibles rutas de fugas para una formación salina. Cuando se conocen las posibles rutas de fugas, la estrategia de vigilancia y saneamiento puede adaptarse para subsanar la posible fuga.

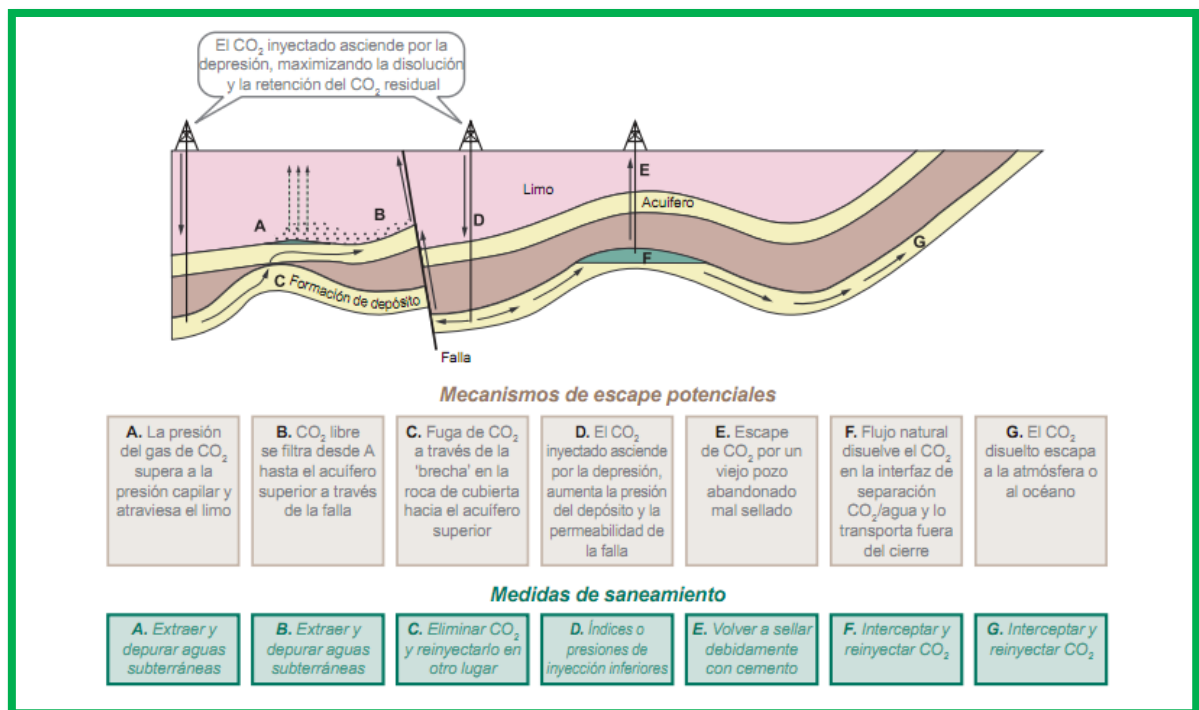


Fig. 2.5 Posibles rutas de fugas y técnicas de saneamiento para el CO₂ inyectado en formaciones salinas. La técnica de saneamiento dependería de las posibles rutas de fugas identificadas en un depósito.

El diseño y el emplazamiento minuciosos del sistema de almacenamiento, junto con métodos para la pronta detección de fugas (preferentemente mucho antes de que el CO₂ alcance la superficie terrestre), son formas eficaces de reducir los riesgos relacionados con las posibles fugas.

Una vez que se han detectado las fugas, se pueden utilizar ciertas técnicas de saneamiento disponibles para detenerlas o controlarlas. Según el tipo de fuga, estas técnicas podrían comprender técnicas normalizadas de reparación de pozos, o la extracción de CO₂ mediante la intercepción de su fuga en un acuífero subterráneo a poca profundidad (**Fig. 2.5**). También existen técnicas para eliminar el CO₂ de los suelos y las aguas subterráneas, pero es probable que resulten costosas. Se necesitaría de más estudios para demostrar la eficacia.

2.9 Vigilancia y verificación

La vigilancia forma una parte muy importante de la estrategia general de gestión de riesgos para los proyectos de almacenamiento geológico. Aún no se han desarrollado procedimientos o protocolos normalizados, pero se espera que evolucionen a medida que mejora la técnica, en función de los riesgos y los reglamentos locales.

No obstante, está previsto que ciertos parámetros, como el índice de inyección y la presión de los pozos de inyección, sean medidos de forma sistemática. Reiterados estudios sísmicos han demostrado ser de utilidad para el seguimiento de la migración subterránea del CO₂ y así monitorear el flujo de CO₂. Pueden resultar igualmente útiles otras técnicas más recientes, como la medición eléctrica y de la gravedad.

El muestreo del agua subterránea y del suelo situado entre la superficie y la capa freática podrían servir también para la detección directa de fugas de CO₂. Pueden colocarse detectores de CO₂ con alarma en los pozos de inyección a fin de garantizar la seguridad de los trabajadores y detectar las fugas.

Las técnicas de superficie pueden utilizarse asimismo para detectar y cuantificar las descargas en la superficie. Los datos de línea de base de alta calidad mejoran la fiabilidad y la resolución de todas las mediciones y serán fundamentales para la detección de fugas de pequeña intensidad.

Puesto que todas estas técnicas de vigilancia han sido adaptadas a partir de otras aplicaciones, han de someterse a pruebas y evaluaciones con respecto a

la fiabilidad, la resolución y la sensibilidad en el contexto del almacenamiento geológico.

Todos los proyectos a escala industrial y proyectos experimentales existentes tienen programas para desarrollar y probar estas y otras técnicas de vigilancia. También podría ser necesario o conveniente contar con métodos para vigilar la cantidad de CO₂ almacenado bajo tierra en el marco de las prescripciones en materia de notificación y vigilancia de emisiones de la Comisión Metropolitana de Cambio Climático (CMCC).

Dado el carácter a largo plazo del almacenamiento de CO₂, puede que sea necesario vigilar los emplazamientos durante períodos de tiempo muy largos.

2.10 Cuestiones jurídicas

En este momento, pocos países han desarrollado marcos jurídicos y normativos específicos para el almacenamiento terrestre de CO₂.

La legislación pertinente incluye leyes relativas al petróleo y al agua potable, así como reglamentos sobre la explotación minera. En muchos casos, hay leyes que se aplican a ciertas, o casi todas, las cuestiones relacionadas con el almacenamiento de CO₂. En concreto, las cuestiones de responsabilidad a largo plazo, como las cuestiones mundiales relacionadas con las fugas de CO₂ a la atmósfera, y las preocupaciones a nivel local sobre el impacto ambiental, aún no han sido abordadas. Los regímenes de vigilancia y verificación y los riesgos de fuga pueden desempeñar un papel importante para determinar la responsabilidad, en los riesgos de la transportación y almacenamiento de CO₂.

También hay aspectos que han de considerarse como la duración de las instituciones, la vigilancia continua y la transferibilidad de los conocimientos institucionales. La perspectiva a largo plazo es esencial para un marco jurídico para la CAC, ya que los períodos de almacenamiento se extienden a lo largo de muchas generaciones, al igual que el problema del cambio climático.

En la actualidad, existen diversos tratados (en particular, la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar, la Convención de Londres 11 y el Convenio OSPAR12) que podrían aplicarse a la inyección marítima de CO₂ en

medios marinos (tanto en el océano como en el subsuelo marino). Todos estos tratados han sido redactados sin consideración específica del almacenamiento de CO₂.

Por ejemplo, en una evaluación realizada por el Grupo de juristas y lingüistas del Convenio OSPAR (en relación con la región del Atlántico nordeste) se constató que, dependiendo del método y la finalidad de la inyección, la inyección de CO₂ en el subsuelo marino y en el océano podría ser compatible con el tratado en ciertos casos, como cuando el CO₂ es transportado por gasoductos desde la tierra. En este momento se está llevando a cabo una evaluación similar por las Partes de la Convención de Londres.

Asimismo, expertos jurídicos han llegado a la conclusión en sus documentos de que el CO₂ captado procedente de una operación de extracción de petróleo o gas natural y almacenado en una formación geológica marina (como la operación Sleipner) no se consideraría “vertido” en virtud de la Convención de Londres y, por tanto, no estaría prohibido con arreglo a la misma.

3. TRATAMIENTO DE DIÓXIDO DE CARBONO

El gas natural como producto comercializable es básicamente gas metano, el más ligero de los hidrocarburos, aunque cuando sale del pozo viene combinado con múltiples compuestos que deben ser retirados.

El término gas natural es aplicado a una mezcla de hidrocarburos formada principalmente de metano en un 75 a 99% de composición, y acompañado por menores cantidades de etano en un 10%, propano en un 3%, butano, pentano y hexano, etano y en ocasiones octano. En la mayoría de los depósitos de gas natural, aún los hidrocarburos más pesados, aparecen en estado gaseoso debido a las altas presiones presentes en ellos, al llegar a la superficie, estos hidrocarburos pesados se licúan a presión atmosférica y dan lugar a los llamados líquidos de gas natural, gas condensado, gasolina natural o gas licuado de petróleo. Estos pueden separarse en algunos depósitos a través de la condensación retrógrada o pueden ser separados en la superficie en plantas procesadoras de gas por medio de la condensación, absorción, adsorción u otras modificaciones. A este tipo de gas se le conoce por su composición como gas dulce. Otros gases que comúnmente aparecen en asociación con los hidrocarburos son el nitrógeno, el dióxido de carbono, hidrógeno, sulfuro de hidrógeno y algunos gases nobles como el helio y el argón; el que estos gases, principalmente los sulfurosos, estén presentes en la composición del gas natural limita considerablemente su uso comercial.

A este tipo de gas que contiene productos sulfurosos se le conoce como gas amargo, y para eliminarlos es necesario tratar el gas con hidróxido de calcio, hidróxido de sodio o carbonato de sodio.

Así mismo, debido a que el gas natural y las aguas de formación aparecen juntos en los depósitos, el gas recuperado de los pozos contiene vapor de agua, el cual es condensado parcialmente durante su transmisión a las plantas procesadoras. Por lo anterior, no existe una composición que pueda ser definida como típica para gas natural.

El gas natural como producto comercializable es básicamente gas metano, el más ligero de los hidrocarburos, aunque cuando sale del pozo viene combinado con múltiples compuestos que deben ser retirados. En la industria del petróleo se distinguen diferentes tipos de gas y componentes:

✚ Gas asociado

Es el gas que sale junto con el petróleo crudo. La mayor parte del gas natural producido en México es de este tipo.

✚ Gas no asociado

Es el gas que proviene de campos que no contienen petróleo. El principal campo productor de gas no asociado es la cuenca de Burgos en el norte de Veracruz.

✚ Gas amargo

Uno de los compuestos más nocivos que tiene el gas al salir de los pozos es el ácido sulfhídrico, H_2S , el cual provoca corrosión de los equipos metálicos que entran en contacto con el gas, por lo que es necesario separar este compuesto. Al gas que aun contiene ácido sulfhídrico se le llama gas amargo.

✚ Gas dulce

El gas que no contiene concentraciones de ácido sulfhídrico (H_2S).

✚ Gas húmedo

El gas que aun contiene productos condensables a través de procesos criogénicos y de compresión.

✚ Gas seco

El gas al que se le ha retirado los condensables.

✚ Gas natural licuado (LNG)

El gas natural al que se le ha conseguido licuar a través de temperaturas muy bajas ($-162\text{ }^{\circ}C$). Así es posible transportarlo en barcos desde lugares donde

sería incosteable construir gasoductos ya que el metano en forma líquida ocupa 1/600 del volumen que ocuparía en estado gaseoso No debe confundirse con el gas licuado del petróleo (GLP) el cual son propanos y butanos condensados a temperaturas relativamente bajas. Actualmente existen los proyectos de crear terminales de importación y regasificación de gas natural licuado en Altamira, Lázaro Cárdenas y en Baja California por parte de la iniciativa privada.

✚ Líquidos del gas

Los productos condensables que se dividen en etano; gas licuado (GLP) que consiste básicamente de propanos y butanos; y gasolinas naturales, que son pentanos y hexanos.

El gas natural puede tener, además, contaminantes tales como vapor de agua (condensable), nitrógeno, oxígeno y muchos otros compuestos, como se puede observar en la **Tabla 3. 1**.

Tabla 3. 1 Composición promedio del Gas Natural.

Componente	Gas Natural Seco	Gas Natural Húmedo	Fluido Condensado	Gas del Separador
N ₂	0.51	4.85	-	-
CO ₂	0.67	0.24	0.47	-
C1	91.94	84.74	82.13	59.04
C2	3.11	5.68	6.37	10.42
C3	1.26	3.47	4.09	15.12
i-C4	0.37	0.30	0.50	2.39
n-C4	0.34	1.01	1.85	7.33
i-C5	0.18	0.18	0.55	2.00
C6	0.16	0.09	1.03	1.18
C7+	1.35/100	0.25/100	2.03/100	0.8/100

El peso del gas natural puede ser medido cuando está comprimido en tanques, pero no así cuando fluye por ductos, por lo que es común medirlo en millones de pies cúbicos estándar (es decir, a una atmósfera de presión y 15 grados Celsius) o metros cúbicos normales (a una atmósfera de presión y 0 grados Celsius). Sin embargo, la calidad del gas se mide por su calor de combustión,

que es la cantidad de energía que libera al quemarse completamente para formar bióxido de carbono y agua. El calor de combustión se expresa en kilojoules/kilogramo. Mientras más alto sea el calor de combustión, mayor será el precio del gas. El poder de combustión puede variar por los contaminantes que pueda traer el gas, especialmente el nitrógeno. Por esta razón en comparaciones internacionales es preferible comparar las producciones internacionales en unidades de calor (terajoules) y no de volumen. El gas natural no sólo se obtiene al momento de extraerlo del pozo. El petróleo crudo contiene gran cantidad de gas disuelto que se va liberando cada vez que este es destilado, descomprimido o calentado. Una vez que la mezcla de hidrocarburos llega a los separadores, es en este momento cuando se descarta el gas que se puede utilizar después por ejemplo en algún proceso de recuperación mejorada y el gas que ya cuenta con muchos contaminantes, este gas se va a lo que llamamos quemadores.

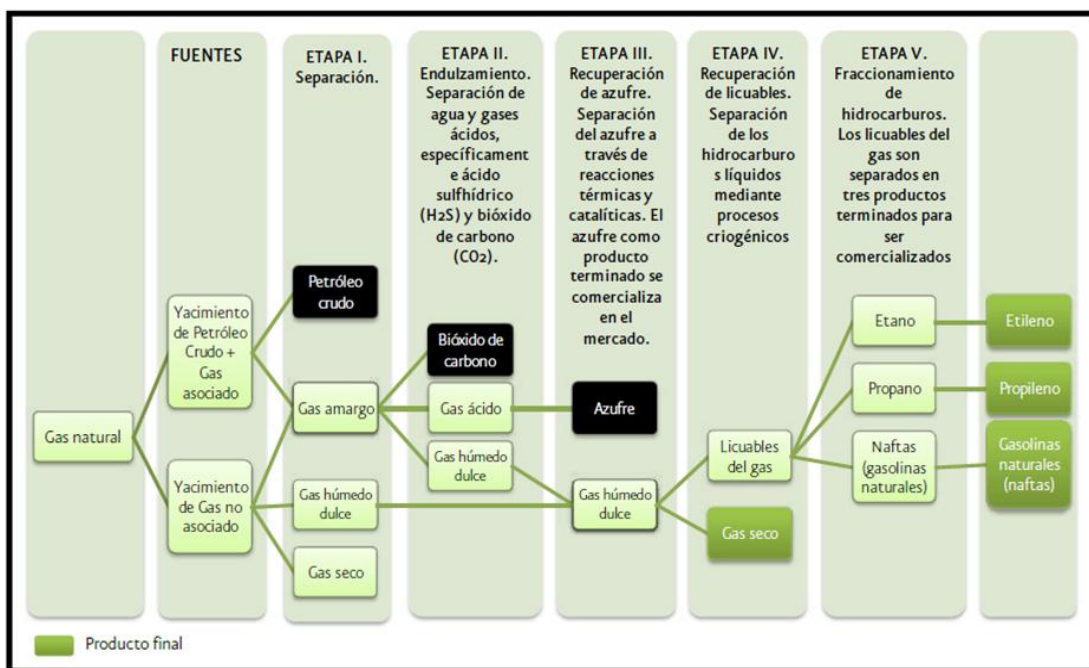


Fig. 3. 1 Proceso de la Separación de los diferentes componentes del Gas Natural.

Los procesos que se aplican para eliminar H₂S pueden agruparse en cuatro categorías de acuerdo a su tipo y pueden ser desde demasiado sencillos hasta complejos dependiendo de si es necesario recuperar o no los gases removidos.

y el material usado para eliminarlos. En algunos casos no hay regeneración con recobro de azufre y en otros. Las cuatro categorías son:

3.1 Procesos de Absorción Química

Estos procesos se caracterizan porque el gas agrio se pone en contacto en contracorriente con una solución en la cual hay una substancia que reacciona con los gases ácidos. El contacto se realiza en una torre conocida como contactora en la cual la solución entra por la parte superior y el gas entra por la parte inferior. Las reacciones que se presentan entre la solución y los gases ácidos son reversibles y por lo tanto la solución al salir de la torre se envía a regeneración. Los procesos con aminas son los más conocidos de esta categoría y luego los procesos con carbonato.

El punto clave en los procesos de absorción química es que la contactora sea operada a condiciones que fueren la reacción entre los componentes ácidos del gas y el solvente (bajas temperaturas y altas presiones), y que el regenerador sea operado a condiciones que fueren la reacción para liberar los gases ácidos (bajas presiones y altas temperaturas), algunos de los procesos son los siguientes:

- ✚ Procesos con aminas
- ✚ La capacidad relativa se toma con respecto a la de MEA para absorber H_2S
- ✚ Procesos con carbonato
- ✚ Procesos con carbonato
- ✚ Dimensionamiento

3.2 Procesos de Absorción Física

La absorción física depende de la presión parcial del contaminante y estos procesos son aplicables cuando la presión del gas es alta y hay cantidades apreciables de contaminantes. Los solventes se regeneran con disminución de presión y aplicación baja o moderada de calor o uso de pequeñas cantidades

de gas de despojamiento. En estos procesos el solvente absorbe el contaminante pero como gas en solución y sin que se presenten reacciones químicas; obviamente que mientras más alta sea la presión y la cantidad de gas mayor es la posibilidad de que se disuelva el gas en la solución.

Los procesos físicos tienen alta afinidad por los hidrocarburos pesados. Si el gas a tratar tiene un alto contenido de propano y compuestos más pesados el uso de un solvente físico puede implicar una pérdida grande de los componentes más pesados del gas, debido a que estos componentes son liberados del solvente con los gases ácidos y luego su separación no es económicamente viable. El uso de solventes físicos para endulzamiento podría considerarse bajo las siguientes condiciones:

Presión parcial de los gases ácidos en el gas igual o mayor de 50 Lpc.
Concentración de propano o más pesados baja. Solo se requiere remoción global de los gases ácidos (No se requiere llevar su concentración a niveles demasiado bajos) Se requiere remoción selectiva de H_2S , algunos de los procesos son:

- ✚ Proceso Selexol
- ✚ Proceso de Lavado con Agua.

3.3 Procesos Híbridos

Los procesos híbridos presentan un intento por aprovechar las ventajas de los procesos químicos, alta capacidad de absorción y por tanto de reducir los niveles de los contaminantes, especialmente H_2S , a valores bajos, y de los procesos físicos en lo relativo a bajos niveles de energía en los procesos de regeneración.

3.4 Procesos de Conversión Directa

Estos procesos remueven el H_2S y lo convierten directamente a azufre elemental sin necesidad de unidad recuperadora de azufre. Estos procesos

utilizan reacciones de oxidación – reducción que involucran la absorción de H_2S en una solución alcalina.

Muchos de los procesos anteriormente mencionados involucran el H_2S como gas principal, en el caso del CO_2 , se observa lo siguiente.

Existen dos tipos de plantas de CO_2 , productoras y recuperadoras, con ventajas una sobre otra como el control de la calidad del producto en el primer caso y el menor costo del producto en la segunda.

A continuación se explicara el proceso realizado en cada una, las ventajas y diferencias entre ellos.

3.5 Descripción general de una planta productora de CO_2

La planta opera quemando gas natural de manera controlada para garantizar siempre una llama oxidante con un exceso de O_2 entre 1-4% dependiendo del combustible utilizado; la combustión se lleva a cabo dentro de una caldera que cumple una doble función, la primera generar y entregar los gases de combustión y la segunda calentar la Monoetanolamina (MEA) rica. Los gases de combustión son atrapados calientes y llevados a una torre lavadora garantizando siempre una temperatura superior a $150\text{ }^\circ\text{C}$ para evitar que los posibles componentes azufrados de estos gases reaccionen con la humedad y formen ácidos.

La torre lavadora es de acero inoxidable de tipo empacada con una recirculación de soda ash ($H_2O + NaCO_3$) controlada por pH automáticamente de manera que cuando la solución se está neutralizando recibe una inyección de soda ash nueva manteniendo el pH en un nivel adecuado. Al salir de ésta torre los gases de combustión han neutralizado los posibles ácidos y han entregado a la solución, los sólidos que pudieran haber sido arrastrados en los procesos anteriores.

Estos gases limpios pasan a un incrementador de presión llamado sobrepresor y de allí al fondo de una segunda torre absorbadora, donde reciben una ducha

de MEA pobre a temperatura cercana a la del ambiente (se llama MEA pobre por el hecho de no tener atrapado CO_2). En ésta torre la MEA se enriquece atrapando el CO_2 de la corriente gaseosa y dejando escapar a la atmósfera por la parte superior el resto de los componentes de ésta corriente que son N_2 y vapor de agua; éste es un punto de control para la eficiencia de los primeros procesos y de la calidad del producto que va por ellos.

La MEA rica del fondo de la torre absorbidora se bombea y pasa a través de un intercambiador de placas donde se precalienta en contraflujo con corrientes de agua y MEA pobre para entrar a la parte superior de la tercera torre llamada Despojadora. El fondo de ésta torre se encuentra unido a la caldera por un sistema de vasos comunicantes que facilitan el calentamiento de ésta MEA rica con la energía liberada en la combustión hasta prácticamente el punto de ebullición; en éstas condiciones la MEA libera el CO_2 que sube a través de la torre despojadora para ser enfriado y condensar el arrastre de MEA que es devuelta al sistema.

El CO_2 pasa así a la etapa de purificación, el circuito de MEA se completa de la siguiente manera:

En la caldera al liberar el CO_2 la MEA se convierte en pobre nuevamente, de allí es bombeada caliente a través del intercambiador situado entre las torres absorbidora y despojadora donde en contracorriente con MEA rica y agua se enfría y retorna a la ducha de la parte superior de la torre absorbidora para iniciar nuevamente el proceso.

La purificación del CO_2 inicia con una torre empacada de permanganato de potasio donde se oxidan en este proceso los contaminantes de NO_x , acetaldehído, trazas de MEA y otros compuestos. De allí el CO_2 es comprimido politrópicamente para pasar luego a unos lechos deshidratados compuestos por 2 capas de zeolitas, una primera de selexorb que retira las trazas de los contaminantes que pudieran pasar la torre de KMnO_4 y una segunda de alúmina activada para retirarle completamente la humedad; seguidamente pasa a un filtro de carbón activado para retirarle olores.

El gas CO₂ es por último condensado en una unidad de refrigeración con amoníaco y almacenado en forma líquida a 100psi y -33 °C en condiciones de líquido saturado.

3.6 Descripción General de una Planta Recuperadora de CO₂

Se comprime y enfría una fuente rica en CO₂ (normalmente 90%) para remover el agua (paso 1), se seca el gas por medio de secadores de tamiz molecular (paso 2) antes de entrar a la sección de baja temperatura, donde el gas es usado para calentar la columna de destilación (paso 3) antes de entrar a esta.

El condensador usualmente es un intercambiador a reflujo, el vapor se genera a través de los tubos, se enfría y el líquido resultante retorna al mismo tubo teniendo un contacto directo con el vapor generado.

El reflujo frío generado en la columna es proporcionado por un ciclo externo de refrigeración (paso 4), usualmente es una unidad de amoníaco a 28°C; el producto de fondo de la columna es CO₂ líquido y puro.

Para recuperación de corrientes con bajo contenido de CO₂ un proceso híbrido con una membrana criogénica puede producir CO₂ puro, usualmente la membrana concentra el contenido de CO₂ de 30% a 90%, la corriente concentrada pasa a una unidad de baja temperatura para purificaciones posteriores. Este proceso hace posible la mezcla de etano/CO₂ para ser separadas en productos puros sin necesidad de la utilización de columnas de destilación múltiple.

Para recuperación de corrientes ricas en CO₂ puede lograrse un aumento en la recuperación con una membrana para procesar los productos superiores de la columna de destilación y reciclo de los permeados ricos en CO₂ dentro del proceso criogénico. (3)

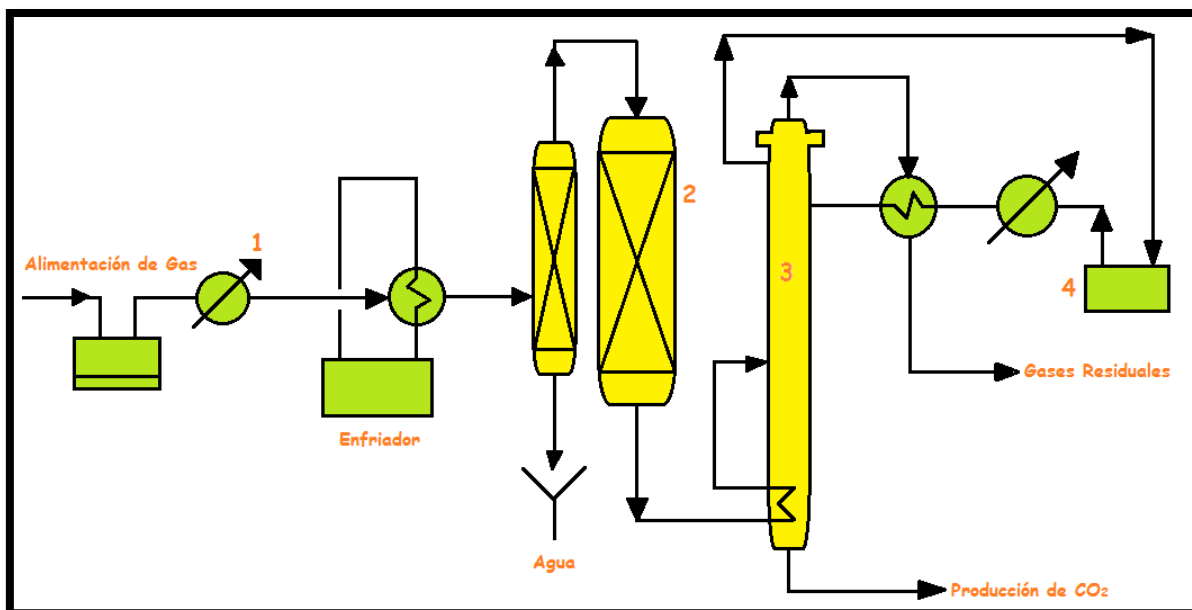


Fig. 3. 2 Diagrama de Flujo de la Recuperación de CO₂.

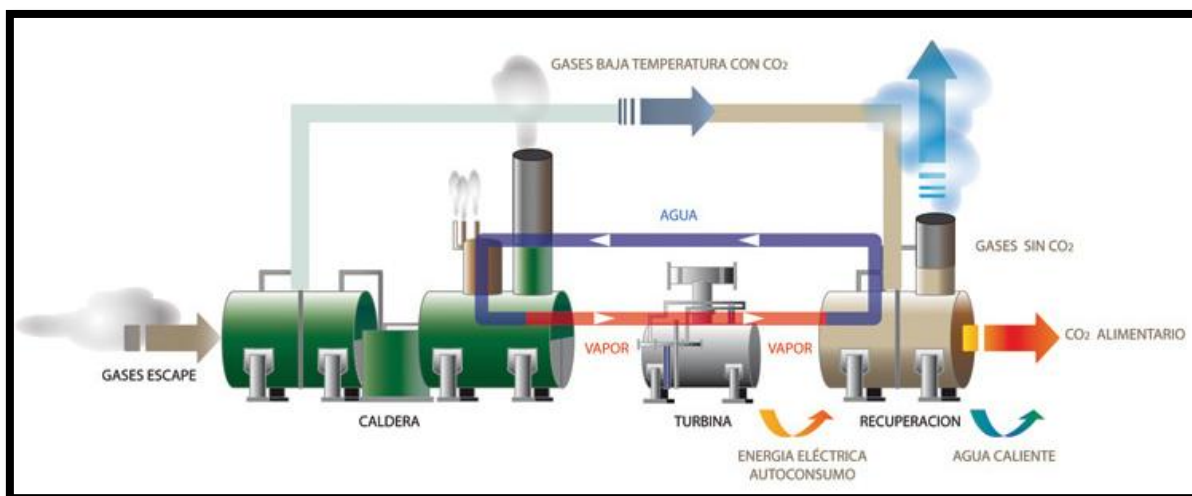


Fig. 3. 3 Recuperación de CO₂.

Del Gas Natural que va a ser obtenido de la producción de hidrocarburos (Gas Asociado), se van a realizar dos tratamientos importantes los cuales van a eliminar el CO₂ que existe en el Gas Natural, así como otros gases. El CO₂ que es separado por medio de estos tipos de tratamiento va a conformar una parte importante para el proceso de inyección, ya que se convierte en una fuente de CO₂.

4. INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO

Al analizar los recursos energéticos las principales para obtención del CO₂, son las naturales y las artificiales, natural como lo es el ciclo del carbono, donde inicia el proceso de formación del CO₂, y artificiales como las plantas termoeléctricas, plantas de cemento y plantas de amoniaco, donde la extracción de CO₂, se efectúa a través de un proceso químico.

4.1 Ciclo del Carbono

En el Ciclo del Carbono, el carbono sufre una serie de transformaciones a lo largo del tiempo. Este ciclo se denomina biogeoquímico por el cual el carbono se intercambia entre la biosfera, la litosfera, la hidrosfera y la atmósfera de la Tierra. Los conocimientos sobre esta circulación de carbono van a ocasionar que se pueda apreciar la intervención que tiene el ser humano en el clima y los efectos que causa esto en el cambio climático.

El ciclo de Carbono va a comprender dos ciclos, los cuales se van a dar a distintas velocidades.

4.1.1 Ciclo Biológico del Carbono

Este ciclo es relativamente rápido, se estima que la renovación del carbono atmosférico ocurre cada 20 años. Mediante la Fotosíntesis, las plantas absorben la energía solar y el CO₂ de la atmósfera, produciendo oxígeno e hidratos de carbono (azúcares como la glucosa), que sirven de base para el crecimiento de las plantas. Los animales y las plantas utilizan los carbohidratos en el proceso de descomposición orgánica (forma de respiración de las bacterias y hongos), la respiración devuelve el carbono, biológicamente fijado en los reservorios terrestres, a la atmósfera.

Los incendios (naturales) son otro elemento del ciclo rápido que añade CO₂ a la atmósfera al consumir la biomasa y materia orgánica, y al provocar la muerte de plantas que acaban por descomponerse y formar también CO₂.

4.1.2 Ciclo Geológico del Carbono

Este ciclo opera a una escala de millones de años, está integrado en la propia estructura del planeta y se puso en marcha hace aproximadamente 4.55 miles de millones de años, cuando se formó el Sistema Solar y la Tierra.

Más del 99% del carbono terrestre está contenido en la litosfera siendo la mayoría de carbono inorgánico, almacenado en rocas sedimentarias como las rocas calizas. En una escala geológica, va a existir un ciclo entre la corteza terrestre o también llamada litosfera y la atmósfera. El CO_2 de la atmósfera, combinado con el agua, formando el ácido carbónico, el cual va a reaccionar lentamente con el calcio y el magnesio de la corteza terrestre, formando carbonatos. A través de los procesos de erosión (lluvia, viento), estos carbonatos son arrastrados a los océanos donde se acumulan en su lecho de capas, o son asimilados por organismos marinos que, eventualmente, después de muertos, también se depositan en el fondo del mar. Estos sedimentos se van acumulando a lo largo de miles de años, formando rocas calizas, el ciclo continúa cuando las rocas sedimentarias del lecho marino son arrastradas hacia el manto de la Tierra por un proceso de subducción (proceso por el cual una placa tectónica desciende por debajo de otra). Así, las rocas sedimentarias están sometidas a grandes presiones y temperaturas debajo de la superficie de la Tierra, derritiéndose y reaccionando a través de las erupciones volcánicas y otro tipo de actividades volcánicas, completándose así el ciclo (**Fig. 4. 1**).

4.2 Origen del CO_2

El dióxido de carbono es 1.529 veces aproximadamente más denso que el aire a condiciones estándar. Es soluble en agua en una proporción de un 0.9 de volumen del gas por volumen de agua a 20°C y a nivel del mar.

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

Comercialmente el dióxido de carbono se recupera de los gases de hornos de calcinación, de los procesos de fermentación, de la reacción de los carbonatos con los ácidos, y de la reacción del vapor del gas natural, una fase de la producción comercial de amoníaco. El dióxido de carbono se va a purificar cuando se disuelve en una solución concentrada de carbonato alcalino y después de esto cuando se calienta la disolución con vapor, el gas se recoge y se comprime en cilindros de acero. Van a existir tres fuentes principales de dióxido de carbono para procesos de recuperación mejorada, las unidades químicas, las plantas industriales y los yacimientos naturales. El CO₂ de los yacimientos puede ser originado a través de diferentes fuentes, tales como, la maduración del keroseno, reacciones químicas dentro de la columna sedimentaria y degradación bacteriana del petróleo. Sin embargo, cuando el volumen del CO₂ es muy importante, este llega desde una fuente externa al sistema petrolero, como la degradación térmica de carbonatos causada por el calor generado por intrusiones ígneas.

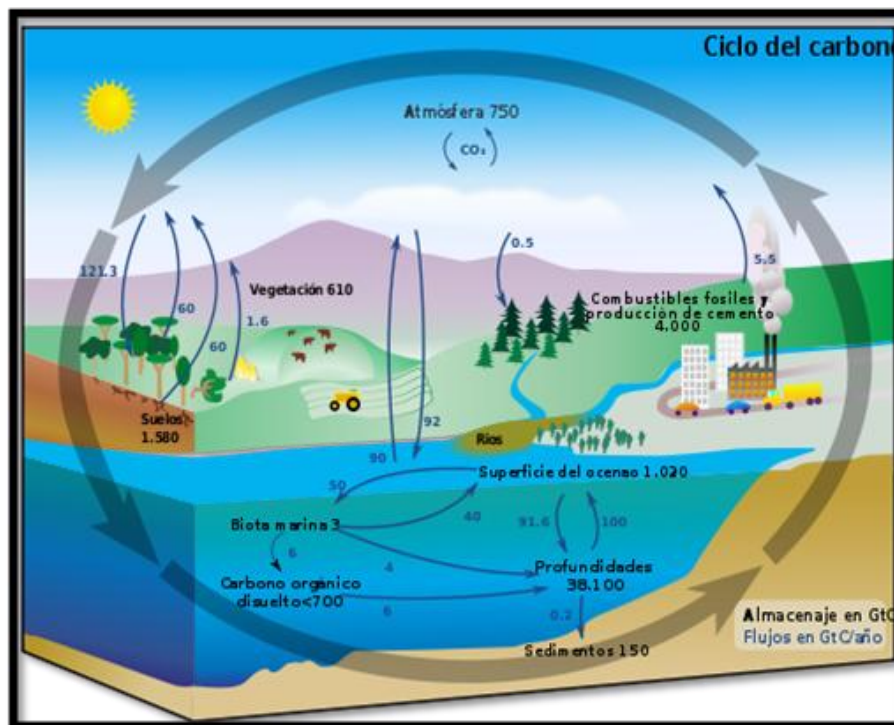


Fig. 4. 1 Ciclo del Carbono.

4.3 Fases del CO₂

Para el Dióxido de carbono, como en la mayoría de los materiales, van a existir cuatro diferentes fases, las cuales son: sólido, líquido, gas y fase supercrítica. El diagrama de fases (**Fig. 4. 2**) muestra los límites que existen entre estas fases. La fase sólido, líquida y gaseosa del CO₂, coexisten en un punto triple, lo cual va a ocurrir a una temperatura de -56 °C y una presión de 0.52 MPa (75.42 psi). Si la presión y la temperatura se encuentran por debajo de estos valores, el CO₂ solo va a poder existir en su forma sólida o gaseosa, otro aspecto importante del punto crítico, el cual va a ocurrir a una temperatura de 31.4 °C y a una presión de 7.38 MPa (1, 070.38 psi). Arriba de esta presión crítica y a temperaturas más altas que -60° C, solo una fase es la que va a existir, esta es la fase supercrítica. La fase líquida existe desde el punto triple hasta la presión supercrítica.

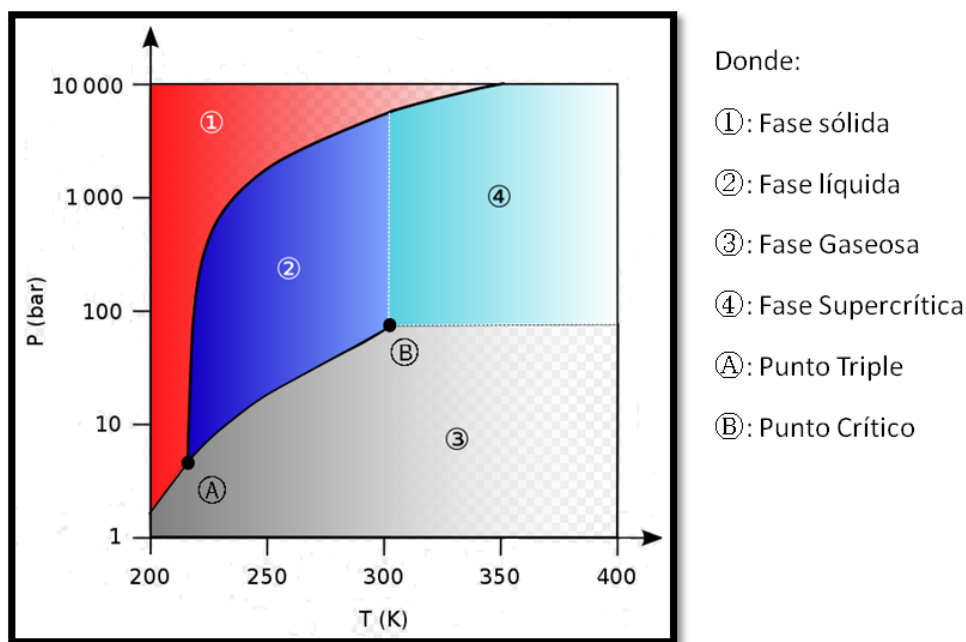


Fig. 4. 2 Diagrama de Fases del Dióxido de Carbono.

Para poder conseguir una alta eficiencia de transporte del CO₂ es favorable una alta densidad. La densidad del CO₂ varía con la presión y la temperatura,

esta va a variar conforme se modifique tanto la presión como la temperatura, este proceso se muestra en la **Fig. 4. 3**.

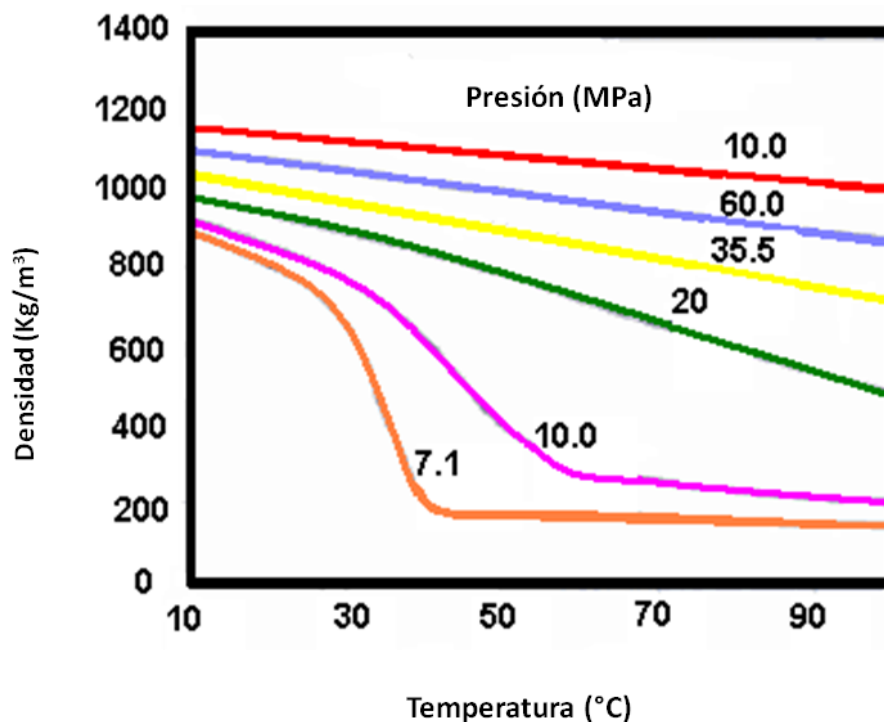


Fig. 4. 3 Diagrama de Densidad del Dióxido de Carbono.

Otra de las propiedades importantes del CO_2 , es la viscosidad, el comportamiento de la viscosidad va a depender de las variaciones que se tengan de presión y de temperatura (**Fig. 4. 4**), las condiciones de temperatura que se dan en la mayoría de los yacimientos están por arriba de la del CO_2 a inyectar, por tal motivo el CO_2 permanecerá como un gas antes de mezclarse con los hidrocarburos, a estas condiciones la viscosidad del CO_2 es baja, por ejemplo, a 210 °F (99°C) y 1500 (psi) la viscosidad es de alrededor de 0.028 (cp) y a 3000 (psi), es de 0.055 (cp). La baja viscosidad ocasiona que la relación de movilidades sea desfavorable durante el desplazamiento.

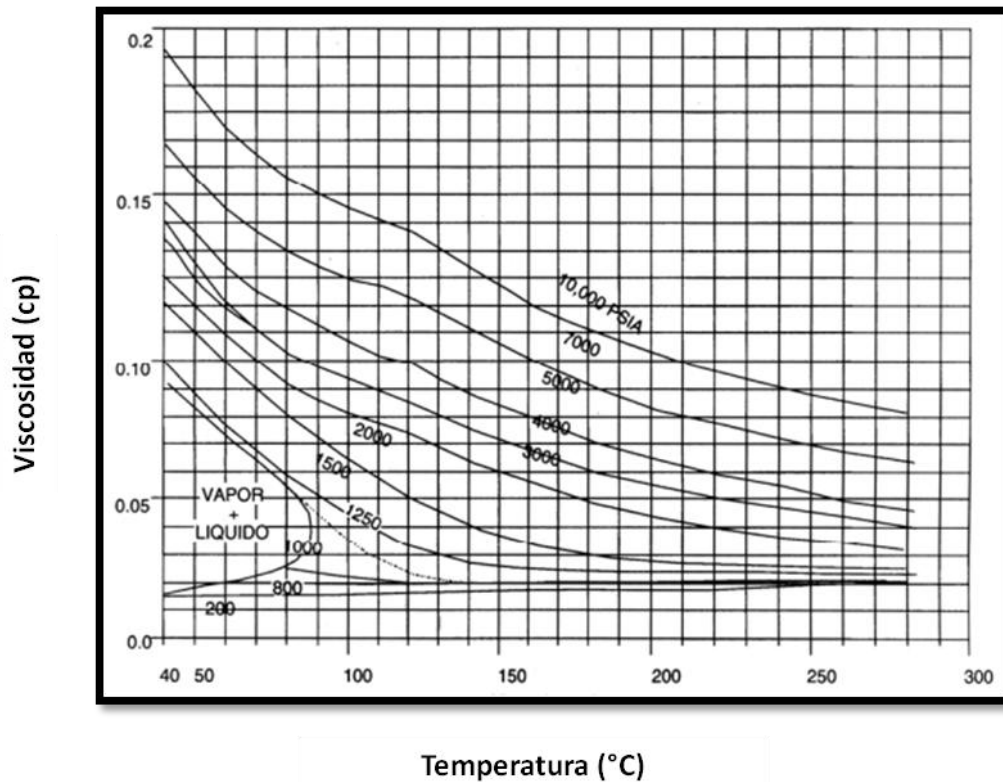


Fig. 4. 4 Comportamiento de la viscosidad del CO₂.

4.4 Fuentes del Dióxido de Carbono

Existen diferentes fuentes que producen dióxido de carbono, esto basándose en la cantidad y calidad del CO₂ que se requiere para la recuperación de hidrocarburos, las principales fuentes de recursos son:

4.4.1 Plantas Termoeléctricas

Son aquellas plantas que producen energía eléctrica a partir de la combustión de carbón, fuel-oil o gas en una caldera diseñada al efecto. El funcionamiento de todas las plantas térmicas o termoeléctricas, es semejante. El combustible se almacena en parques o depósitos adyacentes, desde donde se suministra a la planta, pasando a la caldera, en la que se provoca la combustión. Esta, se emplea para calentar el agua, que se encuentra en la caldera, y producir el vapor. Este con una alta presión, hace girar los álabes de la turbina, cuyo eje rotor gira solidariamente con el de un generador que produce la energía eléctrica; esta energía se transporta mediante líneas de alta tensión a los

centros de consumo. Por otra parte, el vapor es enfriado en un condensador y convertido otra vez en agua, que vuelve a los tubos de la caldera, comenzando de nuevo el ciclo.

El agua en circulación que refrigera el condensador expulsa el calor extraído a la atmósfera a través de las torres de refrigeración, grandes estructuras que identifican estas plantas; parte del calor extraído pasa a un río próximo, lago o al mar. Las torres de refrigeración son enormes cilindros construidos a media altura (hiperboloides), que emiten constantemente, vapor de agua (que se forma durante el ciclo) no contaminante, a la atmósfera. Para minimizar los efectos contaminantes de la combustión sobre el entorno, la planta dispone de una chimenea de gran altura (llegan a los 300 m) y de unos precipitadores que retienen las cenizas y otros residuos volátiles de la combustión. Las cenizas se recuperan para su aprovechamiento en procesos de metalurgia y en el campo de la construcción, donde se mezclan con el cemento (**Fig. 4. 5**).



Fig. 4. 5 Partes Internas de una Termoeléctrica

4.4.2 Plantas de Cemento

La industria del cemento cuenta en sus instalaciones con hornos, los cuales se emplean para los dos procesos que realiza esta industria, los cuales son húmedos o secos para producir cemento de la piedra caliza, y las que se emplean para producir pizarra. En la planta se utilizan hornos giratorios que elevan los materiales a temperaturas de 1400°C. Las materias primas que se utilizan son principalmente, caliza, arcilla, esquisto, marga y óxidos de tiza. Se agrega sílice, aluminio y hierro. Los impactos negativos de las operaciones de cemento ocurren en las siguientes áreas del proceso: manejo y almacenamiento, molienda y la más importante se da al momento del enfriamiento ya que se emiten diferentes tipos de gases a la atmósfera como lo son el monóxido de carbono (CO), el dióxido de carbono (CO₂), cetonas, óxidos de azufre, entre otros (**Fig. 4. 6**)

4.4.3 Plantas de Procesamiento de Gas Natural

Al conjunto de operaciones que se realizan al Gas Natural, se le conoce como Tratamiento de Gas Natural, esto con el objeto de retirar o eliminar las impurezas hasta dejarlas dentro de las especificaciones necesarias para que el fluido gaseoso alcance las condiciones requeridas para que pueda entrar a la planta donde se efectuara una determinada transformación.

Luego, de acuerdo a las impurezas que se presenten, así como a su magnitud, el gas natural debe someterse a los Procesos de Tratamiento conocidos como: Separación, Deshidratación o Endulzamiento del Gas Natural, los cuales deben aplicarse antes de que tenga que entrar al proceso de transformación al que vaya a ser sometido o que ha de realizarse en la planta respectiva.

4.4.4 Refinerías

Las refinerías son plantas industriales las cuales están destinadas a la refinación del petróleo, por medio de estas, mediante un proceso de refinación se obtiene diversos combustibles fósiles capaces de ser utilizados en motores de combustión: gasolina, gasóleo, entre otros. El CO₂, a través de un proceso de refinación, mediante el tratamiento de endulzamiento de gas natural.

producción a partir de la oxidación del gas parcial (17 % aproximadamente de la producción mundial). Más del 80% de la producción de amoniaco es usado para la producción de fertilizantes, el resto es usado en varias aplicaciones tales como la producción de alcanolaminas, anilina, entre otros.

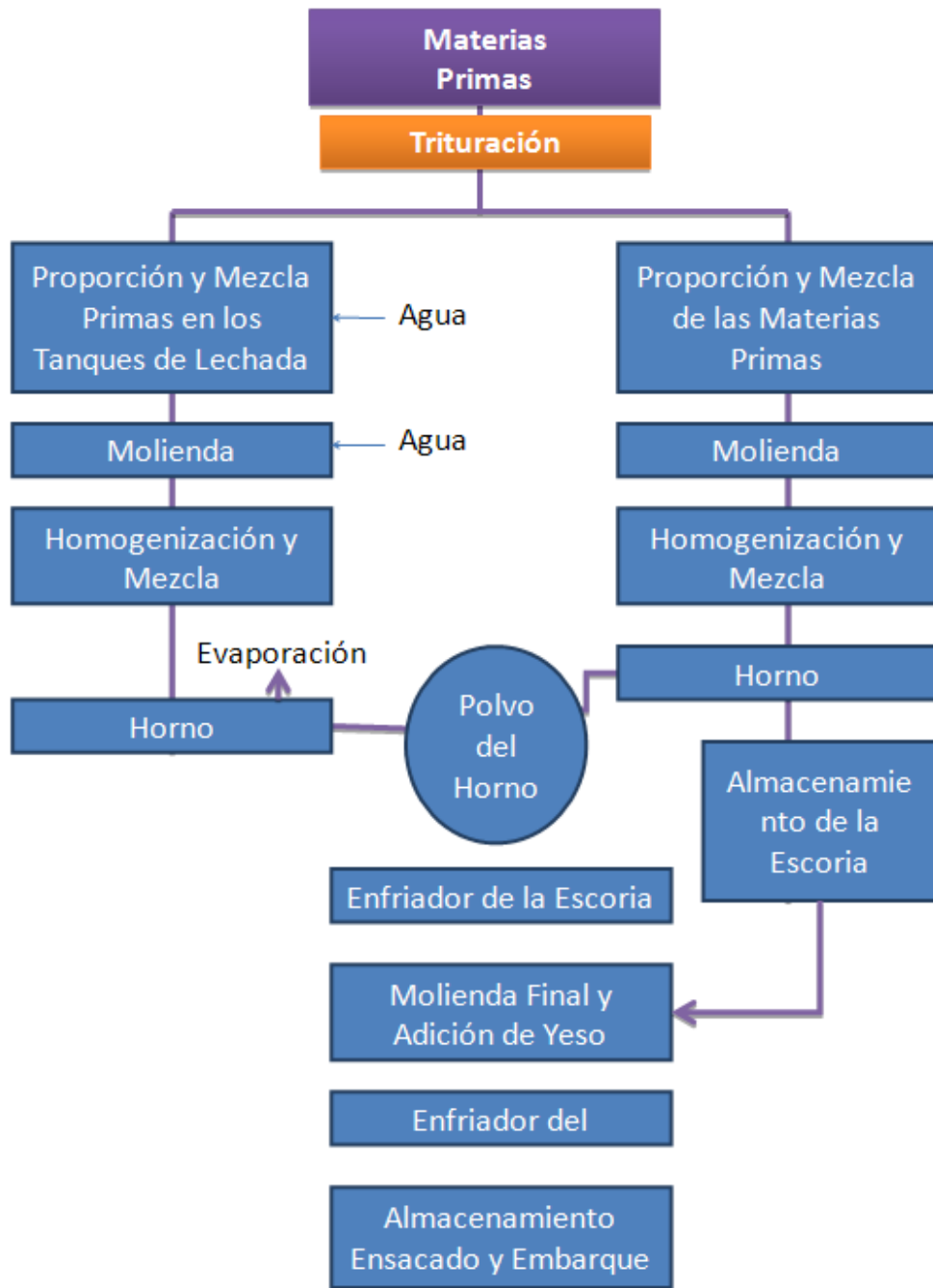


Fig. 4. 7 Proceso de una Planta de Cemento.



Fig. 4. 8 Planta de Amoniacos en Cosoleacaque, Veracruz.

4.5 Proceso Metodológico para la Inyección de CO₂, como una estrategia para la Recuperación Mejorada de Hidrocarburos.

Un método de recuperación mejorada, combinado con una buena administración del yacimiento puede incrementar la producción actual de un campo maduro, incrementar las expectativas de un campo nuevo o convertir un campo marginal en un buen prospecto para desarrollar.

Existen varios procesos de recuperación mejorada disponibles en el mercado, algunos de ellos usados por más de 40 años. Sin embargo, el proceso más apropiado para cada yacimiento depende de las características de los fluidos y roca, ubicación geográfica, fuentes de energía requerida y de los beneficios económicos esperados.

La inyección de CO₂ tiene una aplicación potencial en procesos de recuperación mejorada, tanto en condiciones miscibles como inmiscibles. En algunos campos se han mostrado los beneficios de la inyección sobre el factor

de recuperación final. Por efectos de hinchamiento, disminución en la densidad y viscosidad, se mejora la movilidad del aceite dentro del yacimiento hacia la superficie.

4.5.1 Métodos de Producción

El Yacimiento

Un yacimiento de petróleo puede definirse como un volumen poroso que contiene agua, petróleo y a veces una fase gaseosa. La proporción volumétrica del petróleo puede alcanzar a veces el 40%. El medio poroso del yacimiento o roca almacén es de origen sedimentario de tipo arenisca o caliza, consolidado o no. El diámetro de poro varía ampliamente según la roca, pero es de tamaño microscópico, desde algunas fracciones de milímetro a algunos micrómetros.

Cada medio poroso tiene sus características: porosidad, el porcentaje de volumen vacío; permeabilidad, una medida de la resistencia al movimiento de los fluidos; mojabilidad, una medida de la naturaleza superficial de la roca.

Debido a su origen sedimentario, el medio poroso del yacimiento es a menudo heterogéneo, como consecuencia de las variaciones ocurridas durante el largo proceso de sedimentación que formó la roca. Estas heterogeneidades pueden existir a la escala de los poros o bien a la escala macroscópica en zonas muy o poco permeables, y eventualmente de grietas. Las heterogeneidades complican las operaciones de producción porque tienden a producir caminos preferenciales y segregaciones.

Perforación

La perforación de pozos es el único método para llegar hasta el yacimiento y remover muestras de roca y aceite que permitan obtener informaciones precisas acerca del yacimiento. El conocimiento del yacimiento se complementa por métodos geofísicos y por pruebas dinámicas. Sin embargo es importante notar que la información más valiosa acerca de las características del yacimiento se obtiene en base a la disminución de presión producida por la

explotación, y por lo tanto no es disponible a la hora de decidir del método de explotación y de la ubicación de los pozos.

Condiciones de explotación

La producción de petróleo involucra dos aspectos. El primero es la producción obtenida con la energía propia del yacimiento, y el segundo es el ritmo de producción de acuerdo con el comportamiento de los pozos y de los diferentes métodos de estimulación aplicables (fracturación, acidificación, inyección de vapor). Tradicionalmente se hace la distinción entre dos períodos durante la explotación de un yacimiento: la recuperación **primaria** y la recuperación **secundaria**. Desde el aumento del precio del petróleo al principio de los años 70, se considera además una eventual recuperación **terciaria**, y/o una recuperación (secundaria) **mejorada**.

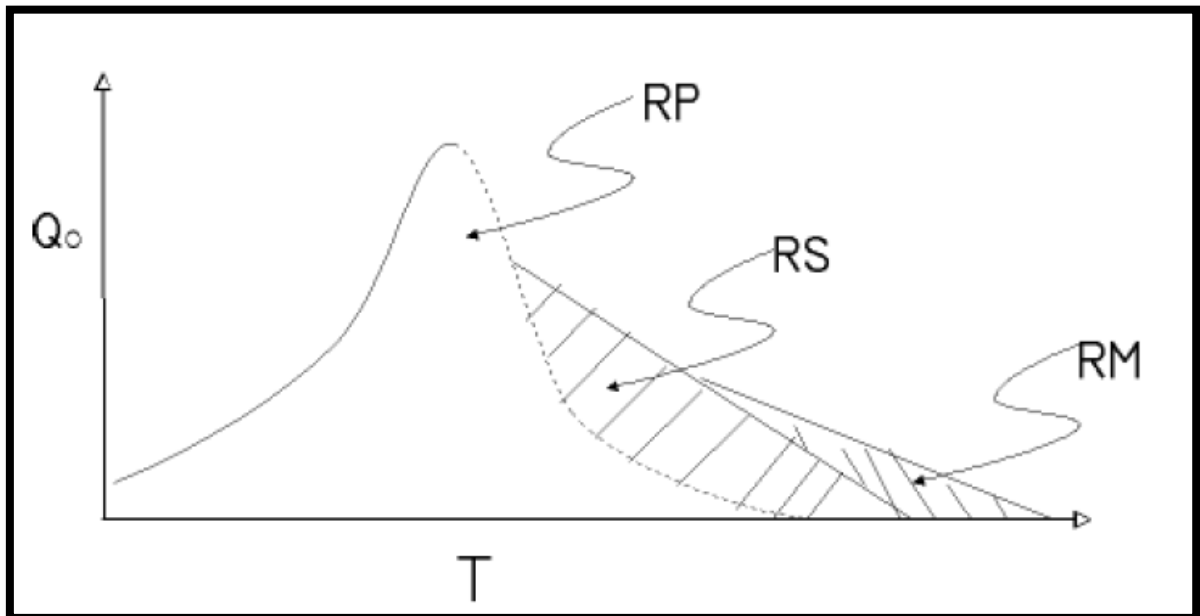
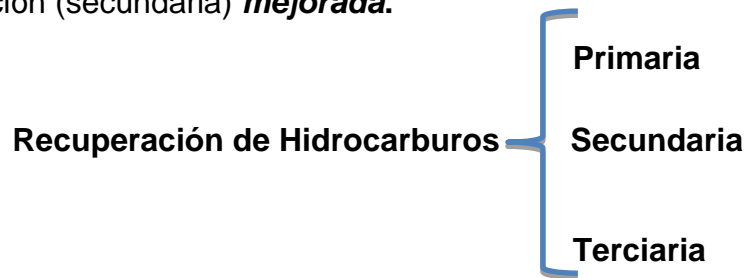


Fig. 4. 9 Se observan las 3 fases de recuperación en la extracción de hidrocarburos.

4.5.2 Recuperación Primaria

Durante este período, el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos bajo el efecto del gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y el seno del yacimiento. En muchos yacimientos profundos la presión es mayor que la presión hidrostática, lo que hace que el petróleo llegue a la superficie con el solo aporte energético del yacimiento. A medida que se expanden los fluidos en el yacimiento, la presión tiende a bajar en forma más o menos rápida según los mecanismos involucrados. En ciertos casos, puede existir un mecanismo de compensación natural que reduzca notablemente la velocidad de decaimiento de la presión, como la compactación de sedimento (subsistencia), la migración de un acuífero activo o la lenta expansión de una bolsa de gas.

Cuando el pozo no es productivo o cuando la presión se ha reducido, se necesita un aporte externo de energía para disminuir la presión en fondo de pozo. O bien se bombea el crudo desde el fondo del pozo, o bien se utiliza el método del levantamiento con gas; este consiste en inyectar gas en el fondo de pozo de tal forma que el fluido producido sea una mezcla de gas y petróleo de densidad suficientemente baja para llegar a la superficie bajo el efecto de la presión del yacimiento.

El período de recuperación primaria tiene una duración variable, pero siempre se lleva a cabo, ya que permite recoger numerosas informaciones sobre el comportamiento del yacimiento, las cuales son de primera importancia para la planificación de la explotación ulterior.

La recuperación primaria se termina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado, o cuando se están produciendo cantidades demasiado importantes de otros fluidos (gas, agua). El porcentaje de recuperación primaria del crudo originalmente en sitio es en promedio del orden de 10-15% pero puede ser tan bajo como 5% en yacimientos sin gas disuelto o alcanzar 20% y aún más en yacimientos que poseen una baja permeabilidad y una bolsa de gas o un acuífero activo.

Hace años se explotaba el yacimiento en recuperación primaria hasta que los gastos de explotación se vuelvan prohibitivos, en cuyo momento se pasaba a los métodos de recuperación secundaria. Hoy en día se inician las operaciones de recuperación secundaria mucho antes de llegar a este punto, y la selección del método de explotación en un yacimiento o en una parte de un yacimiento obedece a criterios de optimización.

4.5.3 Recuperación Secundaria

Los métodos de recuperación secundarios consisten en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el petróleo para mantener un gradiente de presión. Estos fluidos se inyectan por ciertos pozos (inyectores), y desplazan o arrastran una parte del petróleo hacia los otros pozos (productores).

Hasta el principio de los años 70, el bajo precio del crudo hacía que los únicos fluidos susceptibles de inyectarse económicamente eran el agua, y en ciertos casos el gas natural.

El drenaje por agua permite elevar la recuperación del aceite originalmente en sitio hasta un promedio de 25-30%, con variaciones desde 15 hasta 40% según los casos.

4.5.4 Recuperación Terciaria y/o Mejorada

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía 60-80% (promedio 72%) del crudo originalmente en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores:

- ✚ A la escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.
- ✚ A la escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas, porque siguen caminos preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable.

Con el aumento del precio del crudo en la década de los 70, se hace necesario incrementar la productividad de los pozos por lo que se buscan otros métodos de extracción que sean sustentables, seguros y de bajo costo en comparación de la inyección de agua, para lo cual se realizaron numerosas investigaciones en este sentido.

Entre los métodos cuyo propósito es mejorar la eficiencia del desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares, se pueden citar la utilización de solventes miscibles con el crudo y la obtención de baja tensión interfacial con soluciones de surfactantes o soluciones alcalinas. Para mejorar la eficiencia de barrido se puede reducir la viscosidad del crudo mediante calentamiento, aumentar la viscosidad del agua con polímeros hidrosolubles, o taponar los caminos preferenciales por ejemplo con espumas.

Los métodos actualmente propuestos para la recuperación mejorada involucran uno o varios de estos aspectos. En lo que se refiere a la utilización de surfactantes, se destacan los siguientes:

- ✚ Drenaje miscible con microemulsiones
- ✚ Drenaje inmisible con soluciones de surfactantes y polímeros (y a veces alcalinas)
- ✚ Inyección de vapor con surfactante – espumas

Para comprender el alcance de los diferentes métodos de recuperación mejorada es indispensable entender la naturaleza de los fenómenos involucrados.

4.5.5 Fenómenos a la escala de los poros - Capilaridad – Adsorción

Suponiendo para simplificar que el medio poroso contiene solamente una salmuera (agua con sal W) y el crudo (O), estas dos fases se distribuyen según las leyes de la hidrostática y de la capilaridad.

La ley fundamental de la capilaridad o ecuación de **Laplace** relaciona la diferencia de presión entre los lados de una interfase (presión capilar **PC**) con la curvatura:

donde γ es la tensión interfacial y **H** la curvatura promedio de la interfase. Para una superficie hemisférica la curvatura promedio es el inverso del radio. Para una superficie cualquiera, H se expresa como la mitad de la suma de los inversos de los radios de curvatura principales (el mayor y el menor).

La presión capilar es superior del lado de la concavidad, es decir, en el interior de las gotas (**Fig. 4. 10**).

$$PC = \Delta P = PO - PW = 2 \gamma H$$

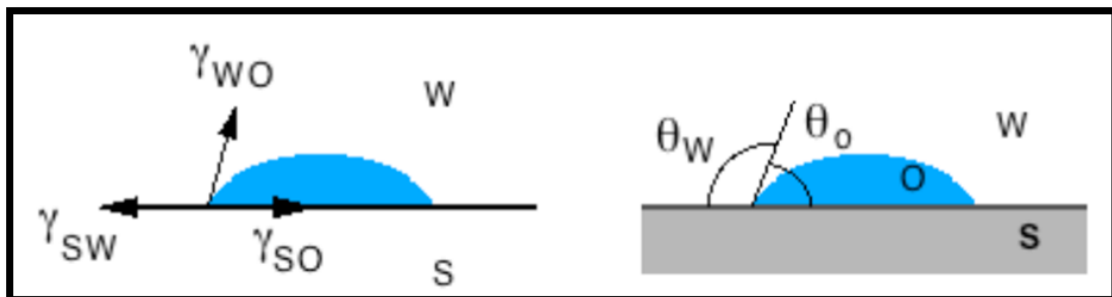


Fig. 4. 10 Estructura de atrapamiento de los glóbulos de petróleo por capilaridad. En esta se representa la Ley fundamental de la capilaridad.

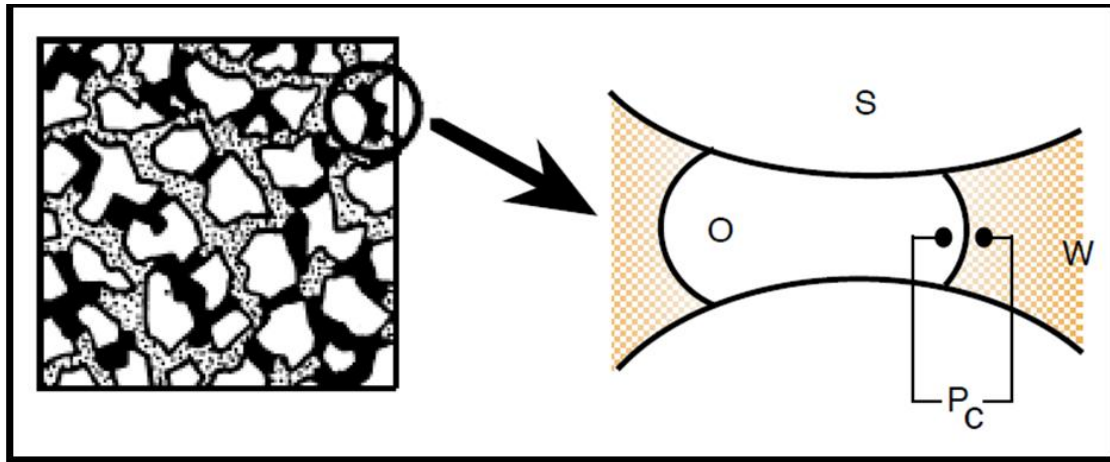


Fig. 4. 11 Equilibrio de las fuerzas de tensión y ángulos de contacto.

La tensión interfacial es la energía libre de Gibbs por unidad de área y depende de las sustancias adsorbidas en la interfase. Para agua en equilibrio con una fase hidrocarburo es del orden de algunas decenas de dina/cm (ó mN/m). En presencia de un surfactante se reduce generalmente a 1 ó 0,1 dina/cm, pero en ciertos casos muy particulares puede llegar a 0,001 dina/cm.

El contacto trifásico agua (W), crudo (O) y sólido (S) está caracterizado por los ángulos de contacto. La **Fig. 4. 10** indica la definición de los ángulos de contacto del ángulo del aceite (θ_o) y del ángulo del agua (θ_w)

A lo largo de la línea de contacto trifásico se ejercen perpendicularmente a esta línea y por unidad de longitud de la misma, fuerzas que corresponden a las tensiones interfaciales. El equilibrio se expresa como un balance vectorial entre estas fuerzas cuyas direcciones son las tangentes a las interfases involucradas. Para simplificar, se puede suponer que el sólido es plano en el punto de contacto y utilizar un cálculo de trigonometría elemental para hallar la condición de equilibrio (en proyección sobre la superficie del sólido) llamada condición de **Neuman**:

$$\gamma_{sw} = \gamma_{so} + \gamma_{wo} \cos \theta_o$$

$$\gamma_{SW} = \gamma_{WO} + \cos \theta_O = \gamma_{SO}$$

En general y para evitar confusiones se llama ángulo de contacto θ el ángulo del agua (θ_W) que corresponde a la fase agua.

$$\cos \theta = (\gamma_{SO} - \gamma_{SW})/\gamma_{WO}$$

El valor de θ depende de la tensión interfacial entre fase aceite y la fase agua (γ_{WO}) y también de las energías libres interfaciales del sólido con los dos fluidos (γ_{SW} y γ_{SO}), es decir de la naturaleza de los fluidos y de la superficie del sólido.

El fluido que posee el ángulo de contacto inferior a 90° es el fluido que **moja** la superficie sólida. Las rocas almacén poseen una naturaleza polar (carbonato, sílica) y por lo tanto la roca "limpia" es mojable por el agua. Sin embargo se observa que en muchos yacimientos el ángulo de contacto θ supera 90° . Esto se debe a que la superficie del sólido está cubierta por una capa de sustancia adsorbida que le confiere un carácter "aceitoso".

Los crudos contienen a menudo bases nitrogenadas, es decir moléculas susceptibles de presentar una carga positiva, aún localmente. Tales moléculas pueden adsorberse sobre la superficie del sólido en los sitios negativos (oxígeno de SiO_2) y llegar a recubrirla como si fuera una capa de pintura. Visto desde fuera la superficie tendrá el aspecto de una capa de estas moléculas orgánicas y como consecuencia no será mojable por el agua sino por el aceite (**Fig. 4. 12**), y las gotas de aceites tendrán tendencia en "pegarse" en la superficie (= cambio de mojabilidad).

Estos fenómenos de adsorción son extremadamente importantes en los métodos de recuperación mejorada. En efecto, las sustancias surfactantes son susceptibles de adsorberse sobre los sólidos presentes (caliza, sílica, arcillas),

y también pueden producirse intercambios iónicos entre los sólidos y la fase acuosa, lo que puede modificar considerablemente la composición de la misma.

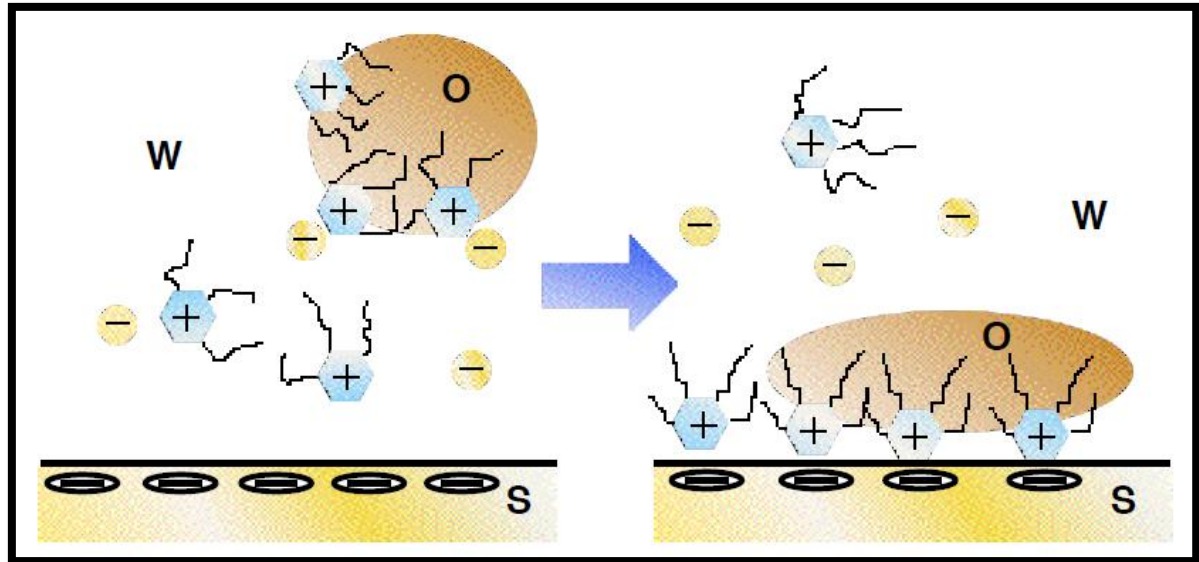


Fig. 4. 12 . Adsorción de surfactante y cambio de mojabilidad.

4.5.6 Fenómenos de la escala del medio poroso

Drenaje e imbibición

Un medio poroso está caracterizado por su geometría, sin embargo no es posible definirla en el caso de un medio poroso natural.

La porosidad (ϕ) es la fracción de volumen vacío, la cual varía desde 0.05 para medios muy compactos a 0.26 para un apilamiento hexagonal compacto de esferas rígidas de mismo diámetro. Además de la porosidad se pueden definir algunas otras características tales como la distribución de tamaño de poro, y la tortuosidad promedio de los poros.

Además de estas propiedades intrínsecas se definen otras dos, que están relacionadas con el movimiento del fluido monofásico (permeabilidad), o con la presencia de dos fluidos inmiscibles (presión capilar). Finalmente son las saturaciones de aceite (S_o) y de agua (S_w), es decir las fracciones volumétricas del volumen poroso ocupado por cada fluido.

Cuando dos fluidos inmiscibles coexisten en equilibrio en un medio poroso, están repartidos según las leyes de la hidrostática y de la capilaridad. La repartición de fluidos depende de la dimensión de los poros, del ángulo de contacto, de la tensión interfacial y de las saturaciones.

En la práctica se determina experimentalmente la variación de la cantidad $P_c L / \gamma$ en función de las saturaciones, donde L representa una longitud característica del medio, por ejemplo donde el diámetro promedio de poro puede ser considerado como una longitud. Esta variación de Presión de Capilaridad por la longitud entre la tensión interfacial ($P_c L / \gamma$) corresponde a las llamadas curvas de drenaje e imbibición.

Ley de Darcy

El movimiento de un fluido monofásico en medio poroso depende de una propiedad del medio llamada permeabilidad. La permeabilidad se halla experimentalmente al determinar la relación entre la velocidad de movimiento de un fluido y la pérdida de carga (variación de presión) producida.

La ley correspondiente, llamada de **Darcy**, enuncia una relación lineal, en la cual están involucradas las bajas velocidades involucradas.

$$u = \frac{k}{\eta} \frac{dP}{dL}$$

donde u es la velocidad específica o velocidad de filtración, es decir, el flujo volumétrico por unidad de área del medio atravesado: es el caudal volumétrico dividido por el área de sección recta del medio, es decir la velocidad promedio en los poros multiplicada por la porosidad. (η) es la viscosidad del fluido, (dP/dL) es el gradiente de presión (incluyendo el gradiente hidrostático si existe una diferencia de nivel) y k es la permeabilidad del medio. Cuando (u) se expresa en (cm/seg), η en (centipoise, dP/dL) en atmósfera por cm, la permeabilidad que tiene una roca se expresa en unidades de darcy.

El darcy es igual a $9,87 \cdot 10^9 \text{ cm}^2$ y corresponde a un medio bastante permeable. La mayoría de las rocas almacén poseen una permeabilidad del orden de una fracción de darcy. Un lecho de arena compactado pero no consolidado posee una permeabilidad de varios darcys.

4.5.7 Fenómenos a la escala del yacimiento

Los experimentos de laboratorio sobre un núcleo de medio poroso de dimensiones típicas del orden de algunos centímetros o algunas decenas de centímetros difieren del caso de un yacimiento en varios aspectos relativos al cambio de escala.

De una parte, el efecto de la gravedad no es despreciable en un yacimiento de varias decenas de metros de espesor, o en un yacimiento inclinado. En el espesor del yacimiento puede producirse una segregación gravitacional con una mayor saturación de aceite (S_o) en la parte superior. Esto significa que las condiciones cambian a lo largo de un eje vertical.

Por otra parte la mayoría de los yacimientos presentan heterogeneidades, es decir zonas de menor o mayor permeabilidad. En ciertos casos pueden incluso presentarse fracturas o grietas.

En todos casos, los fluidos tienen tendencia en pasar por la vía de menor pérdida de carga, que son las fracturas o las zonas más permeables. El fluido de inyección (agua ó agua con aditivos) tiene por lo tanto tendencia en pasar en las zonas más permeables y en no penetrar en las demás. Al desplazarse el aceite de las zonas permeables, la saturación aumenta (S_w) aumenta, y por lo tanto también la permeabilidad relativa del agua (K_w), lo que agrava la situación y produce caminos preferenciales.

La disposición misma de los pozos inyectoros y productores tiende a resultar en caminos preferenciales aún en ausencia de heterogeneidades. En el clásico **five spot** con el pozo inyector al centro como indicado en la **Fig. 4. 13**, el gradiente de presión se ejerce en línea directa entre el pozo inyector y cada pozo productor, y por lo tanto varía considerablemente de un punto a otro del yacimiento.

Todos estos factores hacen que el flujo multifásico no se puede considerar de tipo "pistón" a la escala del yacimiento y que la eficiencia de barrido puede ser notablemente reducida por la existencia de caminos preferenciales.

Finalmente conviene notar que existe otro fenómeno susceptible de reducir la eficiencia de barrido. Al intentar "empujar" un fluido viscoso (aceite) con un fluido menos viscoso (agua) pueden producirse inestabilidades interfaciales que resultan en un fenómeno llamado **digitación** o formación de dedos de fluido agua que penetran en el fluido aceite (**Fig. 4. 14**).

A la escala del yacimiento, estos fenómenos también tienden a producir caminos preferenciales. Una forma de reducirlos es disminuir la velocidad de los fluidos, reducir la viscosidad del aceite a través calentamiento o aumentar la del agua (polímeros).

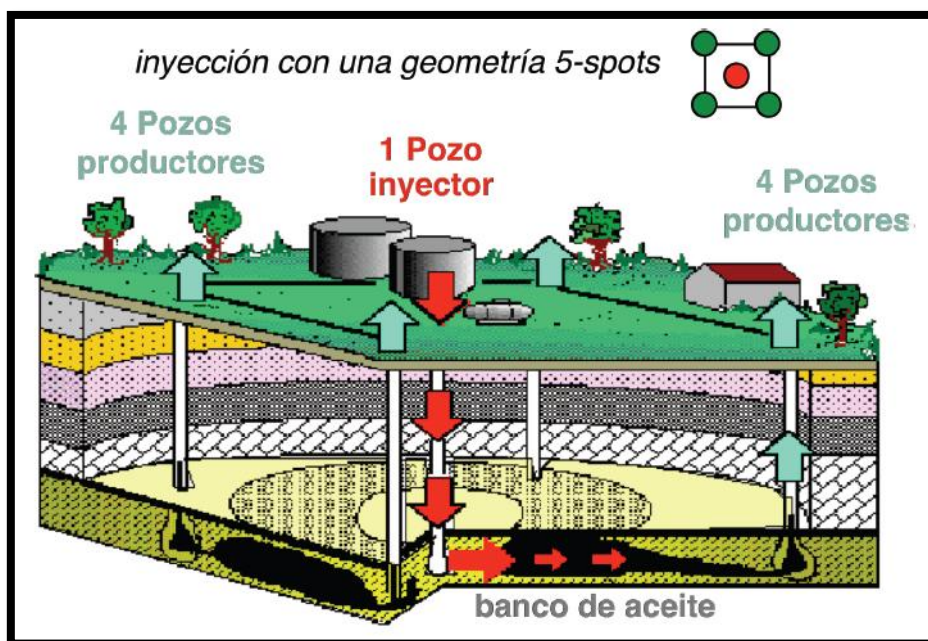


Fig. 4. 13 Disposición en "five spots" con un pozo inyector en el centro y 4 pozos productores.

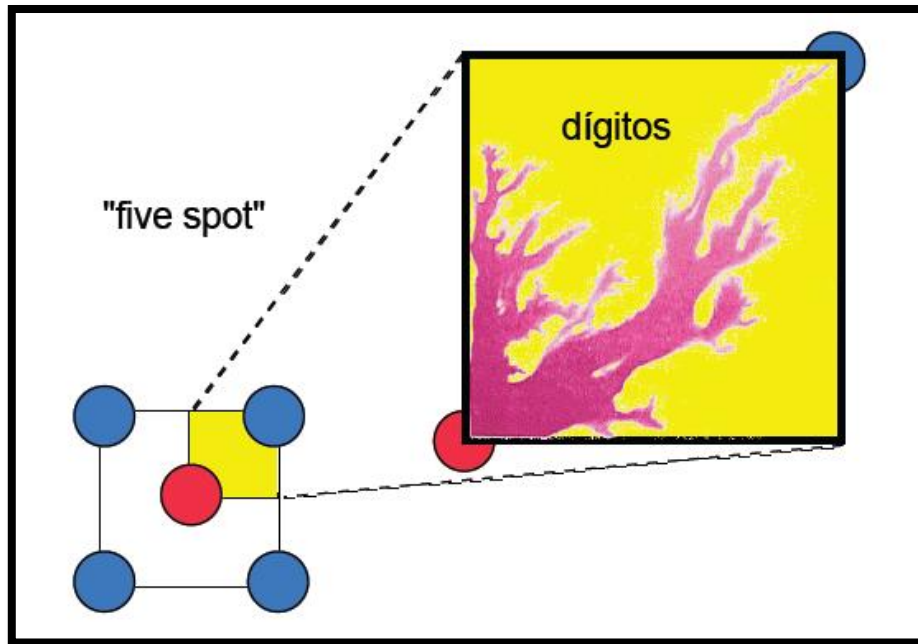


Fig. 4. 14 Formación de dúgitos durante una inyección con movilidad mal controlada, la cual muestra una falla al momento de monitorear el CO₂ inyectado.

Solubilidad

La solubilidad del CO₂ en el crudo depende de las condiciones tales como presión, temperatura y características del crudo como densidad, viscosidad y relación gas aceite. La disolución del CO₂ en el aceite tiene como consecuencia el hinchamiento del aceite disminuyendo la viscosidad y densidad del fluido.

De experimentos se ha visto que el hinchamiento puede ser desde 10 hasta 100%, aunque los efectos son más importantes en aceites ligeros, reduciendo considerablemente la saturación de aceite residual y la reducción en la viscosidad es más importante cuando la presión de saturación es mayor.

EL CO₂ es soluble también en agua pero en este caso su viscosidad incrementa alrededor del 20% dependiendo de la presión.

Interacción con la roca

El CO₂ reacciona con los minerales del yacimiento cuando este está en contacto con el agua (Taberner et al. 2009, Klins and Bardon, 1991).

La disolución parcial puede mejorar la inyectividad cerca de la zona de inyección y los bicarbonatos formados durante la reacción pueden ser fácilmente removidos con agua.

Miscibilidad

La propiedad de algunos líquidos para mezclarse en cualquier proporción, formando una solución homogénea.

Es recomendable que en un proceso de inyección el gas sea inyectado a condiciones miscibles, a este punto los efectos capilares no existen y la recuperación de aceite se maximiza. Aunque esta condición depende de la composición del aceite, presión y temperatura del sistema.

La presión mínima de miscibilidad (MMP) es la presión mínima requerida para alcanzar miscibilidad a múltiple contacto entre el gas inyectado y el aceite. En una prueba de tubo delgado Klins y Bardon (1990) explican que la MMP está definida como la presión a la que la recuperación de aceite es al menos del 90% después de la inyección de 1.2 volúmenes porosos de solvente.

Cuando el aceite y el CO₂ están en contacto, ocurre una transferencia de masa. La inyección vaporizada permite una degradación del fluido desde la zona virgen de aceite hasta una zona de 100% CO₂. Aun cuando no se alcance una miscibilidad completa, los experimentos muestran una reducción en la saturación de aceite residual por efectos de difusión.

Difusión.

Cuando dos fluidos miscibles están en contacto, la composición tiende a homogenizarse, un componente se mueve a través de la mezcla de varios componentes. Este proceso en un yacimiento fracturado tiene un impacto benéfico, ya que el aceite contenido en la matriz puede ser alcanzado por este

proceso, sin embargo, la movilidad alta del CO₂ puede tener irrupciones tempranas en algunos casos.

El coeficiente de difusión decrece conforme a la presión y puede tener valores desde 10⁻⁸ m²/s a 5x10⁻⁸ m²/s.

4.6 Inyección de CO₂ como proceso de Recuperación Mejorada

El CO₂ es un gas muy conocido en la naturaleza. Los investigadores han sido atraídos muy pronto desde la puesta de los procesos de recuperación terciaria para tratar de mejorar las tasas de recuperación de aceite. Los primeros estudios se remontan a los años 50's, ellos han hecho resaltar la gran solubilidad del CO₂ en los aceites lo que se traduce en una movilidad importante del aceite y una baja en su viscosidad. Algunas experiencias de desplazamiento en los laboratorios han dado resultados prometedores. Pero en los años 60's el interés por el CO₂ permaneció limitado en comparación con otros procedimientos. Los procesos de inyección de CO₂ pueden ser clasificados como miscibles o no miscibles, en la **Fig. 4. 15** se muestra el crecimiento que ha tenido el CO₂, en Estados Unidos .

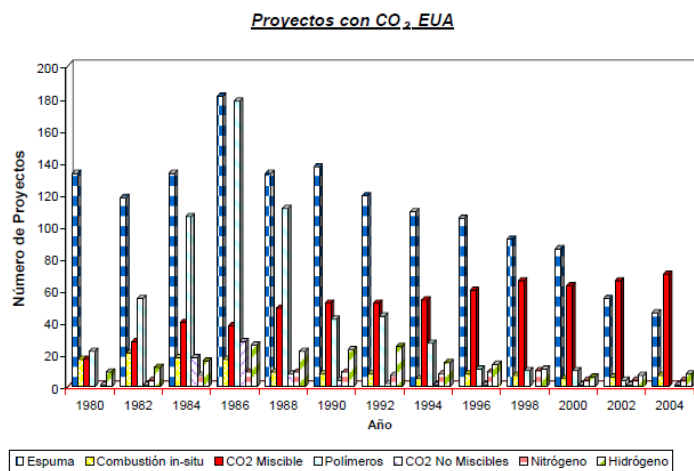


Fig. 4. 15 Crecimiento de los proyectos de CO2 en EUA.

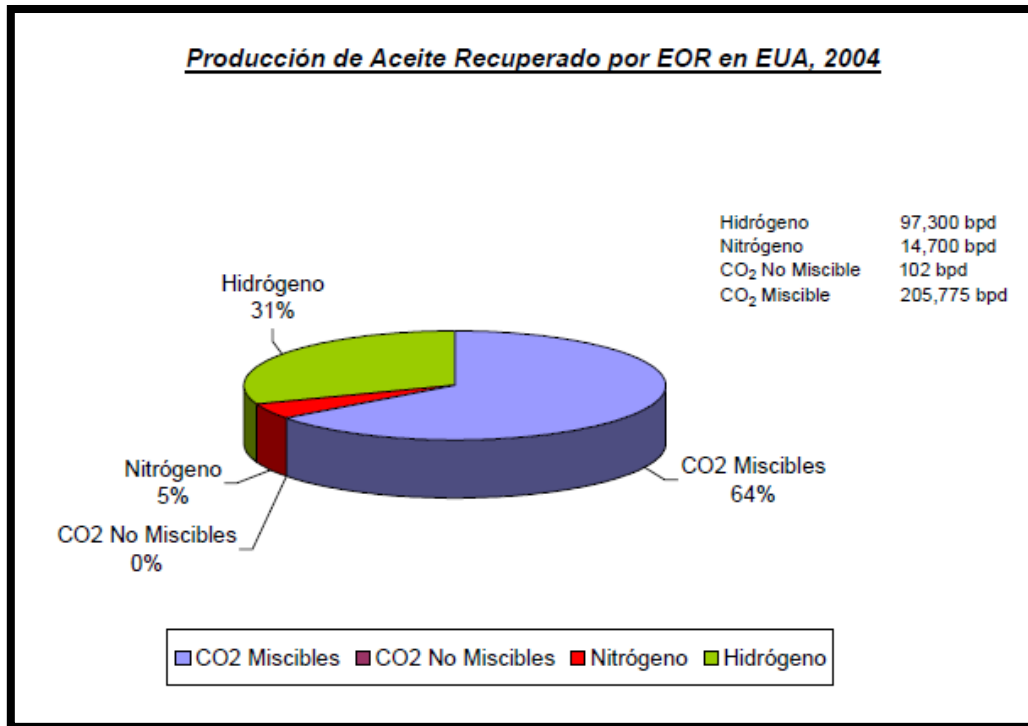


Fig. 4. 16 En esta figura se observan los Proyectos Activos con Recuperación Terciaria en EUA, año 2004.

La miscibilidad entre el aceite y el CO₂ es todavía considerada el mecanismo más importante y esto ocurrirá en más sistemas cuando la presión sea bastante alta. En general, las altas presiones son requeridas para comprimir el gas a una densidad en la cual llegue a ser a buen solvente para los componentes ligeros de los aceites, esto denominado presión mínima de miscibilidad, así, el CO₂ puede constituir una alternativa a los métodos térmicos cuando estos no son aplicables (a grandes profundidades, por ejemplo).

Según las características del yacimiento a ser intervenido, el CO₂ es inyectado bajo los siguientes métodos:

4.6.1 Tipos de inyección de CO₂

Según las características del yacimiento a ser intervenido, el CO₂ es inyectado bajo los siguientes métodos:

- a) **Inyección continua.**- 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 elevada para que el costo de producción se considere que ya no es económicamente el más viable.
- b) **El Dióxido de Carbono seguido por un gas:** Este proceso inicia con la inyección de CO₂ hasta que un volumen preseleccionado del mismo ha sido inyectado en el yacimiento; y el gas que es menos caro que el dióxido de carbono, es usado como el fluido fundamental de manejo.
- c) **Inyección simultánea/alternada de CO₂ y agua (WAG):** Esta variación generalmente empieza con un pequeño bache de CO₂ seguido por una inyección simultánea o alternada de CO₂ y agua, hasta que el volumen pre-determinado de CO₂ ha sido inyectado.
- d) **CO₂ seguido por agua:** Después de que se ha realizado la inyección del volumen calculado del CO₂, el agua va a ser usada para desplazar el CO₂ a través del yacimiento. De la misma forma que ocurre en el procedimiento WAG, se toman en cuenta los siguientes parámetros: tamaño del bache, la relación que va a tener el volumen de CO₂ inyectado con el volumen de agua inyectada y el número de baches.
El agua que es inyectada provee un control de movilidad y colabora en prevenir una entrada temprana de CO₂ en los pozos productores. Una de las ventajas que va a tener este tipo de inyección, es que mejora el barrido areal del flujo del CO₂ mediante la reducción de la permeabilidad relativa del CO₂. Otra ventaja el WAG es la reducción en los requerimientos diarios de CO₂ dado que se inyecta CO₂ en algunos pozos. Y como desventaja se puede encontrar que este tipo de inyección atrae problemas de segregación, por esto la movilidad la movilidad del aceite y la eficiencia de recuperación puede decrecer.
- e) **Combinación de CO₂/Inyección de solvente (LPG, condensado):** El proceso de inyección de CO₂ puede también incluir la inyección de solventes como un gas natural, como el H₂S o el SO₂. En general, la razón principal para poder usar un solvente es que este ayuda a mantener la miscibilidad a través del yacimiento. Otras razones que tienen que ver son, el cambio a la viscosidad, y la dispersión (esto

ocurre por un flujo no uniforme y existe cuando hay movimiento del fluido a través del medio poroso). Según Taber y Martin (1983) la permeabilidad no es un factor crítico si la estructura es relativamente uniforme. Por otro lado las características del aceite crudo son muy importantes. Una alta gravedad específica, baja viscosidad del aceite con un alto porcentaje de C2-C7 es esencial para alcanzar la miscibilidad.

- f) **Combinación de CO₂/Inyección de calor:** Bajo algunas circunstancias, el calor y el CO₂ pueden ser inyectados juntos. En yacimientos con crudos de baja gravedad API, la combinación resulta en un efecto sinérgico en la recuperación de aceite.
- g) **Proceso Huff & Puff:** Este proceso se aplica a yacimientos depresionados, el CO₂ es inyectado en el pozo en una condición inmisible. Teóricamente el CO₂ desplaza a gran parte del agua móvil dentro del pozo, al mismo tiempo evita al aceite en el lugar. El CO₂ será absorbido por el aceite y el agua remanente. El agua absorberá el CO₂ rápidamente pero solamente en una cantidad limitada, de manera inversa, el aceite puede absorber un volumen significativo de CO₂ aunque es un proceso mucho más lento. Por esta razón el pozo productor es cerrado y este tiempo de cierre se denomina “periodo de empate o saturación”.

La mayoría de este tipo de procesos en campos se han sido llevadas a cabo en ambientes de baja presión.

Este período dura normalmente de 1 a 4 semanas dependiendo de las propiedades del fluido y las condiciones del yacimiento. Durante el mismo, el aceite experimentará un hinchamiento, la viscosidad y la tensión interfacial decrecerán y por ende, la movilidad relativa del aceite se incrementará. Una vez que el pozo regresa a producir, el aceite hinchado fluirá hacia el pozo. La producción incrementada, normalmente regresa a su nivel base después de seis meses.

4.6.2 Aspectos importantes para llevar a cabo la inyección de dióxido de carbono

Cuando la inyección de CO₂ es aplicada en un campo petrolero, se van a tomar en cuenta los siguientes factores, los cuales van a contribuir para que se tenga una mayor cantidad de aceite recuperado.

- ✚ Reducción de la viscosidad del aceite crudo
- ✚ Hinchamiento del aceite crudo
- ✚ Efectos de miscibilidad
- ✚ Incremento de la inyectividad
- ✚ Solubilidad del CO₂ en el gas
- ✚ Incremento de la viscosidad del agua
- ✚ Solubilidad del CO₂ en el agua

Estos aspectos sobre la inyección de CO₂ han sido ampliamente discutidos en la literatura (Rathmell et al, 1971). Con respecto al hinchamiento del petróleo crudo, la recuperación de aceite adicional generalmente se ha considerado que se debe a un incremento en el volumen del aceite; el volumen del aceite residual es más pequeño en la superficie en condiciones de separación.

En la evaluación de un campo para posible inyección de CO₂ se requiere cierta información y puede calcularse en el laboratorio, o si no existe este, estimarse con base en consideraciones fundamentales, teóricas y/o simulaciones matemáticas.

Entre la información requerida se incluye la siguiente:

- ✚ Presión Mínima de Miscibilidad: La presión es más baja a la cual el CO₂ contenido en un fluido de inyección, puede ser miscible en el aceite crudo de un yacimiento a la temperatura del mismo, es definida como la presión mínima de miscibilidad y comúnmente es abreviada como PPM.
- ✚ Hinchamiento del aceite crudo: Dependiendo de la presión, temperatura y de la composición del aceite crudo, un cierto volumen de CO₂ será disuelto en el aceite para dar un incremento de volumen de 10 a 100%.

El aceite detrás del frente de desplazamiento estará hinchado, tendrá un factor de encogimiento que será mayor que el original, y consecuentemente será menor en términos de los barriles en el tanque de almacenamiento.

- ✚ Reducción de viscosidad: Cuando el CO_2 es disuelto en el aceite se reduce significativamente, dependiendo de la presión, temperatura, y viscosidad de los no hidrocarburos. En general, entre mayor sea la viscosidad inicial del aceite, mayor será el porcentaje de reducción en la viscosidad.
- ✚ Precipitación de asfaltenos: Uno de los problemas que más preocupan en la inyección de CO_2 es la precipitación de asfaltenos del aceite crudo en contacto con el CO_2 . El problema es similar a la pérdida de asfaltenos del aceite crudo por LPG u otros solventes hidrocarburos. Varias pruebas de laboratorio pueden verificar la precipitación de asfaltenos para esto se debe de caracterizar el fluido para después monitorear la reducción de la permeabilidad por asfaltenos. Experimento de desplazamiento pueden usarse para detectar la precipitación de asfaltenos y simultáneamente medir el efecto en la permeabilidad.

Para poder seleccionar el yacimiento adecuado para la inyección de CO_2 has surgido una gran variedad de criterios, la primera consideración del ingeniero de yacimientos es si el desplazamiento será miscible o inmisible en la inyección de CO_2 . En aceites ligeros y medianos, es posible inclinarse por el desplazamiento miscible de CO_2 , y los experimentos de laboratorio han indicado que la miscibilidad puede ser alcanzada con presiones reales. Las instalaciones viejas no debes someterse a inyección a alta presión porque pueden causar fallas en la tubería de revestimiento o en la cementación, o una entrada prematura de los fluidos inyectados debido a la viscosidad o un problema de conificación.

Para escoger un yacimiento también es importante determinar si el desplazamiento va a ser horizontal o vertical. En el desplazamiento horizontal, el control de la movilidad es muy importante; por lo tanto, la inyección de CO₂ probablemente involucrará una inyección alternada de CO₂/ agua para controlar la movilidad del CO₂.

Algunas de las consideraciones son las siguientes:

- 1) Las características estructurales, geológicas y petrofísicas del yacimiento deben de favorecer un contacto máximo entre el CO₂ inyectado y el aceite del yacimiento, para que el efecto de hinchamiento, reducción de la viscosidad, desplazamiento miscible puedan ser máximos. En general se deben tratar de evitar yacimientos fracturados o en zonas delgadas en las que subyazca un acuífero o yacimientos con una capa libre de gas.
- 2) Para la gravedad estabilizada, un flujo de CO₂ miscible, en una zona gruesa es esencial. Si existen zonas arrecifales o domos salinos que flaqueen el yacimiento, éstos pueden ser candidatos para desplazamiento vertical miscible bajo condiciones de gravedad estabilizada.
- 3) Los yacimientos de baja permeabilidad que contienen crudos asfálticos no son buenos candidatos para la inyección de CO₂ ya que puede existir un severo daño a la permeabilidad, por la deposición de asfaltenos en contacto con el aceite crudo y con el CO₂.
- 4) La disponibilidad del CO₂ juega un papel importante en la aplicación de la inyección del CO₂, para minimizar el costo de recolectar y transportar el CO₂. Esto es especialmente importante si se quiere realizar una prueba piloto para determinar la aplicabilidad y el costo económico de la inyección del CO₂ en el campo.

El conocimiento del yacimiento donde se pretende realizar un proceso de EOR es el punto más importante para delinear el éxito del proyecto de inyección. Una incorrecta evaluación geológica ha sido al menos una causa parcial del

inadecuado desarrollo en algunos proyectos. Una buena caracterización del yacimiento es requerida para comprender el diseño, los gastos de inyección, las saturaciones de aceite residuales, los contactos agua/aceite, la continuidad entre pozos, zonas de pérdida, entre otros factores que pueden afectar la recuperación. Es aceptado que el CO₂ en lo general mueve y desplaza aceite, pero necesitamos proveer métodos para controlar los barridos con el fin de mejorar el uso de las propiedades del gas. La geología no cambia, en proyectos donde se tuvo inyección de agua la historia debe ser bien estudiada y evaluada ya que nos proveerá de información valiosa para el análisis de la inyección de CO₂.

Tomando en cuenta que en la actualidad se busca recuperar el máximo volumen de petróleo la inyección de CO₂, representa una opción para la optimización de la recuperación de hidrocarburos, ya que según el análisis realizado facilitaría en el futuro la optimización de la producción de los pozos petroleros, buscando minimizar los costos de la obtención del crudo, el método citado a largo plazo podría ser uno de los más indicados ya que teniendo almacenamiento de CO₂, se puede utilizar para algún procesos de recuperación terciaria y mejorada, ahorrando tiempo y dinero en el momento de la extracción en los yacimientos.

En cuanto a los yacimientos naturales de CO₂, los principales en los EUA están localizados en las Montañas Rocallosas (**Fig. 4. 17**), Mississippi y la Meseta de Colorado. Los proyectos de inyección de CO₂ en Canadá y Hungría también usan yacimientos naturales. Existen otros yacimientos conocidos como en Rumania y actualmente se han encontrado en México.

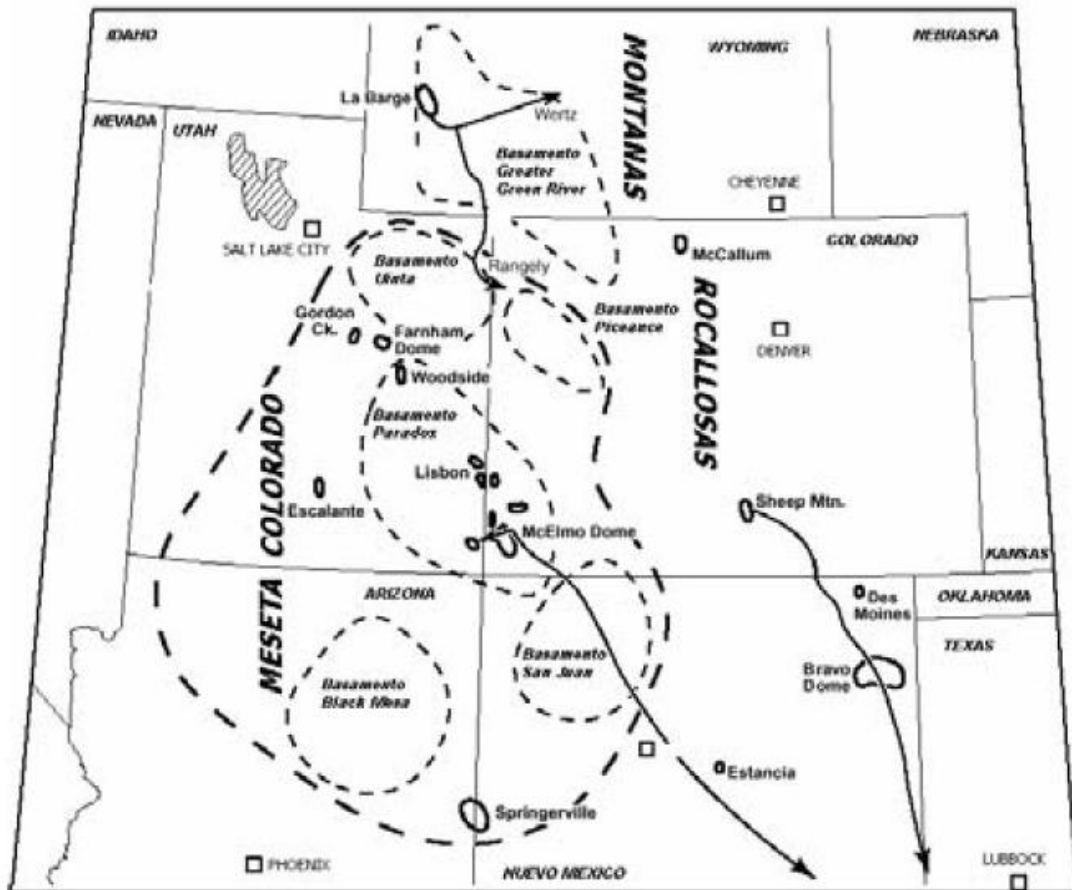


Fig. 4. 17 Localización de los Principales Campos de CO₂ en los EUA.

4.6.3 Yacimientos Naturales en México

A la fecha, en México se cuenta con un yacimiento conocido (otro en estudio) y que está en etapa de explotación. Este yacimiento (Campo A) se encuentra situado al sureste mexicano, (Fig. 4. 18).

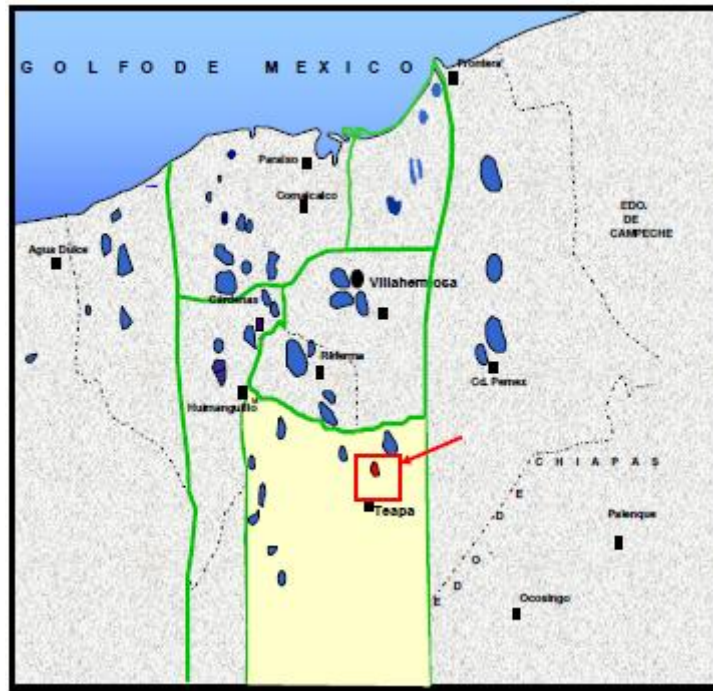


Fig. 4. 18 Plano de Localización de Campos de CO₂ en México.

Las rocas que constituyen este yacimiento son calizas fracturadas formando un anticlinal asimétrico. El campo fue descubierto en el año 1980 y es productor de gas y condensado. Son productores 10 pozos con un promedio de 57 MMscf/d (70 % del gas producido es CO₂). Un 80 % del CO₂ separado es inyectado a un yacimiento cercano el cual ya presenta resultados satisfactorios con este proceso de recuperación. La reserva remanente es de 357 MMMscf de gas y 18 MMSTBL, siendo alrededor de un 52 % el volumen producido.

El siguiente yacimiento, Campo B, ocupa una extensión mucho más grande que el primero, se encuentra localizado en el norte de México entre los estados de Veracruz, Tamaulipas y San Luis Potosí, (**Fig. 4. 19**). El área cuenta con información de los primeros pozos perforados que datan de comienzos del siglo pasado donde los objetivos eran encontrar aceite. Datos históricos con pozos produciendo más de 50 MMscf/d fueron localizados pero la mayoría cuentan con datos escasos y muchos de ellos están taponados. Se tienen en explotación cerca de 17 pozos produciendo diferentes gastos y diferentes concentraciones de CO₂. Estudios recientes demuestran el potencial que el área tiene. Estos estudios van desde sísmica 2D, caracterización dinámica,

métodos probabilísticas para estimar el volumen original, cálculos volumétricos, pronósticos de producciones y expectativas de desarrollo a campos maduros.

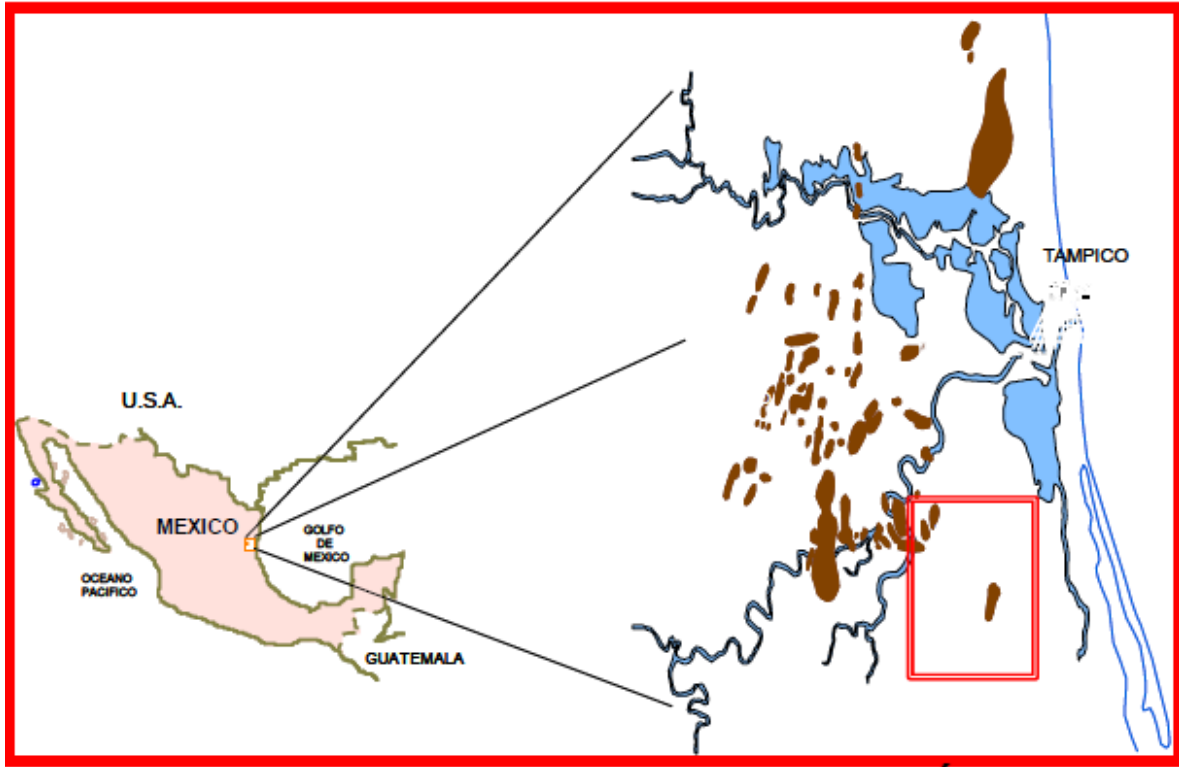


Fig. 4. 19 Muestra la localización del Campo B.

5. MONITOREO DE DIÓXIDO DE CARBONO

Los avances en la tecnología son de gran importancia ya que gracias a estos se podrán ahorrar costos en lo que respecta a las mediciones de CO₂, a continuación se hablará de los diferentes tipos de tecnología que se tienen para la medición del CO₂ dentro del yacimiento, así como la detección de fugas.

5.1 Propósitos del monitoreo del CO₂

El monitoreo es utilizado para una amplia variedad de propósitos, principalmente este seguimiento se puede utilizar para:

- ✚ Asegurar y documentar la inyección efectiva, específicamente para vigilar el estado de la inyección ya sea de boca de pozo así como también las presiones de la formación
La experiencia en la industria del petróleo sugiere que van a existir fugas desde el pozo inyector, esto como resultado de una finalización impropia o deterioro de la tubería de revestimiento, o que exista algún problema con el cemento, el cual es uno de los fallos potenciales más significativos en los proyectos de inyección (Apps, 2005; Perry, 2005);
- ✚ Verificar la cantidad de CO₂ inyectado que ha sido almacenado por diversos mecanismos;
- ✚ Optimizar la eficiencia del proyecto de almacenamiento, incluyendo la utilización del volumen de almacenamiento, y de las presiones de inyección en pozos nuevos;
- ✚ Demostrar que con las técnicas de seguimiento adecuadas el CO₂ va a permanecer contenido en la formación de almacenamiento destinada. Este es actualmente el método principal para el aseguramiento de CO₂.
- ✚ Detección de fugas y proporcionar una alerta temprana de las posibles filtraciones o fugas que podrían requerir medidas de mitigación.

5.2 Tecnologías para el monitoreo de los gastos de inyección, así como también de las presiones

Las mediciones de los gastos de inyección de CO₂ son una práctica común para los campos de aceite y los instrumentos para este fin están disponibles comercialmente. Las mediciones se realizan por medio de medidores ya sea a cabeza de pozo (inyector) o por colectores de distribución cerca del pozo. Los típicos sistemas de uso de medidores de orificio u otros dispositivos, se van a relacionar con la caída de presión contra la velocidad de flujo a través del dispositivo. La precisión de las mediciones depende de un número de factores que han sido descritos en general por Morrow et al. (2003) y, específicamente, del CO₂ por Wright y Majek (1998).

Para una exacta estimación de la densidad del CO₂ es importante mejorar la precisión de la de la medición, pequeños cambios en la temperatura, en la presión y en la composición, pueden ocasionar grandes efectos en la densidad. Wright y Majek (1998) desarrollaron un sistema combinando la presión, temperatura y la cromatografía de los gases. El sistema ha mejorado la precisión del 0.6 % al 8%, esto para sistemas convencionales. Los estándares para obtener una buena exactitud de la medición varían y son por lo general establecidos por los gobiernos o asociaciones industriales. Por ejemplo en el caso de Estados Unidos, para la EOR con CO₂ se ha establecido la precisión del medidor de flujo en $\pm 4\%$.

Las mediciones de la presión de inyección en la superficie y en la formación también son consideradas de rutina. Los manómetros se instalan en la mayoría de los pozos inyectores a través de orificios en la tubería de superficie, esto cerca de la boca del pozo. Las mediciones de rutina son las de fondo de pozo, las cuales se utilizan para pruebas de inyección o bajo circunstancias especiales en las que las mediciones de la superficie no proporcionan información confiable acerca de la presión de fondo.

Se encuentran disponibles una amplia variedad de sensores de presión adecuados para el seguimiento de las presiones en la cabeza del pozo o en la formación, los datos continuos de estos sensores, se mandan a una sala de control central. Los medidores de presión a condiciones de superficie son a

menudo conectados a válvulas de cierre que detengan o reduzcan la inyección si es que la presión excede un umbral predeterminado seguro o sí existe una caída de presión lo cual sería resultado de una fuga.

En efecto las presiones en superficie se pueden utilizar para asegurar las presiones en el fondo del pozo y que éstas no pasen el umbral de seguridad. Una relativamente nueva innovación han sido los sensores de fibra óptica para poder medir la presión y la temperatura, estos sensores se encuentran disponibles comercialmente, los sensores se conectan a los cables de fibra óptica y se bajan a los pozos, esto nos proporcionará información a tiempo real de presión y temperatura de la formación. Se espera que con estos nuevos sistemas la información sea más confiable y maximizar el control.

El estado actual de la tecnología es más que adecuada para satisfacer las necesidades el monitoreo de los gastos de inyección, en boca de pozo y las presiones de la formación. Combinando las mediciones de la temperatura, los datos recogidos, nos proporcionará información sobre el estado en el que se encuentra el CO₂ (líquido, supercrítico o gas) así como la medida exacta de la cantidad de CO₂ que es inyectado, esto para formar parte de los inventarios, informes y verificación, así como también para el modelado. En algunos proyectos la corriente de gas es analizada para determinar las impurezas en el CO₂, permitiendo con esto el cálculo del volumen de inyección del CO₂.

5.3 Tecnologías para el monitoreo de la distribución el CO₂ en el subsuelo

Un gran número de técnicas pueden ser utilizadas para controlar la distribución y la migración del CO₂ en el subsuelo, la tabla 5.3.1 resume éstas técnicas así como su aplicación. La aplicabilidad y la sensibilidad de éstas técnicas son específicas del sitio en donde es monitoreado el CO₂, más adelante se describirán estas técnicas incluyendo las ventajas y las limitaciones con las que cuenta cada una.

5.3.1 Técnicas directas para el monitoreo de la migración del CO₂

Las técnicas directas de supervisión tienen disponibilidad ilimitada, durante el proceso de Recuperación Mejorada por medio de la Inyección de CO₂, los diferenciales de CO₂ inyectado van a permanecer de forma heterogénea, debido a las variaciones de permeabilidad en el yacimiento, en el caso de la EOR con CO₂, una vez que el CO₂ llegue al pozo, su volumen producido se puede determinar fácilmente. En los pozos con inyecciones múltiples en cualquier área de la producción, la llegada del CO₂ solo puede dar una general indicación de la distribución del CO₂ en el yacimiento.

Para obtener un enfoque más preciso, se utilizan los trazadores, los cuales se van a introducir al pozo y nos indicarán el camino que el CO₂ está llevando a través del yacimiento.

Los pozos de control también pueden ser utilizados para registrar el CO₂, aunque cabe señalar que el uso de tales técnicas invasivas potencialmente crea nuevos caminos para la fuga de CO₂. El movimiento de los trazadores o de isótopos de carbono (en el CO₂), con la producción o los pozos de monitoreo proporciona una indicación de la distribución lateral de las emisiones de CO₂ en un yacimiento de almacenamiento.

La medición directa de la migración más allá el sitio de almacenamiento puede lograrse en varias maneras, dependiendo del lugar en donde este migrando el CO₂.

Las técnicas geoquímicas también se pueden utilizar para poder entender más el CO₂ para poder entender más sobre el CO₂ y su movimiento a través del yacimiento, los cambios químicos que ocurren en los fluidos del yacimiento indican el aumento de la acidez y los efectos químicos de este cambio, en particular el bicarbonato.

5.3.2 Técnica indirectas para el monitoreo de la migración del CO₂

Las técnicas indirectas para la medición de la distribución del CO₂, en el subsuelo, incluyen una gran variedad de procedimientos sísmicos y no sísmicos, así como de técnicas geológicas y geoquímicas.

Las técnicas sísmicas básicamente, se utilizan para medir las ondas de la velocidad y de la energía de absorción, las cuales son generadas de forma artificial o natural, a través de las rocas. La transmisión se modifica debido a la naturaleza de la roca y al contenido de líquido que esta tenga, en general las ondas de energía se generan artificialmente por las explosiones o vibraciones del suelo. Los generadores de olas así como los sensores pueden estar en la superficie (sísmica convencional) o puede ser que los sensores se encuentren en los pozos y la fuente en la superficie (perfilado sísmico vertical), la otra opción con la que se cuenta es que es colocar ambos en el subsuelo, tanto los sensores como las fuentes, esto para poder transmitir los impulsos de onda del yacimiento horizontalmente.

Al tomar una serie de datos a lo largo del tiempo, es posible rastrear la distribución de las emisiones de CO₂ en el yacimiento, suponiendo que el volumen de CO₂ en fase libre es suficientemente alto, para poder realizar comparaciones, se necesita una serie de datos de referencia en la cual no exista ningún flujo de CO₂. Para volúmenes bajos de CO₂ en fase libre (aproximadamente un 5% o más), estos volúmenes generalmente suelen ser identificados por estas técnicas sísmicas; actualmente se están haciendo intentos para poder cuantificar la cantidad de CO₂ en el espacio poroso así como también la distribución en el yacimiento. La resolución sísmica disminuirá con la profundidad y con ciertas propiedades de la roca.

En el caso en que la alta compresibilidad del CO₂, combinado con su baja densidad, indican que gran parte de los más bajos niveles de detección deberían de ser posibles, para esto se utilizan los micro-sísmicos o también llamados pasivos, estos detectan micro sismos inducidos en el yacimiento mediante un sistema de respuestas dinámico, el monitoreo de los micro sismos

permiten el seguimiento de los cambios de presión y posiblemente de gas en el yacimiento o el agua salina de la formación.

El enfoque se basa en las tecnologías que ya han sido probadas para darle un seguimiento al flujo de CO₂ y de los fluidos de control dentro de los yacimientos.

La nueva tecnología de bajo costo cuenta con el flujo de reserva inducida por micro-mediciones de la deformación por tres tecnologías básicas de satélite, el Radar Interferométrico de Apertura Sintética (INSAR), en la superficie y el en fondo del pozo, los inclinómetros y los sistemas de posicionamiento global (GPS). Estos métodos tienen la ventaja de que son en tiempo real (NRT), así como también van a ofrecer imágenes en 3D. En tiempo real, los datos de presión y de temperatura de los pozos van a ser monitoreados con sensores de fibra óptica los cuales también nos van a permitir caracterizar mejor algunos de los fluidos.

Cuando surge un flujo de CO₂ inesperado, es cuando surgen las condiciones del yacimiento, los servicios de los operarios que nos van a ayudar a conocer la gravedad de los flujos anormales en los pozos. Para esto se debe de realizar lo que llamamos Remediación, para mantener la integridad del pozo, y se toma en cuenta lo siguiente:

- 1) La planificación para gestionar el riesgo de los flujos anormales de CO₂
- 2) Identificar los posibles escenarios de riesgo
- 3) Seleccionar la opción más conveniente para mitigar los riesgos
- 4) Diseñar y aplicar las tecnologías del remedio adecuado

Los planes de contingencia deben de ser prácticos, integrales y dentro de los límites económicos, así como también que se muestre que la tecnología que se haya seleccionado tenga un resultado eficiente.

Tabla 5. 1 Resumen de las técnicas directas e indirectas con las cuales podemos monitorear el flujo de CO₂, en el yacimiento.

Medición Técnica	Parámetros de medición	Ejemplos de aplicación
Trazadores introducidos y naturales	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de Viaje • División del CO₂ en salmuera o en aceite • Identificación de fuentes de CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> • Seguimiento del movimiento del CO₂ en el yacimiento • Cuantificación de la solubilidad • Detección de fugas
Composición del agua	<ul style="list-style-type: none"> • CO₂, HCO₃⁻, CO₃²⁻ • Iones mayoritarios • Oligoelementos 	<ul style="list-style-type: none"> • La cuantificación de la solubilidad y la captura de minerales • La cuantificación del CO₂ de las interacciones agua-roca • La detección de fugas en los acuíferos de aguas subterráneas poco profundas
Presión del subsuelo	<ul style="list-style-type: none"> • Presión de la formación • Presión anular • Presión del acuíferos de aguas subterráneas 	<ul style="list-style-type: none"> • Control de la presión de formación por debajo del gradiente de fractura • Condiciones de la tubería de inyección y del pozo
Registros de pozo	<ul style="list-style-type: none"> • Grado de sal en la salmuera • Velocidad sónica • Saturación del CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> • Seguimiento del movimiento del CO₂ • Seguimiento de la migración de la salmuera en los acuíferos poco profundos • Calibración de velocidades sísmicas con respecto a sísmica 3D
Imágenes tiempo-lapso de sísmica	<ul style="list-style-type: none"> • Velocidad de la onda generada por la 	<ul style="list-style-type: none"> • Seguimiento del movimiento del

3D	presión y la solubilidad	CO ₂
	<ul style="list-style-type: none"> • Horizontes de reflexión • Atenuación de la amplitud sísmica 	
Monitoreo sísmico pasivo	<ul style="list-style-type: none"> • Lugar, magnitud y la fuente de las características de los eventos sísmicos 	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollo de las microfracturas en la formación o rutas de migración del CO₂.
Técnicas eléctricas y electromagnéticas	<ul style="list-style-type: none"> • Conductividad de la formación • Inducción electromagnética 	<ul style="list-style-type: none"> • Seguimiento del movimiento del CO₂ en y por encima de la formación de almacenamiento • Detección de la migración de la salmuera en los acuíferos poco profundos
Mediciones de la gravedad tiempo-lapso	<ul style="list-style-type: none"> • Cambios de densidad causadas por el desplazamiento del fluido 	<ul style="list-style-type: none"> • Detectar el movimiento del CO₂ • Balance de masa de CO₂ en el subsuelo

5.4 Supervisión y Remediación del flujo de CO₂

Para llevar a cabo la supervisión de los flujos de CO₂ en los yacimientos en los que se ha llevado a cabo la inyección de este gas, se ha desarrollado una nueva metodología que va a combinar únicamente las técnicas de supervisión del yacimiento con procesos de remediación. Este proceso innovador comienza con una combinación adecuada de tecnología de análisis de superficie y de fondo de pozo la cual va a permitir la detección de cambios en la tensión causada por el movimiento de fluido dentro del yacimiento.

Las medidas de la tensión entonces se invierten usando la dislocación y los modelos poroelásticos de la tensión para poder proporcionar una mejor perspectiva de los parámetros que pudieron haber generado el flujo anormal de CO₂.

5.5 Mediciones de flujo de CO₂ utilizando diagnósticos de microdeformación y otras tecnologías.

La tecnología de la microdeformación fue desarrollada como una convergencia de los yacimientos petroleros más tradicionales, utilizando el monitoreo de la profundidad y el mapeo de las fracturas hidráulicas. La tendencia de la topografía y de los patrones de subsidencia que han existido en diferentes formas durante décadas utilizando todo tipo de herramientas como son las mediciones de presión y de profundidad etc.

5.5.1 Inclinómetros

Durante la década de 1990 empezaron a surgir los inclinómetros, estos se utilizaran para medir la distorsión del suelo, son aplicables en las zonas donde las variaciones naturales en la superficie, no ocultan los cambios que ocurren con la presión. Con el tiempo se hizo evidente que los inclinómetros facilitaban observar a corto plazo los efectos en las fracturas sino que también se observaban a largo plazo los efectos de subsidencia.

5.5.2 Ventajas de la Microdeformación del monitoreo de yacimientos

El monitoreo de la superficie con la microdeformación ofrece varias ventajas para el seguimiento de los cambios inducidos por la cepa del subsuelo, proceso tales como el flujo de fluidos, la fractura, la tectónica regional y las actividades de producción e inyección. Una de las claves del beneficio es que la deformación superficial se aplicará rápidamente en magnitud y se contrae en la distribución espacial como la fuente de la tensión cerca de la superficie. Este hecho permite la deformación, tanto que se mide por medio de técnicas tales como Radar Interferométrico de Apertura Sintética, inclinómetros o GPS y una combinación de los mismos permite que funcione como un sistema de alerta temprana y efectiva de la fuga inminente o potencial de la superficie debido a la capa de roca. Este tipo de control ha demostrado ser beneficioso en la última década en muchos ambientes petroleros.

La técnica de monitoreo por microdeformación es ideal para aplicaciones tan diversas como:

- ✚ El control operativo - Producción y evaluación EOR para el rendimiento de las reservas
- ✚ Control del líquido en el yacimiento - Incluye extensión aérea de la dispersión de líquido en un yacimiento.
- ✚ Fuera de crecimiento de la zona - Seguimiento de la migración de fluidos, fuera de la zona y el crecimiento de fractura posterior a los parámetros (profundidad, orientación, tamaño)
- ✚ La calibración del modelo geomecánico, proporciona valiosos datos de entrada de reserva de agua, vapor de CO₂, o modelado de inyección de residuos.

5.6 Radar Interferométrico de Apertura Sintética (InSAR)

InSAR es una técnica de control de crecimiento rápido que se puede utilizar para obtener una alta resolución espacial de los mapas de microdeformación de la superficie. Las mediciones de InSAR se obtienen por sensores espaciales de Radar de Apertura Sintética (SAR), estos sensores que son capaces de operar en todas las condiciones meteorológicas y de iluminación.

Si bien la resolución de asignación definitiva de un producto InSAR es impresionante, el verdadero poder de esta técnica reside en su gran cobertura espacial. El tratamiento de estas imágenes pueden cubrir un área de hasta 100 Km X 100Km. La capacidad de medir la deformación superficial en áreas aún más grande se lleva a cabo mediante la fusión de dos o más escenas de radar individual. Hasta la fecha, ninguna otra técnica de control geodésico puede competir con la capacidad de InSAR para medir la deformación de varias zonas de la superficie de la Tierra.

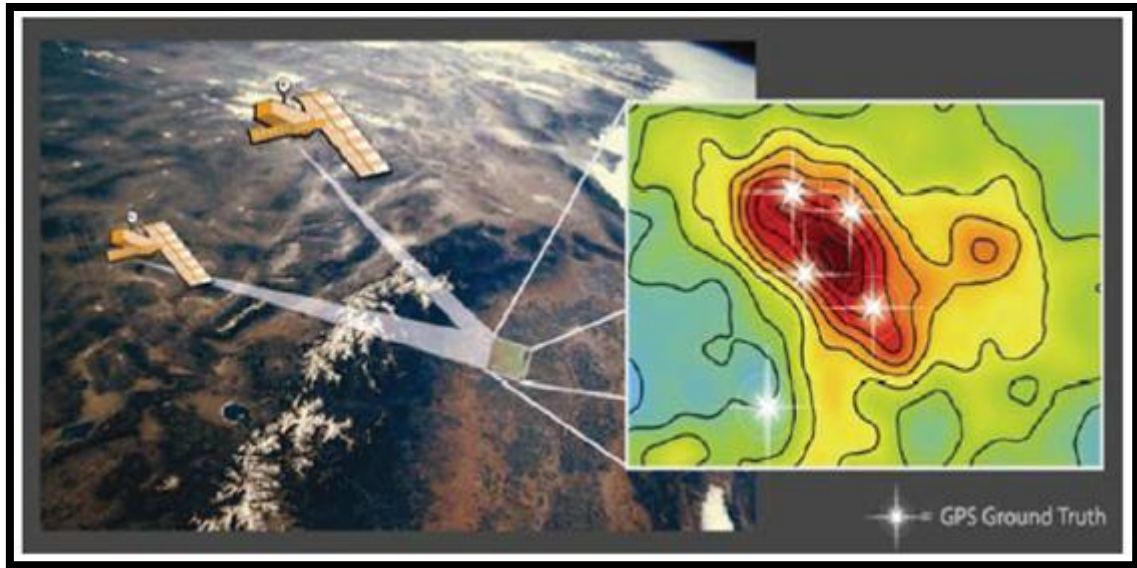


Fig. 5. 1 Imagen satelital que muestra el monitoreo con la tecnología InSAR.

CONCLUSIONES

Cada yacimiento es único en lo que se refiere a las propiedades de los crudos y del medio poroso, por lo cual se deben diseñar convenientemente el método de recuperación adecuado. Las especificaciones para la inyección del dióxido de carbono, dependerán de las propiedades de los fluidos y del medio poroso de la formación, así como, de las consideraciones económicas correspondiente.

Dada la situación actual en el mercado de precios del petróleo, la recuperación mejorada de hidrocarburos constituye en una de las principales vías para aumentar el factor de recuperación en los yacimientos. Es por ello que deben mantenerse los esfuerzos para desarrollar formulaciones que operen en un amplio intervalo de condiciones de yacimiento y con una relación costo/efectividad adecuada que permitan su aplicación, tomando en cuenta cuatro de los aspectos más importantes, como lo son, la obtención del dióxido de carbono, el transporte para poder llevarse a las plantas de tratamiento o en su caso al pozo donde se realizara la inyección, estos aspectos se involucraran en la evaluación económica de cada yacimiento.

La Inyección de dióxido de carbono es un método de recuperación muy efectivo, presentando la ventaja adicional de contribuir con la captura y almacenamiento de este gas de efecto invernadero, obteniendo un doble beneficio: el ambiental y el de la recuperación adicional de petróleo.

El costo del transporte de dióxido de carbono va a depender principalmente de la distancia que se tenga que recorrer así como de la cantidad de dióxido de carbono a transportar.

Los factores de recuperación final aplicando el método de inyección de dióxido de carbono se incrementan, esto dependiendo de las características del yacimiento.

A la fecha, en México se cuenta con un yacimiento conocido (otro en estudio) y que está en etapa de explotación. Este yacimiento se encuentra situado al sureste mexicano.

RECOMENDACIONES



Realizando un análisis se ha encontrado que poder establecer un precio al método de inyección de dióxido de carbono, se deben de tomar en cuenta las diferentes características de los yacimientos, como lo son el tipo de fluido, la manera en que este sea terminado, la distancia que se va a recorrer con el dióxido de carbono hasta el yacimiento a inyectar y el tipo de tratamiento que se le va a dar, así como también el monitoreo para después de que se ha llevado la inyección, tomando en cuenta todas estas características se puede realizar una buena evaluación económica y saber si la inyección de dióxido de carbono es la mejor opción.



En lo que respecta a las tecnologías de monitoreo de dióxido de carbono se puede apreciar que no todas las tecnologías se encuentran disponibles en México, es por eso que en este trabajo solo se mencionaron este tipo de tecnologías para el conocimiento de ellas.



El mejor método de evaluar si el dióxido de carbono ha tenido buenos resultados es por medio el factor de recuperación, el cual nos va indicar si nuestro yacimiento se ha convertido en un pozo fluyente y por lo tanto este será ahora rentable.


Para el caso del tratamiento de dióxido de carbono, uno de los procesos más comunes es el endulzamiento del gas natural, lo que a su vez constituye una fuente importante de dióxido de carbono.





GLOSARIO

	
Aceite	Porción de petróleo que existe en fase líquida en yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos.
Aceite extrapesado	Aceite crudo con fracciones relativamente altas de componentes pesados, alta densidad específica y alta viscosidad, a condiciones de yacimiento.
Aceite ligero	La densidad de este aceite es entre 27 y 38 grados API.
Aceite pesado	Es aquel cuya densidad es menor o igual a 27 grados API.
Aceite superligero	Su densidad es mayor a los 38 grados API.
Arenas, areniscas	Roca compuesta por granos gruesos, que miden entre 0.0625 mm y 2 mm de diámetro.
	
Baterías de separación	Conjunto de obras e instalaciones petroleras que tienen por objeto recolectar, separar, medir y almacenar hidrocarburos que provengan de los pozos petroleros.
Barril de petróleo crudo equivalente (bpce)	Es la unidad de volumen que representa la suma del petróleo crudo más el gas seco convertido a líquido. En este DT-1 se utilizó el


	factor de conversión de 5,200 pies cúbicos de gas por barril de petróleo.
	
Capa de gas	Es la zona de gas que contiene un yacimiento, ya sea originalmente cuando se descubrió o la que se formó de manera secundaria al explotar el yacimiento. También se le conoce como casquete de gas.
Compresibilidad	Es el cambio en volumen por unidad de cambio en presión.
Compresor	Es un equipo instalado en una línea de conducción de gas para incrementar la presión y garantizar el flujo del fluido a través de la tubería.
Condiciones estándar	Son las cantidades a las que la presión y temperatura deberán ser referidas. Para el sistema inglés son 14.73 libras por pulgada cuadrada para la presión y 60 grados Fahrenheit para la temperatura.
Condensado	Líquidos del gas natural constituidos principalmente por pentanos y componentes de hidrocarburos más pesados.
Contacto agua-aceite	Es la interface en el yacimiento de la zona de aceite y la de agua.
	
Delimitación	Actividad de exploración que incrementa, o decrementa, reservas por medio de la perforación de pozos delimitadores.
Densidad	Propiedad intensiva de la materia que relaciona

	la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en gramos por centímetro cúbico, o en libras por galón.
Densidad API	Es la medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado de la densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación: $\text{Densidad API} = (141.5 / \text{densidad relativa}) - 131.5$ La densidad API se expresa en grados; la densidad relativa 1.0 es equivalente a 10 grados API.
	
Empuje	Es el mecanismo a través del cual produce un yacimiento.
Estaciones de bombeo	Estaciones en las que se aumenta la presión en los ductos, a fin de que el producto fluya hasta alcanzar su destino final en forma homogénea.
Endulzadora	Planta industrial cuyo objetivo es proporcionar un tratamiento que se aplica a las mezclas gaseosas y a las fracciones ligeras del petróleo para eliminar los compuestos de azufre indeseables o corrosivos, y para mejorar su color, olor y estabilidad
	
Factor de recuperación	Es la relación existente entre la producción acumulada de aceite y/o gas y el volumen original de aceite (OOIP), a condiciones atmosféricas. Normalmente se expresa en %.
Factor de recuperación final,	Es la relación entre producción acumulada final

Factor de recuperación esperado o Factor de recuperación último (FRF).	que se espera de un yacimiento entre el volumen original del mismo, a condiciones atmosféricas. Normalmente se expresa en %.
Factor de recuperación presente, Factor de recuperación actual (FR).	Es la relación entre la producción acumulada que se tiene hasta el momento (a cierta fecha) entre el volumen original del mismo, a condiciones atmosféricas. Normalmente se expresa en %.
	
Gas no asociado	Es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.
Gas seco	Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano El gas seco también se obtiene de las plantas de proceso.
Gas asociado	Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).
Gas asociado libre	Es el gas natural que sobreyace y está en contacto con el aceite crudo en el yacimiento. Puede corresponder al gas del casquete.
Gas asociado en solución o disuelto	Gas natural disuelto en el aceite crudo del yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura que prevalecen en él.
Gas húmedo	Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual le fueron eliminadas las impurezas o compuestos que no

	son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite su proceso comercial.
Gas natural	Mezcla de hidrocarburos que existe en los yacimientos en fase gaseosa, o en solución en el aceite, y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. Este puede incluir algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos (ácido sulfhídrico, nitrógeno o dióxido de carbono).
Gas seco equivalente a líquido (GSEL)	Volumen de aceite crudo que por su poder calorífico equivale al volumen del gas seco.
	
Hidrocarburos	Compuestos químicos constituidos completamente de hidrógeno y carbono.
	
Índice de hidrocarburos	Medida de la cantidad de hidrocarburos que contiene el yacimiento por unidad de área.
	
Kerógeno	Materia orgánica insoluble dispersa en las rocas sedimentarias que producen hidrocarburos cuando se somete a un proceso de destilación.
	
Permeabilidad	Es la capacidad de la roca para permitir el flujo


	de fluidos a través de su medio poroso.
Petróleo	Mezcla de carburos de hidrógeno líquidos, resultantes de la descomposición de materia orgánica (fermentación bioquímica), ocurrida en paleocuecas bajo condiciones específicas de presión y temperatura. El petróleo comúnmente se encuentra asociado con gases.
Planta de recibo almacenamiento y distribución	Conjunto de instalaciones y unidades que almacenan hidrocarburos o productos derivados del petróleo que se reciben por cualquier sistema de transporte, para posteriormente llevar a cabo su distribución.
Porosidad	Cantidad de espacio vacío dentro de una roca o formación.
Pozos de desarrollo	Pozos que se instrumentan para ser productivos, una vez explorado y localizado el campo petrolífero.
Pozo petrolero	Perforación efectuada por medio de barrenas de diferentes diámetros y a diversas profundidades, con el propósito de definir las condiciones geológico-estructurales de la corteza terrestre, para la prospección o explotación de yacimientos petrolíferos. El método más utilizado es el rotatorio, y las perforaciones pueden desarrollarse con o sin recuperación de núcleo.
Presión de rocío	Es la presión del gas en el yacimiento a la cual se libera la primera gota de líquido (condensado).
Presión de saturación o de burbuja	Es la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases (líquido - gas), en el


	yacimiento.
	
Ramales de gasoductos	Tramos de tubería que derivan de un gasoducto principal y terminan en una planta endulzadora, en una planta petroquímica, o en una caseta de medición y control, entre otras.
Ramales de oleoductos	Tuberías que sirven para transportar el aceite crudo desde una estación de recolección o partiendo de una estación de almacenamiento o planta de tratamiento, hasta su entronque con un oleoducto principal.
Recuperación mejorada (Improved/Enhanced oil recovery)	Es el proceso que aplica a los yacimientos, después de la recuperación primaria y la secundaria, con objeto de aumentar la recuperación final del mismo.
Recuperación primaria	Extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos, para desplazar los fluidos a través de la formación porosa y permeable del mismo hacia los pozos.
Recuperación secundaria	Se refiere a técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua, o gas con el propósito en parte, de mantener la presión del yacimiento.
Recuperación Terciaria	Así se denominó al principio, a los procesos que se aplicaban a los yacimientos después de la recuperación primaria y secundaria. La industria después cambio el término a recuperación mejorada.


Refinería	Conjunto de instalaciones petroleras destinadas al procesamiento del petróleo crudo a través de diversos métodos de refinación, a fin de obtener productos petrolíferos, tales como gasolinas, diesel, lubricantes y grasas, entre otros.
Reservas petroleras	Volumen de hidrocarburos y sustancias asociadas, localizado en las rocas del subsuelo, que pueden ser recuperables económicamente con métodos y sistemas de explotación aplicables a condiciones atmosféricas y bajo regulaciones.
Reservas posibles	Reservas que, con base en datos ingeniero-geológicos, tienen una baja probabilidad (10%) de ser comercialmente recuperables. Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables.
Reservas probadas	Volúmenes de hidrocarburos y sustancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos ingeniero - geológicos se estima, con razonable certidumbre, que serán comercialmente recuperables, con base en datos de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales. El establecimiento de las condiciones económicas actuales incluye promedios de precios y costos históricos en un período de tiempo consistente con el proyecto.
Reservas probables	Reservas no probadas que, con base en los


	<p>análisis de datos ingeniero-geológicos, tienen una alta probabilidad (por lo menos 50%) de que el volumen de hidrocarburos localizado en el yacimiento sea recuperable.</p> <p>Reservas en formaciones geológicas que parecen ser productoras con base en registros geofísicos, pero carecen de datos de núcleos o pruebas definitivas, y no son análogas a formaciones geológicas probadas en el campo. Estas reservas pueden ser clasificadas como probadas mediante la perforación de pozos.</p>
<p>Región Marina Noreste RMNE</p>	<p>Esta región se encuentra ubicada en el Sureste de la República Mexicana, en Aguas Territoriales Nacionales, frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. Abarca una superficie de 166,000 kilómetros cuadrados, e incluye parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México. La Región Marina Noreste administra dos activos integrales a partir del año 2003, denominados Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, cuya responsabilidad comprende la administración de los yacimientos desde etapas exploratorias, en los programas de incorporación de reservas y delimitación, hasta las etapas de producción y abandono de los campos.</p>
<p>Región Marina Suroeste (RMSOE)</p>	<p>Comprende una superficie de 352,390 kilómetros cuadrados y se localiza en aguas marinas que cubren la plataforma y talud continental del Golfo de México. Hacia el Sur limita con los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, hacia el Oriente colinda con la Región Marina Noreste, y al Norte y Poniente</p>

	<p>con aguas territoriales nacionales. La región está conformada por dos activos integrales, Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, y un Activo Regional de Exploración. Los activos integrales tienen la responsabilidad de administrar los yacimientos, conducir los programas de incorporación de reservas, así como la delimitación de aquellas áreas ya descubiertas. El Activo Regional de Exploración se encarga de evaluar el potencial durante la etapa exploratoria.</p>
Región Norte (RN)	<p>Se encuentra ubicada en la porción Norte y centro del país e incluye una parte continental y otra marina. Su extensión es superior a los dos millones de kilómetros cuadrados. Al Norte limita con Estados Unidos de América, al Este con la isobata de 500 metros del Golfo de México, al Oeste con el Océano Pacífico y al Sur con el Río Tesechoacán, que constituye el límite con la Región Sur. Administrativamente, la Región Norte se compone de un activo de exploración que abarca el total de la distribución geográfica de la región y se denomina Regional de Exploración Región Norte. Este activo concentra toda la actividad exploratoria de evaluación de potencial de la región. Los activos integrales son Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz, los cuales se encargan de la explotación de los campos, extender los campos ya descubiertos e incorporar reservas en las áreas cercanas a campos productores.</p>
Región Sur (RS)	<p>Localizada en la porción Sur de la República Mexicana, la región abarca los estados de</p>

	<p>Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo. Operativamente, la Región Sur está dividida en cinco activos integrales y uno de exploración denominado Regional de Exploración Región Sur. Los activos integrales son Bellota-Jujo, Macuspana, Cinco Presidentes, Samaria-Luna y Muspac, que en conjunto administran al 1 de enero de 2005, un total de 147 campos.</p>
	
<p>Sistemas artificiales de producción</p>	<p>Cualquiera de las técnicas empleadas para extraer el petróleo de la formación productora a la superficie, cuando la presión del yacimiento es insuficiente para elevar el petróleo en forma natural hasta la superficie, dentro de los pozos.</p>
<p>Sistema de Producción Flotante</p>	<p>(Floating Production System - FPS) consiste de una unidad semisumergible la cual cuenta con equipo de perforación y producción. Se ancla en el lugar con cables y cadenas, o puede ser colocada con posicionadores dinámicos usando anclajes que rotan. La producción de los pozos submarinos se transporta a la cubierta superficial a través de ductos verticales (risers) diseñados para soportar el movimiento de la plataforma. El FPS se puede utilizar en una gama de las profundidades del agua a partir de 180 a 3,000 metros.</p>
<p>Sistema Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga</p>	<p>Floating Production, Storage & Offloading System - FPSO) consiste de un gran buque tanque petrolero anclado al fondo marino. Un FPSO se diseña para procesar y almacenar la</p>

	producción de pozos submarinos cercanos y para descargar periódicamente el aceite almacenado a buques menores, los cuales transportan el aceite a instalaciones para su transformación posterior. Un FPSO puede satisfacer las necesidades de exploración y explotación de campos marginales económicos situados en las áreas profundas alejadas donde no existe una infraestructura de tubería.
Sistema Submarino	(Subsea System - SS) Es un sistema de producción submarino que se extiende desde los pozos productores hasta las instalaciones de producción marinas (plataformas, FPS y TLP), también puede interconectar múltiples pozos productores a través de un sistema de recolección de ductos marinos. Estos sistemas se utilizan actualmente en profundidades mayores de 1,500 metros.
Subsidencia	Es el hundimiento que se puede presentar en la superficie, debido a la extracción de fluidos de las capas del subsuelo.
	
Taponamiento de pozos	Acción de aislar de manera temporal o definitiva las formaciones geológicas atravesadas en la perforación que contengan aceite o gas, de tal forma que se eviten invasiones o manifestaciones de hidrocarburos en la superficie.
Técnica de recuperación	Actualmente, en la explotación de campos se aplica el sistema de bombeo neumático continuo, que consiste en inyectar gas a alta

	presión a través del espacio anular entre las tuberías de revestimiento y producción, en cada uno de los pozos, haciéndolo pasar a la tubería de producción mediante las válvulas subsuperficiales de bombeo neumático para incrementar el volumen de hidrocarburos hacia la superficie.
Terminal de almacenamiento	Unidad que se instala con la finalidad de almacenar hidrocarburos o productos derivados del petróleo que procedan directamente de una tubería de transporte para posteriormente ser conducidos por otro medio a centros de proceso o distribución.
Tubería de descarga	Tubería mediante la cual se transportan los hidrocarburos desde el cabezal del pozo hasta el cabezal de recolección de la batería de separación, a la planta de tratamiento o a los tanques de almacenamiento.
Tuberías de productos	Tuberías que transportan los fluidos procesados de las refinerías o plantas de tratamiento a las plantas de almacenamiento y distribución de productos, o a cualquier planta de proceso. Se designan adicionando al nombre del producto el sufijo <i>ducto</i> , como gasolinoducto, combustoleoducto, amonioducto.
	
Volumen original de gas in-situ	Cantidad de crudo y gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

Volumen original in-situ	Cantidad de gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.
	
Yacimiento petrolero	Depósito de hidrocarburos atrapados en rocas sedimentarias margo-arenosas a profundidades que varían de 200 a 7000 metros bajo el nivel medio del mar. Existen yacimientos en diversas estructuras geológicas tales como anticlinales, afallamientos, plegamientos recostados y recumbentes, así como en domos salinos, entre otras estructuras.

BIBLIOGRAFÍA

- I. AIR PRODUCTS, 2004: Safetygram-18, Carbon Dioxide. <http://www.airproducts.com/Responsibility/EHS/ProductSafety/ProductSafetyIn formation/safetygrams.htm>.
- II. 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.
- III. CORTÉS, León. (2010). "Tecnologías para la Captura de CO₂". Tesis de Licenciatura. Facultad de Ingeniería, UNAM. México.
- IV. CRAFT, B.C. (1990). "Applied Petroleum Reservoir Engineering". Segunda Edición. Prentice Hall PTR. Louisiana State University.
- V. COMISIÓN INTERSECRETARIAL DE CAMBIO CLIMATICO (CICC). Estrategia Nacional de Cambio Climático. México, 2007.
- VI. DONALDSON, Erle. (1985). "Enhanced Oil Recovery, Fundamentals and Analysis". Universidad de Oklahoma, USA. (1986). The Potential of Enhanced Oil Recovery by Carbon Dioxide Flooding in New Mexico, Interstate Oil & Gas Compact Commission, Oklahoma City.
- VII. FERRER, Magdalena. (2001). "Inyección de Agua y gas en Yacimientos Petrolíferos". Segunda Edición. Venezuela. Ediciones Astro Data.
- VIII. FLEMING, E.A., L.M. Brown, and R.I. Cook, 1992: "Overview of Production Engineering Aspects of Operating the Denver Unit CO₂ Flood". Paper SPE/DOE 24157 presented at the 1992 SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium. Tulsa, 22–24 April.
- IX. Society of Petroleum Engineers Inc., Richardson, TX, USA.
- X. GARCÍA, Griselda (2010). "Inyección de CO₂ como Método de Recuperación Mejorada en Yacimiento de Aceite Extrapesado". Congreso Mexicano del Petróleo. México.
- XI. GUPTA, Anuj (2010). "Capacity and Constraints for Carbon Dioxide Sequestration in Aquifers and Depleted Oil/Gas Reservoirs in Carbonate Environment". Texas A&M University, Qatar. SPE 135595.

- XII. MARTÍNEZ V., Luis y Tomás, R. NAVA. (2008). "Estado del Arte del Secuestro Geológico de CO₂ y Aplicaciones". Tesis de Licenciatura. Facultad de Ingeniería, UNAM. México.
- XIII. MURO G., Herón. (2005). "Yacimientos de CO₂ en México, Alternativa viable para Programas de Recuperación Terciaria". CIPM, PEP. México.
- XIV. MUNGAN, N. (1987). "Enhanced Oil Recovery Using Water as a Driving Fluid". World Oil.
- XV. MUNGAN PET.C. "Carbon Dioxide Flooding".
- XVI. McCAIN, William (1990). "The Properties of Petroleum Fluids". Segunda Edición. Penn Well Books. Tulsa, Oklahoma.
- XVII. R.E. Sweatman (2010). "Advancements in Technology and Process Approach Reduce Cost and Increase Performance of CO₂ Flow Monitoring and Remediation". International Conference on CO₂ Capture, Storage, and Utilization held in New Orleans, Louisiana, USA.
- XVIII. R.D. Benson. (2010). "Multicomponent Seismic Monitoring of CO₂-Enhanced Oil Recovery". International Conference on CO₂ Capture, Storage, and Utilization held in New Orleans, Louisiana, USA.
- XIX. R.E. Bailey (1984). "Enhanced Oil Recovery". Petroleum Council, Washington, DC.
- XX. SÁNCHEZ, Obed. "Recuperación Mejorada de Hidrocarburos Mediante Desplazamiento Miscible con CO₂ en Yacimientos Naturalmente Fracturados". Tesis de Licenciatura. Facultad de Ingeniería, UNAM. México.
- XXI. 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 917-PA, January 1965.