



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

**CAPTURA Y ALMACENAJE DE CO₂ Y SU VIABILIDAD COMO PROCESO DE
RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO.**

TESINA

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO QUÍMICO

PRESENTA

Iván Hernández Vargas



Cd. Universitaria, Cd. Mx.

AÑO 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

PRESIDENTE: **Profesor: Juan Mario Morales Cabrera**
VOCAL: **Profesor: Simón López Ramírez**
SECRETARIO: **Profesor: Alberto Rosas Aburto**
1er. SUPLENTE: **Profesor: Alejandra Mendoza Campos**
2° SUPLENTE: **Profesor: José Arturo Moreno Xochicale**

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA: FACULTAD DE QUÍMICA, EDIFICIO F2

ASESOR DEL TEMA:

Simón López Ramírez

SUPERVISOR TÉCNICO:

Cecilia de los Ángeles Durán Valencia

SUSTENTANTE:

Iván Hernández Vargas

Contenido

Resumen	1
Introducción.....	1
Objetivos	3
Objetivo general	3
Objetivos particulares.....	3
Capítulo I. Antecedentes	3
I.1 Efecto invernadero	3
I.2 Extracción de petróleo.....	4
Capítulo II. Extracción mejorada de petróleo.....	6
II.1 Métodos térmicos	11
II.2 Métodos no térmicos	14
Capítulo III. Pruebas de laboratorio como apoyo para le extracción de petróleo ..	23
III.1 Presión mínima de miscibilidad.....	23
III.2 Viscosidad.....	30
III.3 Precipitación de asfaltenos	32
Capítulo IV. Captura y Almacenaje de CO ₂	34
IV.1 Captura de CO ₂	34
IV.2 Almacenaje de CO ₂	39
Capítulo V. Recomendación y viabilidad	41
Capítulo VI. Conclusiones	46
Glosario	47
Bibliografía	48

Índice de Figuras

Figura I.2.1.- Esquema de un yacimiento.....	4
Figura II.1.- Diagrama del balance de fuerzas en un poro.....	7
Figura II.2.- Efecto del aumento de los números capilar y Bond en la saturación de petróleo residual.....	10
Figura II.1.1.- Diagrama del efecto de la combustión in-situ dentro del yacimiento.	12
Figura II.2.1.- Cambio de la tensión interfacial en función de la concentración de surfactante y cambio de la tensión interfacial.....	16
Figura II.2.2.- Ejemplo visual del cambio en la digitación entre un fluido de alta (izquierda) y uno de baja (derecha) viscosidad.....	17
Figura II.2.3.- Diagrama de fases explicando el proceso de miscibilidad a múltiple contacto.....	21
Figura III.1.1.- Diagrama del sistema de medición experimental de la PMM.....	23
Figura III.1.2.- Determinación gráfica de la PMM.....	25
Figura III.1.3.- Determinación gráfica de la PMM en un petróleo enriquecido en componentes ligeros.....	27
Figura III.1.4.- Determinación gráfica de la PMM en un petróleo con carencia de componentes ligeros.....	29
Figura III.2.1.- Viscosímetro electromagnético.....	31
Figura III.2.2.- Efecto del CO ₂ en la viscosidad del petróleo.....	31
Figura III.3.1.- Efecto de distintos solventes en la precipitación de asfaltenos en el petróleo Suffield.....	33
Figura III.3.2.- Efecto de distintos solventes en la precipitación de asfaltenos en el petróleo Lindbergh.....	33
Figura III.3.3.- Efecto del peso del solvente en la precipitación de asfaltenos.....	34
Figura IV.1.1.- Diagrama de un sistema de absorción de CO ₂	36

Figura IV.1.2.- Diagrama para la obtención de CO ₂ de distintos procesos.....	37
Figura IV.2.1.-Diagrama de almacenaje oceánico de CO ₂	39
Figura IV.2.2.-Diagrama de almacenaje mineral de CO ₂	40
Figura IV.2.3.-Diagrama de almacenaje geológico de CO ₂	41

Índice de Tablas

Tabla II.1.1.- Ventajas y desventajas de la inyección de vapor	11
Tabla II.1.2.- Ventajas y desventajas de la combustión in-situ.	14
Tabla II.2.1.- Ventajas y desventajas de la inyección de tensoactivos.	15
Tabla II.2.2.- Ventajas y desventajas de la inyección de álcali.....	17
Tabla II.2.3.- Ventajas y desventajas de la inyección de polímeros... ..	18
Tabla II.2.4.- Ventajas y desventajas de la formación de gel in-situ.....	18
Tabla II.2.5.- Ventajas y desventajas de la inyección de PPG.	19
Tabla II.2.6.- Ventajas y desventajas de la inyección de CO ₂	22
Tabla III.1.1.- Composición del petróleo.	24
Tabla III.1.2.- Porcentaje de recuperación de petróleo en función de la presión de inyección del CO ₂	25
Tabla III.1.3.- Composición del petróleo rico en componentes ligeros.	26
Tabla III.1.4.- Porcentaje de recuperación del petróleo rico en componentes ligeros en función de la presión de inyección del CO ₂	27
Tabla III.1.5.- Composición del petróleo con carencia de componentes ligeros....	28
Tabla III.1.6.- Porcentaje de recuperación del petróleo con carencia de componentes ligeros en función de la presión de inyección del CO ₂	29
Tabla III.3.1.- Propiedades de los petróleos Suffield y Lindbergh.	32
Tabla IV.1.1.- Comparación de tecnologías CAC con respecto a su desarrollo en el mundo	38
Tabla V.1.-Costo de distintos procesos en CAC.	42

Tabla V.2.-Inflación anual en los precios de consumo de EUA. 43

Tabla V.3.-Costo de distintos procesos en CAC actualizados según la inflación anual desde 2002 hasta 2015. 44

Índice de ecuaciones

$$P_R(\pi r_b^2) - P_A(\pi r_b^2) - \rho_o g(\pi r_b^2) \Delta l \sin \alpha \dots\dots\dots 7$$

$$2\sigma_{ow} \left(\frac{\cos \theta_A}{r_n} - \frac{\cos \theta_R}{r_p} \right) \pi r_b^2 \dots\dots\dots 8$$

$$\frac{2\beta \sigma_{ow} \cos \theta}{r_n} (\pi r_b^2) \quad \beta = 1 - \frac{r_n}{r_b} \dots\dots\dots 8$$

$$P_R - P_A - \rho_o g \Delta l \sin \alpha = \frac{2\beta \sigma_{ow} \cos \theta}{r_n} \dots\dots\dots 8$$

$$-\nabla P \cdot \hat{l} \Delta l - \rho_o g \hat{k} \cdot \hat{l} \Delta l \sin \alpha = \frac{2\beta \sigma_{ow} \cos \theta}{r_n} \dots\dots\dots 8$$

$$q_w = \frac{k k_{rw}}{\mu_w} (\nabla P + \rho_w g k) \dots\dots\dots 9$$

$$\nabla P = q_w \frac{\mu_w}{k k_{rw}} - \rho_w g \hat{k} \dots\dots\dots 9$$

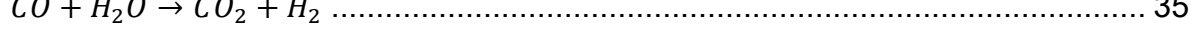
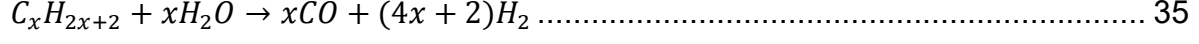
$$\frac{\mu_w \Delta l}{k k_{rw}} q_w \cdot l + \Delta \rho g k \cdot l \Delta l = \frac{2\beta \sigma_{ow} \cos \theta}{r_n} \dots\dots\dots 9$$

$$\frac{q_w \mu_w}{\sigma_{ow} \cos \theta} + \frac{\Delta \rho g k k_{rw}}{\sigma_{ow} \cos \theta} \sin \alpha = \frac{2\beta k k_{rw}}{\Delta l r_n} \dots\dots\dots 9$$

$$N_{Ca} + N_B \sin \alpha = \frac{2\beta k k_{rw}}{\Delta l r_n} \dots\dots\dots 9$$

$$N_{Ca} = \frac{q_w \mu_w}{\sigma_{ow} \cos \theta} \dots\dots\dots 9$$

$$N_B = \frac{\Delta \rho g k_w}{\sigma_{ow} \cos \theta} \dots\dots\dots 10$$



$$V = B_p P_B - t_{CO_2} (C_t + C_a) \dots\dots\dots 45$$

Resumen

El dióxido de carbono es un gas de efecto invernadero producido en grandes volúmenes por la actividad humana, para reducir el impacto ambiental producido se propone la captura de dicha sustancia en fuentes puntuales, como las centrales eléctricas y plantas industriales, el problema de la captura del dióxido de carbono es no ofrecer beneficio económico haciendo este proceso poco atractivo para la inversión, sin embargo el dióxido de carbono puede ser utilizado en varios procesos industriales y como método de recuperación mejorada de petróleo.

Para determinar la viabilidad de un yacimiento para ser explotado con inyección de dióxido de carbono se deben conocer las propiedades del petróleo para determinar las condiciones óptimas con las que se obtendrá la mayor extracción posible, lo cual sirve como parámetro para iniciar un estudio a detalle de la viabilidad del yacimiento.

Para mejorar la viabilidad de un yacimiento con un desplazamiento de dióxido de carbono es necesario alcanzar la condición de miscibilidad, lo cual se puede lograr al mezclar el dióxido de carbono con hidrocarburos ligeros para poder reducir la presión mínima de miscibilidad.

Introducción

El dióxido de carbono (CO_2) es un gas de efecto invernadero que se encuentra de forma natural en la atmósfera. La actividad humana está aumentando la concentración atmosférica de CO_2 contribuyendo al calentamiento global.

Las emisiones de CO_2 se producen por actividades como la quema de combustible, ya sea en centrales eléctricas o vehículos impulsados por un motor de combustión interna. También pueden generarse con la extracción de petróleo o en incendios forestales y erupciones volcánicas.

La captura y almacenamiento de dióxido de carbono (CAC) es un conjunto de técnicas utilizadas para reducir las emisiones de CO_2 provocadas por la actividad humana.

Los procesos consisten en:

- Capturar el CO₂ directamente de la fuente de emisión, separándolo de otras sustancias generadas en dichas fuentes.
- Transportar el CO₂ capturado a un lugar de almacenamiento apropiado.
- Almacenar el CO₂ fuera de la atmósfera durante un largo periodo, por ejemplo, en formaciones geológicas subterráneas, en las profundidades oceánicas o dentro de ciertos minerales.

Las principales fuentes puntuales de CO₂ son las centrales eléctricas que utilizan los combustibles fósiles o biomasa para generar energía, industrias emisoras de CO₂ y la producción de gas natural. Los posibles métodos de almacenamiento son:

- Almacenamiento geológico.
- Almacenamiento oceánico.
- Almacenamiento mineral.

El uso de tecnologías que aumenten la producción de petróleo es un tema de gran interés en la actualidad ya que éste se utiliza como materia prima para varios procesos industriales, además de proporcionar varias sustancias que se utilizan como fuente de energía. Utilizando los conocimientos que se tienen sobre las propiedades fisicoquímicas de las rocas en el yacimiento, así como de las propiedades del petróleo se pueden implementar modelos que predicen la movilidad de éste, por eso se requiere información obtenida en laboratorio para tener una mejor comprensión del comportamiento real que tendrá el petróleo en el yacimiento.

Las propiedades del petróleo varían en función de su composición, un petróleo rico en hidrocarburos ligeros tiene menor densidad y viscosidad comparado a uno rico en hidrocarburos más pesados. En los procesos de recuperación mejorada, los petróleos ligeros tienden alcanzar miscibilidad por un proceso de múltiple contacto con el fluido desplazante como el CO₂, favoreciendo su extracción al eliminarse las fuerzas capilares que mantienen a los hidrocarburos atrapados en el medio poroso. En petróleos pesados, aunque es difícil alcanzar la condición de miscibilidad, es conveniente “diluir” estos con componentes más ligeros y solubles como el CO₂,

para reducir su viscosidad y densidad, lo cual favorece su movilidad y también su extracción.

Objetivos

Objetivo Principal

Identificar el proceso de recuperación mejorada que asegure el mejor almacenaje de CO₂ y el incremento de la extracción de petróleo en yacimientos.

Objetivos particulares

Encontrar y justificar recomendaciones que puedan aumentar la viabilidad y efectividad de la captura de CO₂ a través de un proceso de recuperación mejorada.

Capítulo I. Antecedentes

I.1 Efecto invernadero

El efecto invernadero es un fenómeno por el cual parte de la energía emitida por el suelo tras haber sido calentado por la radiación solar es retenida por la atmósfera produciendo un efecto de calentamiento similar al que ocurre en un invernadero.

El efecto invernadero se produce por la acción de varios componentes de la atmósfera, entre los que se encuentran el CO₂, metano y vapor de agua entre otros gases. El proceso de calentamiento ha sido acentuado en las últimas décadas por la acción del hombre al liberar a la atmósfera concentraciones altas de gases de efecto invernadero, originados en procesos industriales y generación de energía.

Para reducir las emisiones de CO₂ se utilizan los métodos de captura en sitios puntuales de emisión, tales como plantas industriales o centrales eléctricas.

Se ha demostrado que el CO₂ puede ser utilizado para muchos procesos industriales, como el descafeinado del café, proceso que utiliza el CO₂ como solvente orgánico para remover la cafeína del grano de café, siendo el CO₂ inocuo para la digestión humana, y una vez terminado el proceso de descafeinado y llevar el producto a condiciones atmosféricas las trazas de CO₂ restantes se desorberán.

Otro proceso que utiliza el CO₂ es la extracción de petróleo, en la cual se utiliza el CO₂ como fluido desplazante o diluyente, el cual empuja al petróleo hacia los pozos productores o cambia sus propiedades (viscosidad y densidad), respectivamente, favoreciendo su extracción. [1-4]

I.2 Extracción de petróleo.

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos generada por la degradación de materia orgánica a altas presiones durante millones de años, esta mezcla tiene una gran cantidad de sustancias de gran importancia para la industria entre las cuales se encuentran combustibles necesarios para la generación de energía.

El petróleo se encuentra atrapado en formaciones de arena o roca las cuales fueron cubriendo la materia orgánica conforme pasaba el tiempo, a las formaciones que contienen petróleo se le dice yacimiento de petróleo.

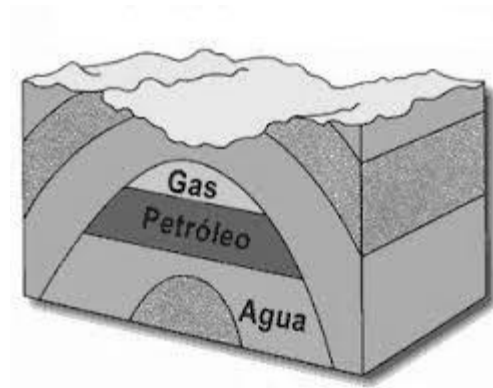


Figura I.2.1.- Esquema de un yacimiento de petróleo. [2]

La extracción de petróleo comienza con la generación de un pozo el cual es perforado sobre el yacimiento, tras esto la extracción ocurre por lo que se conoce como proceso primario, el cual consiste en utilizar la energía natural del yacimiento para desplazar el petróleo hacia la superficie.

Entre estos procesos se encuentran:

- Empuje por gas disuelto.
- Empuje por casquete de gas
- Empuje acuífero
- Expansión roca-fluidos

Empuje por gas disuelto.

La presión es la principal fuerza impulsora en la extracción de petróleo, conforme el petróleo es extraído la presión del sistema se reducirá, sin embargo, el petróleo al ser una mezcla de sustancias orgánicas de distintos pesos moleculares al verse sometida a un cambio de presión hasta alcanzar su punto de saturación, se genera la evaporación de los compuestos más ligeros, esta evaporación genera un casquete de gas con un efecto estabilizador de presión.

Empuje por casquete de gas.

Al reducir la presión del yacimiento el casquete de gas que se forma entre la roca y el petróleo se puede expandir generando un efecto estabilizador de presión.

Empuje acuífero.

El acuífero que se encuentra en el yacimiento puede expandirse generando un efecto estabilizador de presión.

Expansión roca-fluidos.

Al reducir la presión del yacimiento las rocas en las que se encuentra el petróleo pueden expandirse generando un efecto estabilizador de presión.

Una vez agotada la energía natural del yacimiento se comienza la extracción por un proceso secundario, los cuales consisten en aumentar la presión dentro del yacimiento o movilizar el petróleo por un empuje de otros fluidos.

- Mantenimiento de presión por inyección de agua o gas.
- Inyección de agua o gas con fines de desplazamiento.

Una vez reducida la cantidad de petróleo en el pozo por procesos de recuperación secundaria se utilizan los procesos de recuperación terciaria o mejorada. (EOR por sus siglas en inglés) ^[2]

Capítulo II. Extracción mejorada de petróleo.

Los procesos convencionales de producción (primaria y secundaria) dejan en el yacimiento del orden de 60-80% del petróleo original. Este petróleo remanente se encuentra atrapado en los poros de la roca o arena del yacimiento por las fuerzas capilares.

El objetivo de los procesos terciarios es reducir la cantidad de petróleo remanente, en la Ingeniería petrolera se utilizan dos números adimensionales que indican la eficiencia de un proceso, estos son los números de Bond, y el número capilar

Ambos números se obtienen de un balance de fuerzas, el número capilar toma en cuenta la relación de fuerzas viscosas y fuerzas capilares, mientras que el número de bond toma en cuenta la relación entre las gravitacionales y capilares. ^[5]

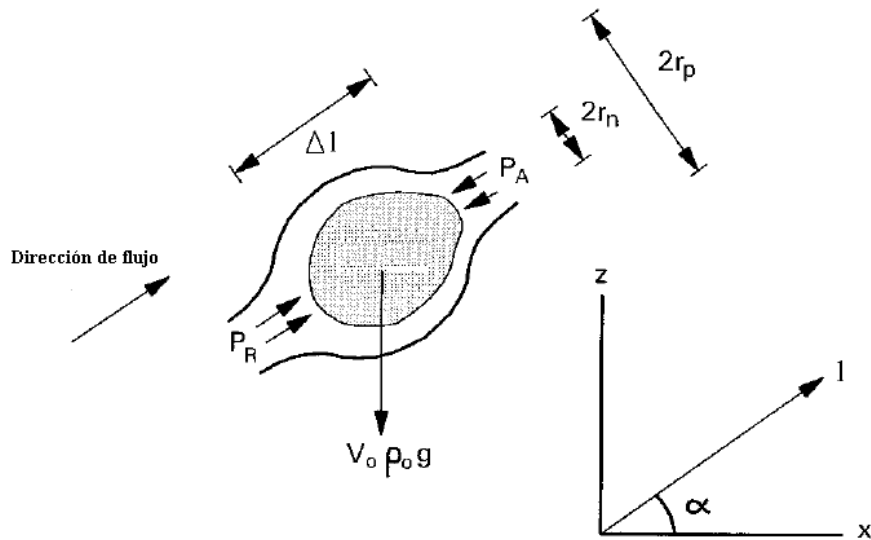


Figura II.1.- Diagrama del balance de fuerzas en un poro. [5]

Analizando las fuerzas que mantienen la gota de petróleo en el poro se obtiene la siguiente ecuación.

$$P_R(\pi r_b^2) - P_A(\pi r_b^2) - \rho_o g(\pi r_b^2)\Delta l \sin \alpha \quad (1)$$

Donde:

P_R : presión en la base del glóbulo de petróleo.

P_A : presión en la parte superior del glóbulo de petróleo.

ρ_o : densidad del glóbulo de petróleo.

g : fuerza de gravedad.

Δl : longitud del glóbulo de petróleo.

πr_b^2 : área del glóbulo normal al vector l .

En condiciones de estabilidad los glóbulos de petróleo no se mueven debido a fuerzas capilares, las cuales se pueden aproximar con la ecuación de Laplace:

$$2\sigma_{ow} \left(\frac{\cos\theta_A}{r_n} - \frac{\cos\theta_R}{r_p} \right) \pi r_b^2 \quad (2)$$

Donde:

σ_{ow} : tensión interfacial entre el petróleo y el fluido de desplazamiento.

θ_R : ángulo de contacto del glóbulo de petróleo en la base del poro.

θ_A : ángulo de contacto del glóbulo de petróleo en la parte superior del poro.

r_n : radio en el cuello del poro.

r_p : radio en la garganta del poro.

Suponiendo que los ángulos de contacto en la parte superior e inferior del poro la ecuación se puede representar de la siguiente manera.

$$\frac{2\beta\sigma_{ow}\cos\theta}{r_n} (\pi r_b^2) \quad \beta = 1 - \frac{r_n}{r_b} \quad (3)$$

Para determinar las condiciones críticas de movilidad se igualan las ecuaciones de balance de fuerzas y la ecuación de Laplace.

$$P_R - P_A - \rho_o g \Delta l \sin\alpha = \frac{2\beta\sigma_{ow}\cos\theta}{r_n} \quad (4)$$

La ecuación anterior se puede expresar en notación vectorial de la siguiente manera.

$$-\nabla P \cdot \hat{l} \Delta l - \rho_o g \hat{k} \cdot \hat{l} \Delta l \sin\alpha = \frac{2\beta\sigma_{ow}\cos\theta}{r_n} \quad (5)$$

Donde

\hat{l} : vector unitario en la dirección l

\hat{k} : vector unitario en la dirección z

De la ecuación anterior se sustituye el gradiente de presión de la ley de Darcy.

$$q_w = \frac{k k_{rw}}{\mu_w} (\nabla P + \rho_w g \hat{k}) \quad (6)$$

Donde:

q_w : velocidad del fluido de desplazamiento

k : permeabilidad del poro

k_{rw} : permeabilidad relativa del fluido de desplazamiento

μ_w : viscosidad dinámica del fluido de desplazamiento

Despejando el gradiente de presión.

$$\nabla P = q_w \frac{\mu_w}{k k_{rw}} - \rho_w g \hat{k} \quad (7)$$

$$\frac{\mu_w \Delta l}{k k_{rw}} q_w \cdot \hat{l} + \Delta \rho g \hat{k} \cdot \hat{l} \Delta l = \frac{2\beta \sigma_{ow} \cos \theta}{r_n} \quad (8)$$

Haciendo un reacomodo de la ecuación se obtiene

$$\frac{q_w \mu_w}{\sigma_{ow} \cos \theta} + \frac{\Delta \rho g k k_{rw}}{\sigma_{ow} \cos \theta} \sin \alpha = \frac{2\beta k k_{rw}}{\Delta l r_n} \quad (9)$$

Se sustituye la parte izquierda de la ecuación para facilidad, dando origen a dos números muy utilizados en la industria petrolera, el número capilar y el número de Bond.

$$N_{Ca} + N_B \sin \alpha = \frac{2\beta k k_{rw}}{\Delta l r_n} \quad (10)$$

$$N_{Ca} = \frac{q_w \mu_w}{\sigma_{ow} \cos \theta} \quad (11)$$

$$N_B = \frac{\Delta\rho g k_w}{\sigma_{ow} \cos\theta} \quad (12)$$

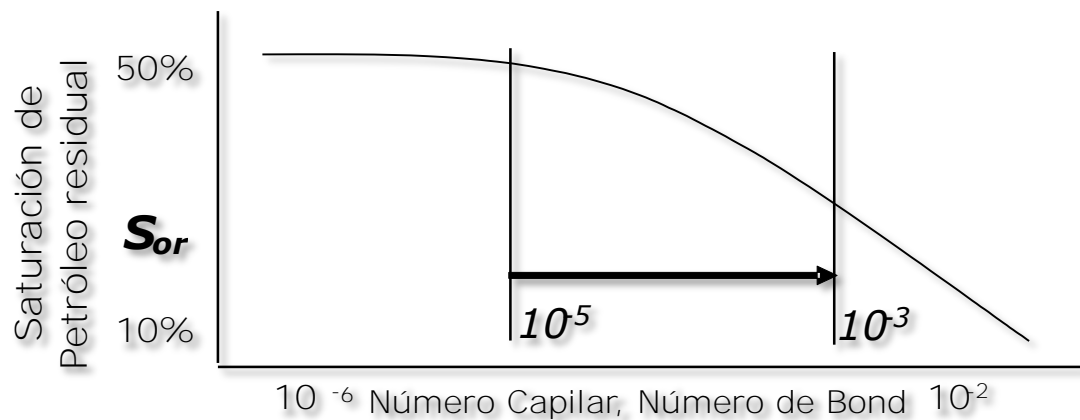


Figura II.2.- Efecto del aumento de los números capilar y Bond en la saturación de petróleo residual. [3]

Para incrementar el Número capilar, se debe aumentar el flujo de inyección, incrementar la viscosidad de los fluidos de inyección, disminuir la tensión interfacial entre el fluido de inyección y el petróleo o disminuir el ángulo de contacto entre el fluido de inyección y la roca. Sin embargo el aumento de flujo no es una ruta viable, ya que el proceso será más costoso debido al aumento en la capacidad de los equipos de inyección y el costo de las sustancias que se pretenden inyectar, aumentar la viscosidad es una opción viable sin embargo esto aumenta las caídas de presión y la posibilidad de fracturar la roca, lo cual puede provocar canalizaciones y otros fenómenos inconvenientes, por lo que la forma viable de maximizar el número capilar es la disminución de la tensión interfacial y el ángulo de contacto entre la roca y el fluido de inyección, es por esto que la inyección de químicos o solventes que abatan la fuerzas capilares, tienen un papel crucial en la reducción de petróleo residual en el yacimiento.

El incremento del Número de Bond depende de la permeabilidad del medio, la diferencia de densidades entre el petróleo y el fluido de inyección, la tensión interfacial y la disminución del ángulo de contacto entre el fluido de inyección y la roca. La forma de modificar la permeabilidad del medio es afectando la roca de yacimiento lo cual de no tener un buen control podría generar canalizaciones

indeseables. La diferencia de densidades se logra modificando la densidad del fluido de inyección y al igual que en el número capilar, la disminución de la tensión interfacial y el ángulo de contacto entre la roca y el fluido de inyección son los parámetros que se pueden optimizar con mayor facilidad.

Los métodos de recuperación mejorada tienen como objetivo reducir la cantidad de petróleo residual en el yacimiento, esto se logra rompiendo el equilibrio las fuerzas que retienen al petróleo, utilizando los números capilares y de Bond se pueden diseñar métodos que logran romper este equilibrio. En general los métodos de recuperación mejorada se dividen en térmicos y no térmicos.

II.1 Métodos térmicos de recuperación mejorada.

La finalidad principal de los métodos térmicos es reducir la densidad del petróleo al incrementar su temperatura, ya sea quemando parte del petróleo para generar calor y gases a alta temperatura o por la inyección de vapor de agua, aumentando de esta manera el número de Bond y/o capilar. Cambio de mojabilidad, dado que la temperatura promueve la desorción de elementos responsables de la mojabilidad de la roca. (Por ejemplo, ácidos carboxílicos, naftenicos)

Inyección de vapor

El proceso consiste en inyectar vapor a alta temperatura al yacimiento, el cual viajará a través del petróleo aumentando su temperatura y disminuyendo la viscosidad y densidad favoreciendo su movilidad.

Tabla II.1.1.- Ventajas y desventajas de la inyección de vapor.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Fácil inyección. • Inocuo. • Control de temperatura. • Disminución de viscosidad y densidad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Necesita infraestructura para generación de vapor en grandes volúmenes.

Combustión in-situ

El proceso consiste en inyectar aire al yacimiento, esto genera que el petróleo combusione produciendo grandes volúmenes de gases residuales y vapor de agua. El calor se genera a medida que el proceso de combustión avanza dentro de una zona de combustión hasta una temperatura alrededor de 650° C. Inmediatamente delante de la zona de combustión ocurre el craqueo del petróleo, esto origina un depósito de coque que se quema para mantener la combustión. La zona de combustión actúa como un pistón y desplaza todo lo que se encuentra delante de su avance.

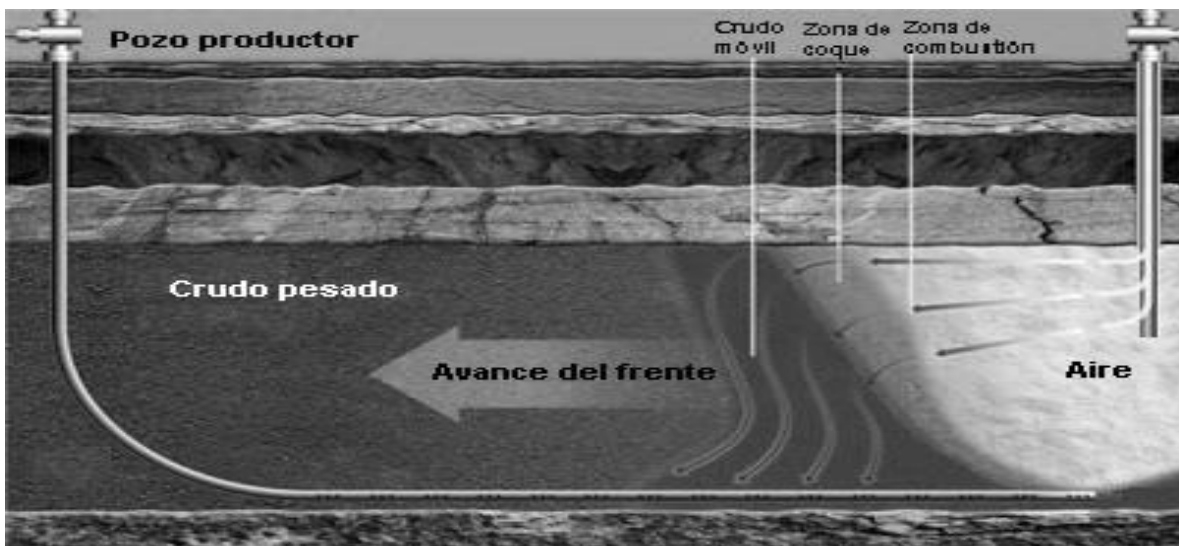


Figura II.1.1.- Diagrama del efecto de la combustión in-situ dentro del yacimiento. [2]

La combustión in-situ puede realizarse de distintas maneras, según la situación se puede elegir entre:

- Combustión convencional o “hacia adelante”
- Combustión en reverso
- Combustión húmeda

Combustión convencional

La combustión es hacia adelante debido a que la zona de combustión avanza desde el pozo inyector hasta el pozo productor.

Combustión en reverso

En este tipo de combustión la zona de combustión se enciende en los pozos productores., la zona de combustión se mueve en contra del flujo de aire, los fluidos producidos fluyen a través de las zonas de altas temperaturas (250 – 370° C) hacia los pozos productores, originándose así una reducción en la viscosidad del petróleo y por consiguiente aumento de la movilidad.

Combustión húmeda

Consiste en inyectar agua en forma alternada con aire, creándose vapor que contribuye a una mejor utilización del calor y reduce los requerimientos de aire, ya que al inyectar agua parte de ésta se evapora y pasa a través del frente de combustión transfiriendo el calor.

Dentro de la combustión in-situ se pueden presentar distintos tipos de oxidación, los que principalmente se conocen como:

- Oxidación de baja temperatura
- Oxidación de alta temperatura

Oxidación de baja temperatura

Este tipo de oxidación ocurre cuando la eficiencia de combustión es insuficiente para consumir todo el oxígeno en la zona de alta temperatura, o cuando la permeabilidad del medio es suficiente permitiendo al oxígeno viajar a través de la zona de combustión más rápido que la cinética de oxidación.

Esta oxidación genera compuestos parcialmente oxigenados como ácidos carboxílicos, aldehídos, cetonas y alcoholes entre otros compuestos. Estos compuestos modifican el movimiento del petróleo al aumentar su viscosidad.

Oxidación de alta temperatura

En este tipo de oxidación se consume todo el oxígeno generando monóxido de carbono (CO), CO₂ y Agua, estos compuestos más la energía calorífica funcionan como fuerza impulsora del petróleo al bajar la densidad y viscosidad del petróleo. Para evitar la combustión de baja temperatura se suelen utilizar catalizadores metálicos, para acelerar la cinética de oxidación. [6-11]

Tabla II.1.2.- Ventajas y desventajas de la combustión in-situ

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Bajo costo • Aplicable a cualquier yacimiento. (homogéneo y heterogéneo) • Aplicable a cualquier petróleo (ligero y pesado) 	<ul style="list-style-type: none"> • Una oxidación incompleta puede aumentar la viscosidad del petróleo, generando problemas para el flujo de este • Se consume parte del petróleo que se quiere recuperar. • Para asegurar la completa combustión se requieren catalizadores.

II.2 Métodos no térmicos de recuperación mejorada.

Los métodos de recuperación mejorada son los más variados y abaten de distintas formas las fuerzas capilares.

Abarcan el aumento de la viscosidad y densidad del fluido de inyección, cambio en la tensión interfacial entre el petróleo y el fluido de inyección y el ángulo de contacto entre el fluido de inyección y la roca.

Tensoactivos

Los tensoactivos son sales orgánicas compuestas de una porción no-polar (cola lipofílica) y una porción polar (cabeza hidrofílica) esto otorga la propiedad de acumularse en la interfaz agua-petróleo disminuyendo la tensión interfacial entre estos.

Al inyectar surfactantes formulados adecuadamente se puede reducir la tensión interfacial hasta en cuatro órdenes de magnitud, medido en centipoise, lo que elimina prácticamente las fuerzas capilares. En ensayos pilotos se ha logrado recuperaciones de 70% en el volumen barrido.

Este tipo de proceso puede limitarse a la zona cercana al pozo, como método de estimulación. Al desplazar el crudo en la periferia del pozo y al producir una roca mojable por agua, se aumenta la producción.

En ciertos casos es favorable emulsionar el crudo, por ejemplo para yacimientos de crudos pesados. La emulsión hidrocarburo en agua producida posee una baja viscosidad, lo que elimina los problemas de bombeo. [12-17]

Tabla II.2.1.- Ventajas y desventajas de la inyección de tensoactivos

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">• Se alcanzan valores muy bajos de tensión interfacial.• Hay una gran variedad de tensoactivos en el mercado actual.	<ul style="list-style-type: none">• Perdidas de efectividad por alta absorción en la roca.• Se necesita compatibilidad con el agua.• Se debe elegir un tensoactivo térmicamente estable.• Dependiendo las propiedades del tensoactivo el proceso puede aumentar de costo.

Álcali

Los petróleos contienen ácidos orgánicos los cuales al ser neutralizados con una solución alcalina producen tensoactivos in-situ, reduciendo así la tensión interfacial obteniendo beneficios similares a los de la inyección con tensoactivos.

Generalmente se usa como método auxiliar en la inyección de tensoactivos, el tensoactivo formado por la reacción de neutralización se utiliza como agente de sacrificio para la absorción del tensoactivo en la roca, aumentando así la efectividad del tensoactivo inyectado.

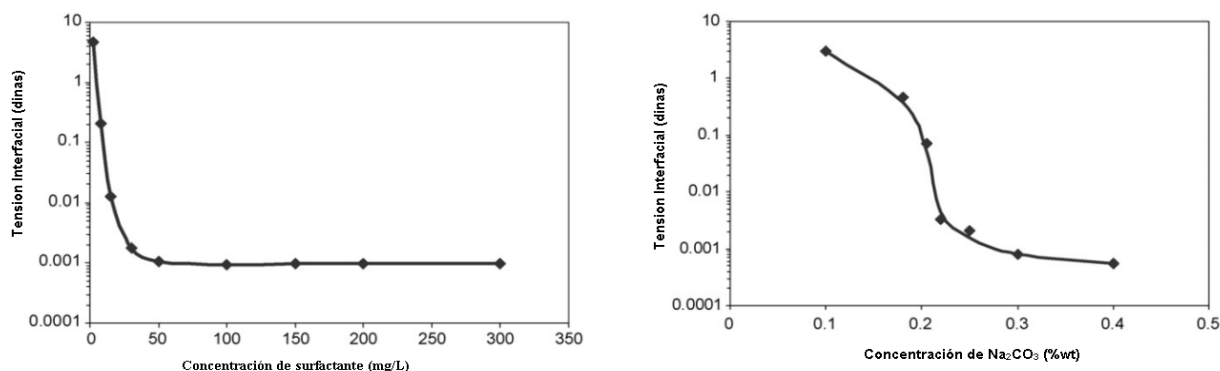


Figura II.2.1.- Cambio de la tensión interfacial en función de la concentración de surfactante y cambio de la tensión interfacial. [20]

La disminución de la tensión interfacial es función de la concentración y tipo de álcali, así como de la cantidad de ácidos orgánicos presentes en el crudo. Las disoluciones alcalinas pueden formar emulsiones in situ, agua en petróleo. Las emulsiones reducen la movilidad de fluido acuoso, además genera gradientes de presión no uniformes lo cual puede disminuir las fuerzas capilares para desplazar el petróleo del medio poroso.

El grado de reactividad de un crudo con álcali se correlaciona con el parámetro llamado Número ácido el cual se define como los miligramos de hidróxido de potasio requeridos para neutralizar un gramo de petróleo a un pH de 7.0. Para que el yacimiento sea viable para este proceso se busca un número ácido mayor a 0.5 miligramos de hidróxido de potasio por gramo de petróleo crudo. [18-20]

Tabla II.2.2.- Ventajas y desventajas de la inyección de álcali.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Aumenta la efectividad de los tensoactivos inyectados. • El tensoactivo formado sirve como agente de sacrificio para cambiar la mojabilidad de la roca. 	<ul style="list-style-type: none"> • Solo sirve complemento en la inyección de tensoactivos. • No es viable en petróleos con un número ácido menor a $0.5 \frac{mgKOH}{mg \text{ de aceite}}$.

Invasión Polimérica

La invasión polimérica utiliza soluciones de polímeros hidrosolubles de viscosidad suficientemente alta para generar un pistón que empuje el petróleo.

El aumento en la viscosidad permite tener un barrido más homogéneo evitando un efecto conocido como digitación.

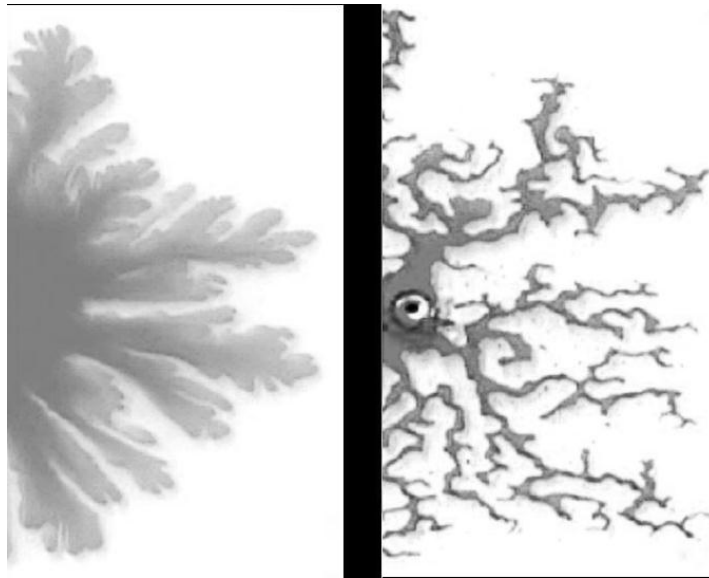


Figura II.2.2.- Ejemplo visual del cambio en la digitación entre un fluido de alta (izquierda) y uno de baja (derecha) viscosidad.

Además, aumenta el número de Bond al aumentar la densidad del fluido desplazante. [21-22]

Tabla II.2.3.- Ventajas y desventajas de la inyección de polímeros.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Aumenta la efectividad de otros procesos EOR al hacer un barrido más homogéneo por los poros de la roca. • Existe gran variedad de polímeros en el mercado según las necesidades de cada pozo. 	<ul style="list-style-type: none"> • El polímero puede degradarse mecánica, térmica y químicamente por las propiedades del yacimiento. • Un aumento en la viscosidad se traduce en un aumento de tamaño en los equipos de inyección para poder desplazar los fluidos.

Gel in-situ

Los geles se han introducido como un agente de taponamiento para tapar las fracturas obligando al agua a fluir a las zonas de baja permeabilidad.

Los geles in-situ se hacen con una mezcla de polímero y reticulante, a la mezcla se le conoce como gelante, el cual se inyecta en la formación y reaccionan para formar un gel, similar a un tapón que sella total o parcialmente la formación. Esta reacción debe estar diseñada para ocurrir a condiciones de yacimiento.

Tabla II.2.4.- Ventajas y desventajas de la formación de gel in-situ.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Aumenta la homogeneidad del barrido al bloquear parcial o totalmente los canales de flujo preferencial. • Fácil de inyectar ya que el gel se hará en la formación. 	<ul style="list-style-type: none"> • La composición de los reactivos para formar el gel puede verse afectados por las propiedades del yacimiento. • La cinética de reacción puede variar en gran medida lo cual afecta los resultados esperados.

Inyección de Partículas Preformadas de Gel (PPG)

Una tendencia más reciente es el uso de geles preformados, estos se sintetizan en la superficie antes de la inyección. Estos geles preformados pueden superar algunos inconvenientes inherentes a un sistema de gelificación in-situ, incluyendo la incapacidad de controlar el tiempo de gelificación, la incertidumbre de la gelificación debido a la degradación térmica y mecánica, cambios en la composición gelante causados por efecto de dilución de agua de formación.

La selección de un PPG considera principalmente su compatibilidad con el agua, termo-estabilidad a la temperatura de depósito, la relación de hinchamiento, resistencia después de ser hinchado en el agua de inyección y tamaño de partícula. Debido a sus estructuras de red y la posibilidad de reordenamientos de dominios hidrófobos-hidrófilos durante el proceso de hinchamiento, estos polímeros son insolubles en agua. [23-26]

Tabla II.2.5 Ventajas y desventajas de la inyección de PPG.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">• Aumenta la homogeneidad del barrido tapando los canales de flujo preferencial.• No tienen problemas de síntesis como el gel in-situ• El mejor control de síntesis ayuda a mejorar las propiedades del gel según las necesidades del yacimiento.	<ul style="list-style-type: none">• El gel se transporta desde instalaciones especializadas lejanas al sitio donde se usarán.• Se debe de conocer el tamaño de partículas a inyectar para evitar taponamientos indeseables los cuales podrían generar fracturas en las formaciones.

Inyección de gas (CO₂)

La inyección de gases se puede hacer de forma cíclica y forma continua, la inyección cíclica disminuye la viscosidad y densidad por la disolución del gas en el petróleo, mientras que en la inyección continua se busca un desplazamiento miscible el cual reduce la viscosidad y densidad del petróleo a la vez que se elimina la tensión interfacial entre el gas y el petróleo.

El proceso de inyección de gas de manera cíclica consiste en disminuir la viscosidad y densidad del petróleo al diluir éste con sustancias más ligeras, entre los gases que se utilizan comúnmente para recuperación mejorada se encuentran el Nitrógeno (N₂), gas natural obtenido en la misma extracción de petróleo y el CO₂.

La inyección de gas de forma continua busca la miscibilidad del fluido desplazante y el petróleo. La miscibilidad es una condición en la que dos sustancias se pueden mezclar en cualquier proporción obteniendo una sola fase homogénea, esto favorece a la extracción del petróleo por la desaparición de las fuerzas capilares de la roca. Se puede llegar a la condición de miscibilidad de dos maneras, una de ellas es la miscibilidad a contacto simple, este tipo de miscibilidad se obtienen cuando ambas sustancias se encuentran en las condiciones adecuadas y al primer contacto se forma la mezcla miscible, y la segunda forma de obtener la condición de miscibilidad es la que se conoce como miscibilidad a contacto múltiple; esta miscibilidad consiste en el enriquecimiento paulatino de componentes entre ambas sustancias hasta llegar a las condiciones de miscibilidad.

Desde el punto de vista de almacenaje de CO₂ es preferible un desplazamiento miscible, ya que el petróleo es desplazado dejando atrapado en los poros el CO₂, mientras que en una inyección cíclica todo el CO₂ inyectado será producido nuevamente, provocando un almacenaje muy pobre.

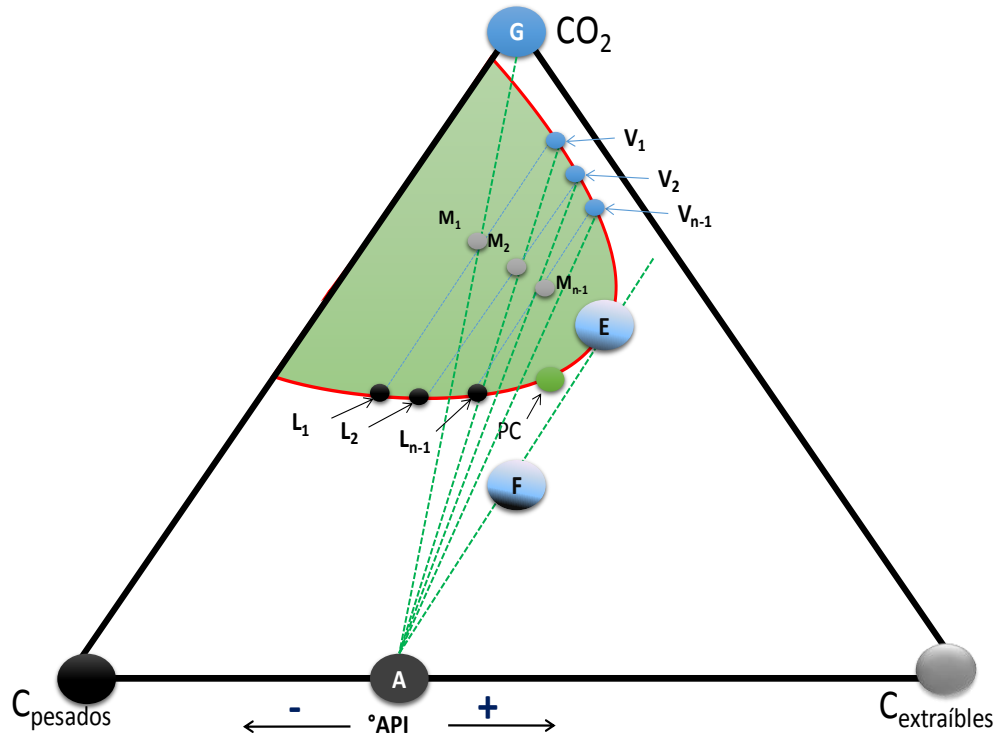


Figura II.2.3.- Diagrama de fases explicando el proceso de miscibilidad a múltiple contacto. [3]

Utilizando ecuaciones de estado se puede determinar el cambio de la envolvente de fase según se vaya enriqueciendo el gas de inyección con hidrocarburos, además realizando pruebas en el laboratorio se pueden determinar las condiciones óptimas de presión y temperatura para alcanzar la miscibilidad de un sistema CO_2 petróleo. [2, 3, 27]

La principal desventaja con la inyección de gases es la desestabilización del petróleo, lo que genera que compuestos pesados comiencen a aglomerarse, a este efecto se le conoce como precipitación de asfaltenos, este fenómeno afecta la movilidad del petróleo al producir un taponamiento en los capilares evitando así el flujo a través de estos. [26]

Tablall.2.6.- Ventajas y desventajas de un proceso de inyección de CO₂

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">• Elimina CO₂ de la atmosfera terrestre.• Existen técnicas muy efectivas de obtención de CO₂• Un desplazamiento miscible elimina prácticamente las fuerzas capilares.• De no tener un desplazamiento miscible se disminuye la densidad y viscosidad del petróleo.	<ul style="list-style-type: none">• Se requiere una infraestructura de captura y transporte.• Precipitación de asfaltenos.• Condiciones muy específicas para un avance miscible a primer contacto.• Se requieren grandes volúmenes de CO₂.

Comparando los métodos de recuperación mejorada se aprecian notables ventajas en el uso de CO₂, ya que el desplazamiento miscible ofrece un abatimiento completo de las fuerzas capilares y a diferencia de otros químicos, éste no necesita condiciones especiales para evitar degradación química, térmica o mecánica. Además, es el único método que ofrece un beneficio al medio ambiente.

Sin embargo, para aprovechar completamente los beneficios de la inyección de CO₂ es necesario llegar a las condiciones de miscibilidad, para llegar a este punto es necesario realizar una serie de pruebas de laboratorio, esto ayudará a obtener los datos necesarios para determinar las condiciones de inyección.

Entre los experimentos de laboratorio necesarios para determinar las condiciones óptimas de inyección se encuentran la determinación de la presión mínima de miscibilidad, la cual es la presión con la cual se llega a la condición de miscibilidad, también se determina el efecto del abatimiento de la densidad y viscosidad por la solubilidad de CO₂ y por ultimo determinar la cantidad de gas puede ser absorbida por el petróleo antes de presentar precipitación.

Capitulo III. Pruebas de laboratorio como apoyo para le extracción de petróleo

En la literatura se encuentra una gran cantidad de pruebas de laboratorio que ayudan a determinar las condiciones óptimas para la extracción de petróleo por una inyección de CO₂.

III.1 Presión mínima de miscibilidad (PMM)

El experimento consiste en un sistema conformado por un tubo delgado, el cual ayuda a simular un desplazamiento de fluido en una sola dimensión con efectos de mezclado muy bajos, este tubo se lleva a temperatura de yacimiento y se llena con petróleo de propiedades y composición conocidas, una vez saturado se desplaza CO₂ por el tubo con un gasto fijo, la mezcla de CO₂ petróleo es posteriormente “flasheada” y se mide el volumen desplazado de petróleo determinando así la efectividad del proceso.

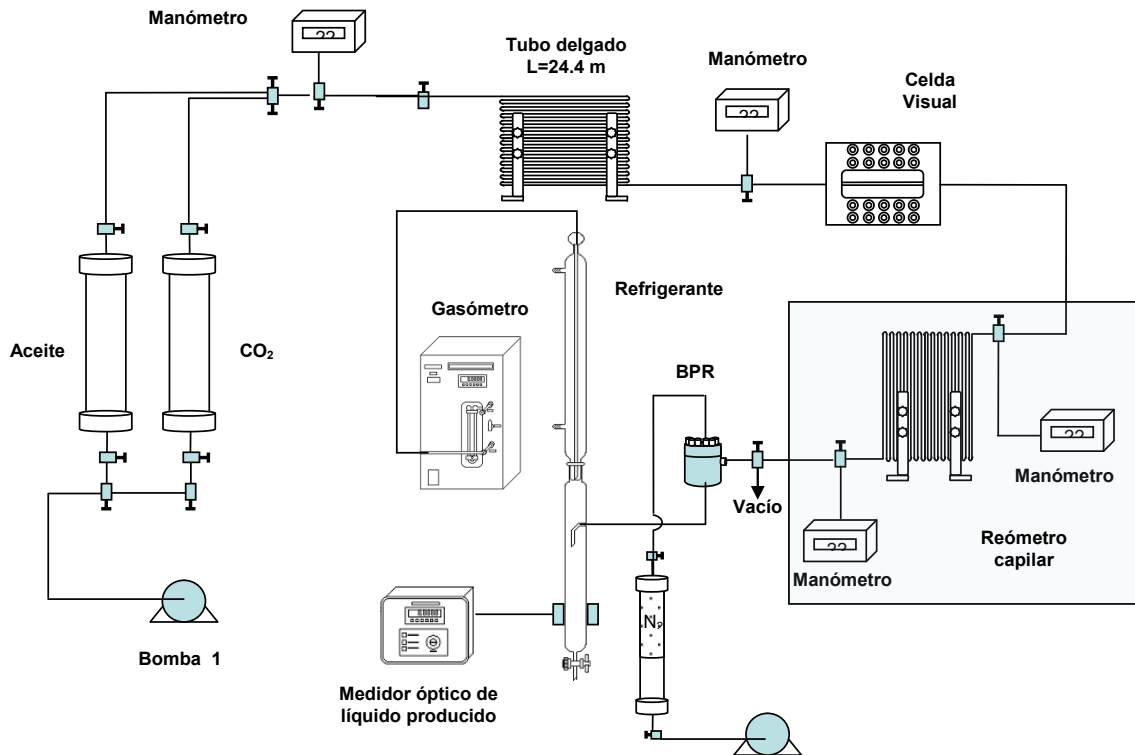


Figura III.1.1.- Diagrama del sistema de medición experimental de la PMM. [3]

En el diagrama se observa el sistema que está compuesto por una bomba que desplaza el petróleo y el CO₂ a lo largo de un tubo delgado en el cual se miden las presiones de entrada y salida, posteriormente la mezcla formada pasa por una celda

visual y un reómetro capilar, los cuales ayudan a entender como varían las propiedades de la mezcla en función de la presión y el tiempo, y para asegurar que se mantenga cierta presión en el sistema se agrega una válvula BPR la cual se conecta a un recipiente en el cual se separa el líquido del gas, a los cuales se les mide el volumen para determinar el rendimiento de desplazamiento de petróleo.^[3]

Tabla III.1.1.- Composición del petróleo. ^[3]

Componente	Composición % Masa	Componente	Composición % Masa
CO ₂	0.02	C ₁₀	3.15
H ₂ S	0	C ₁₁	2.92
N ₂	0.26	C ₁₂	3.02
C ₁	1.49	C ₁₃	2.63
C ₂	0.92	C ₁₄	1.98
C ₃	1.26	C ₁₅	2.08
i-C ₄	0.03	C ₁₆	1.57
n-C ₄	0.07	C ₁₇	1.24
i-C ₅	0.08	C ₁₈	1.07
n-C ₅	0.14	C ₁₉	0.85
C ₆	0.66	C ₂₀	0.58
Metil-Ciclo-C ₅	0.15	C ₂₁	0.48
Benceno	0.12	C ₂₂	0.48
Ciclo-C ₆	0.23	C ₂₃	0.42
C ₇	0.96	C ₂₄	0.36
Metil-Ciclo-C ₆	0.35	C ₂₅	0.28
Tolueno	0.42	C ₂₆	0.24
C ₈	1.8	C ₂₇	0.18
Etil-Benceno	0.26	C ₂₈	0.13
M&P-Xileno	0.35	C ₂₉	0.14
O-Xileno	0.32	C ₃₀₊	64.4
C ₉	1.91		

Tabla III.1.2.- Porcentaje de recuperación de petróleo en función de la presión de inyección del CO₂.^[3]

Presión	Recuperación (%)
1400	39.41
2000	63.17
3000	99.33
4000	98.76

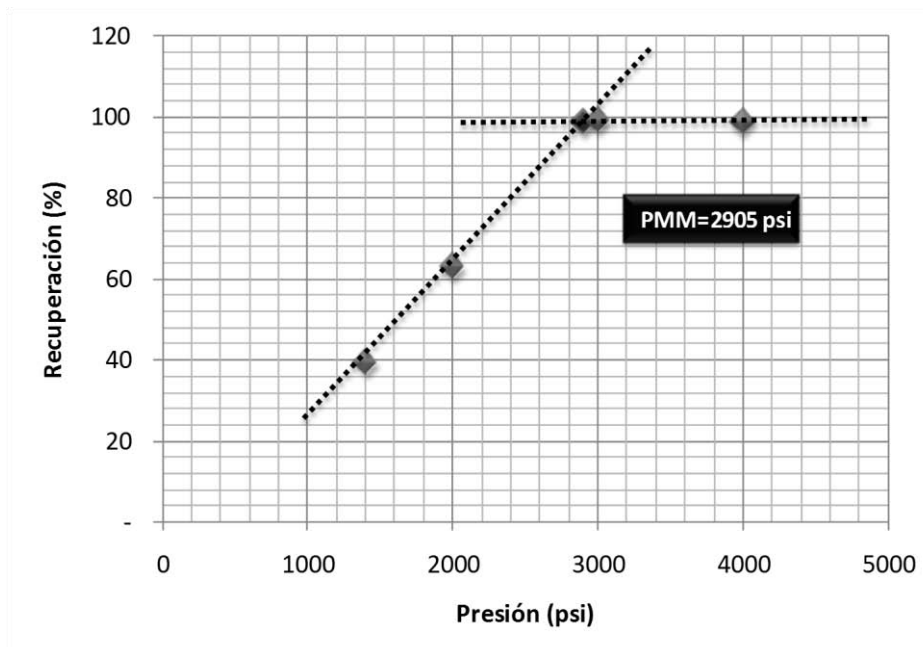


Figura III.1.2- Determinación gráfica de la PMM.^[3]

Para medir el efecto de la composición, se enriquece el petróleo anterior con componentes los componentes iC₄, nC₄, iC₅, nC₅ y nC₆ los cuales son considerados ligeros e intermedios, esto bajo la suposición de que se tendrá una disminución en su presión mínima de miscibilidad, haciendo más viable el desplazamiento.

Tabla III.1.3.- Composición del petróleo rico en componentes ligeros. [3]

Componente	Composición Masa %	Componente	Composición Masa %
CO ₂	0.12	C ₁₀	3.39
H ₂ S	0	C ₁₁	3.12
N ₂	0.08	C ₁₂	3.28
C ₁	0.91	C ₁₃	2.77
C ₂	0.77	C ₁₄	2.25
C ₃	1.87	C ₁₅	1.79
i-C ₄	0.24	C ₁₆	1.47
n-C ₄	0.27	C ₁₇	1.31
i-C ₅	0.06	C ₁₈	1.19
n-C ₅	1.54	C ₁₉	0.99
C ₆	1.15	C ₂₀	0.58
Metil-Ciclo-C ₅	0.19	C ₂₁	0.44
Benceno	0.11	C ₂₂	0.43
Ciclo-C ₆	0.22	C ₂₃	0.26
C ₇	0.98	C ₂₄	0.23
Metil-Ciclo-C ₆	0.35	C ₂₅	0.1
Tolueno	0.44	C ₂₆	0.06
C ₈	1.99	C ₂₇	0.04
Etil-Benceno	0.23	C ₂₈	0.03
M&P-Xileno	0.31	C ₂₉	0.03
O-Xileno	0.29	C ₃₀₊	62.12
C ₉	2		

Tabla III.1.4.- Porcentaje de recuperación del petróleo rico en componentes ligeros en función de la presión de inyección del CO₂.^[3]

Presión	Factor de recuperación (%)
1400	46.73
2000	83.60
3000	97.44
4000	98.58

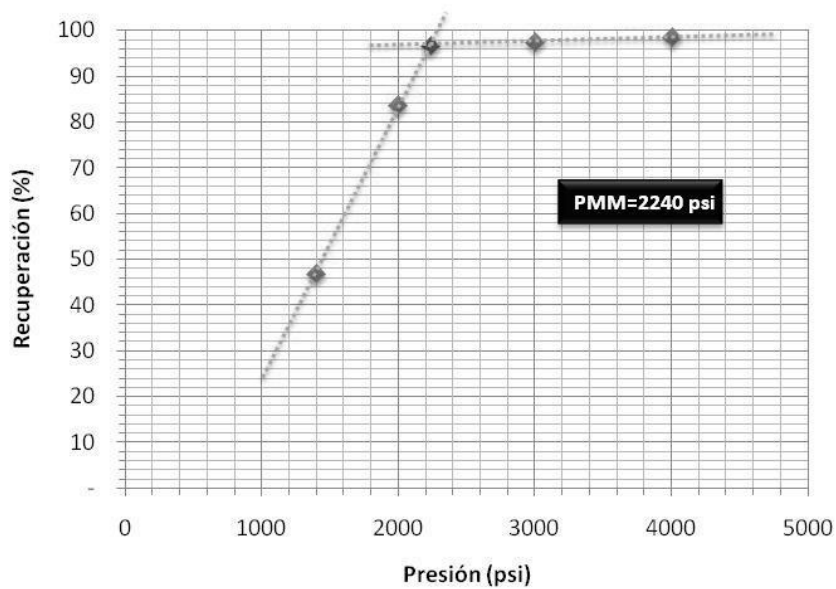


Figura III.1.3.- Determinación gráfica de la PMM en un petróleo enriquecido en componentes ligeros.^[3]

Por último, se prueba con carencia de compuestos ligeros, esto para reafirmar la suposición de que un petróleo con estas características presentará una presión mínima de miscibilidad mayor, haciendo menos viable el desplazamiento.

Tabla III.1.5.- Composición del petróleo con carencia de componentes ligeros. [3]

Componente	Composición Masa %	Componente	Composición Masa %
CO ₂	0	C ₁₀	3.27
H ₂ S	0	C ₁₁	3.03
N ₂	0	C ₁₂	3.14
C ₁	0	C ₁₃	2.73
C ₂	0	C ₁₄	2.05
C ₃	0.47	C ₁₅	2.16
i-C ₄	0.02	C ₁₆	1.63
n-C ₄	0.05	C ₁₇	1.28
i-C ₅	0.07	C ₁₈	1.11
n-C ₅	0.13	C ₁₉	0.88
C ₆	0.68	C ₂₀	0.6
Metil-Ciclo-C ₅	0.15	C ₂₁	0.5
Benceno	0.12	C ₂₂	0.5
Ciclo-C ₆	0.24	C ₂₃	0.44
C ₇	0.99	C ₂₄	0.37
Metil-Ciclo-C ₆	0.36	C ₂₅	0.29
Tolueno	0.43	C ₂₆	0.25
C ₈	1.86	C ₂₇	0.19
Etil-Benceno	0.26	C ₂₈	0.14
M&P-Xileno	0.36	C ₂₉	0.15
O-Xileno	0.33	C ₃₀₊	66.81
C ₉	1.98		

Tabla III.1.6.- Porcentaje de recuperación del petróleo con carencia de componentes ligeros en función de la presión de inyección del CO₂.^[3]

Presión	Factor de recuperación (%)
2000	88.92
3000	96.44
4000	98.53
4700	98.47

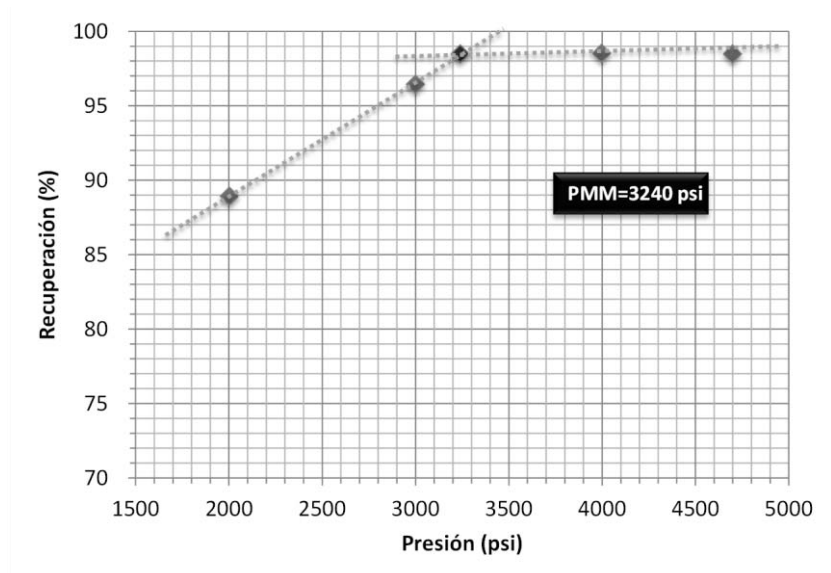


Figura III.1.4.- Determinación gráfica de la PMM en un petróleo con carencia de componentes ligeros.^[3]

De los datos obtenidos en laboratorio se demuestra que un enriquecimiento en compuestos ligeros tiene un impacto notorio en las pruebas de PMM, por lo tanto, si se quiere reducir la presión mínima de miscibilidad en campo, es necesario enriquecer el petróleo o el CO₂ con componentes ligeros.

III.2 Viscosidad

Para determinar la viscosidad se utiliza un viscosímetro electromagnético. El principio de operación del viscosímetro electromagnético es simple. La figura III.2.1 muestra un diagrama de un viscosímetro electromagnético. El pistón (P) se sumerge en una cámara de medición (MC) que se llena con el fluido a ser analizado; este viscosímetro contiene dos bobinas magnéticas (C) "A" y "B" dentro de un tubo cilíndrico (B), las cuales están colocadas alrededor de la MC. El Pistón de acero inoxidable dentro de la MC recorre (forzado magnéticamente) una distancia fija a través del fluido. Cuando la MC se llena con el fluido, la bobina "B" se activa y la fuerza magnética ejercida sobre P lo atrae hacia la base de la MC; de esta manera, obliga a que el fluido fluya alrededor del P hacia la apertura del detector. En forma simultánea, la bobina "A" se activa para monitorear magnéticamente el movimiento del pistón, P, corriente abajo. Cuando el pistón, alcanza el fondo de la MC, la bobina "A" se activa y al mismo tiempo la bobina "B" se utiliza para monitorear el desplazamiento del pistón corriente arriba. Cuando el pistón alcanza el extremo superior de la MC, la bobina "B" se activa de nuevo y el proceso se repite. Ya que la medición del movimiento del pistón se hace en las dos direcciones (hacia abajo y hacia arriba), se supone que las variaciones en el tiempo de travesía debido a la vibración, orientación y flujo no presentan ningún efecto considerable. A lo largo del ciclo, la temperatura del fluido se mide mediante una sonda de temperatura colocada en la base de la MC. Esta tecnología analiza el tiempo de travesía bidireccional del pistón y el tiempo requerido para que éste recorra la distancia fija, la cual se relaciona directamente a la viscosidad absoluta del fluido contenido en el interior de la MC. Por consiguiente, a medida que el fluido dentro de la MC sea más viscoso, el movimiento del pistón será más lento. [3]

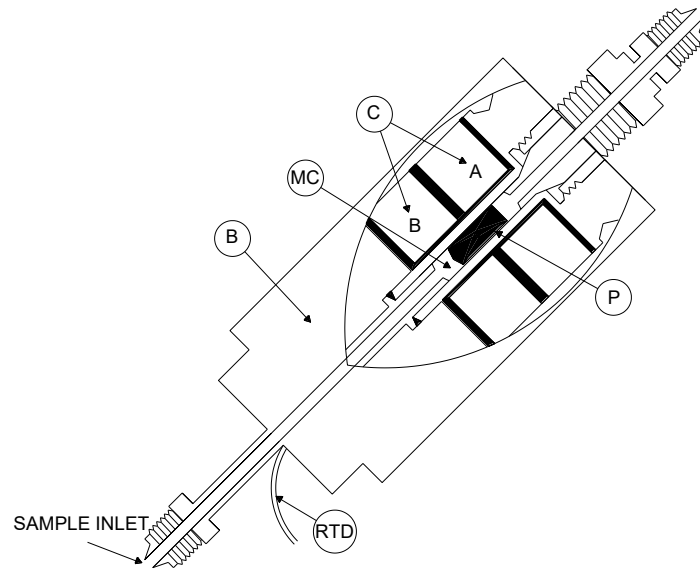


Figura III.2.1.- Viscosímetro electromagnético. [3]

Se miden varias muestras en las cuales se absorbió una cantidad dada de CO₂, y al medir su viscosidad se obtuvo el siguiente resultado.

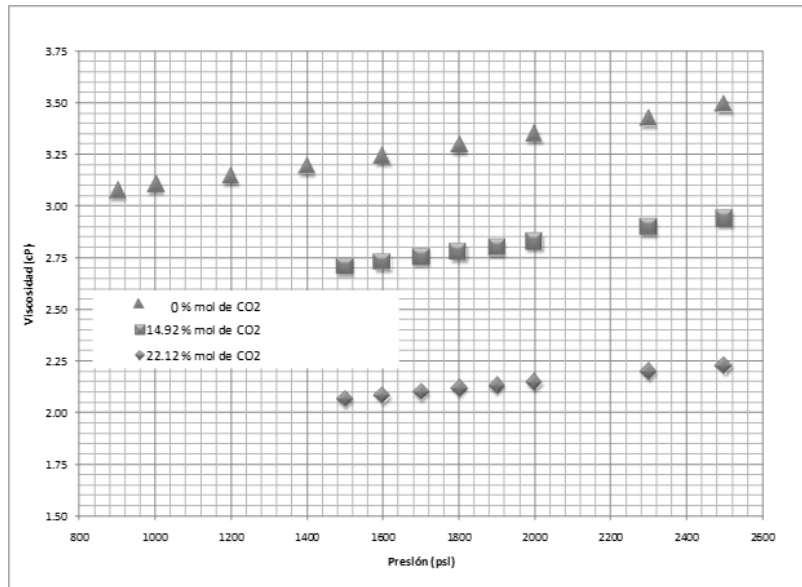


Figura III.2.2.- Efecto del CO₂ en la viscosidad del petróleo. [3]

La viscosidad del petróleo se ve claramente abatida conforme éste se ve enriquecido con CO₂, por lo que aun sin llegar a un desplazamiento miscible la inyección con CO₂ proporciona beneficios en la movilidad del petróleo.

III.3 Precipitación de asfaltenos

Para medir la precipitación de asfaltenos en relación al solvente utilizado se coloca petróleo en un embudo de separación, posteriormente se agrega la cantidad de solvente deseada según la relación petróleo-solvente a medir. La mezcla es agitada y se deja reposar por toda una noche para asegurar la completa precipitación de asfaltenos. La mezcla es después sometida a un proceso de filtración, el precipitado se limpia con tolueno y se somete a un secado para evaporar todos los rastros de solvente. [26]

Tabla III.3.1.- Propiedades de los petróleos Suffield y Lindbergh. [26]

Propiedad	Suffield	Lindbergh
Viscosidad @21°C y 1 atm (mPa,s)	600	20000
Densidad @21°C y 1 atm(kg/m ³)	947.4	968.0
Asfaltenos n-pentano (wt%)	13	21
Resinas (%wt)	8	8
Volumen molar (m ³ /kg mol)	0.38	0.51
Parámetro de solubilidad	18.19	17.74

Realizando los experimentos anteriormente descritos se obtienen las siguientes gráficas.

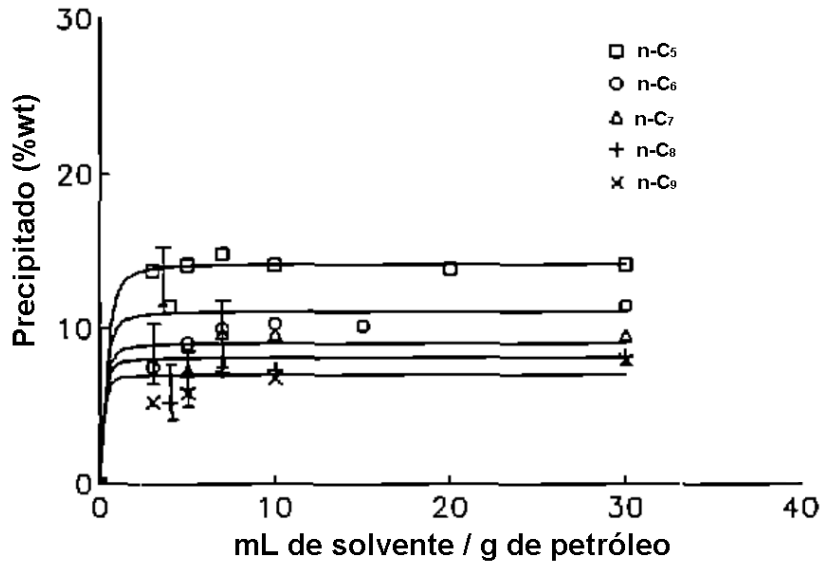


Figura III.3.1.-Efecto de distintos solventes en la precipitación de asfaltenos en el petróleo Suffield. [26]

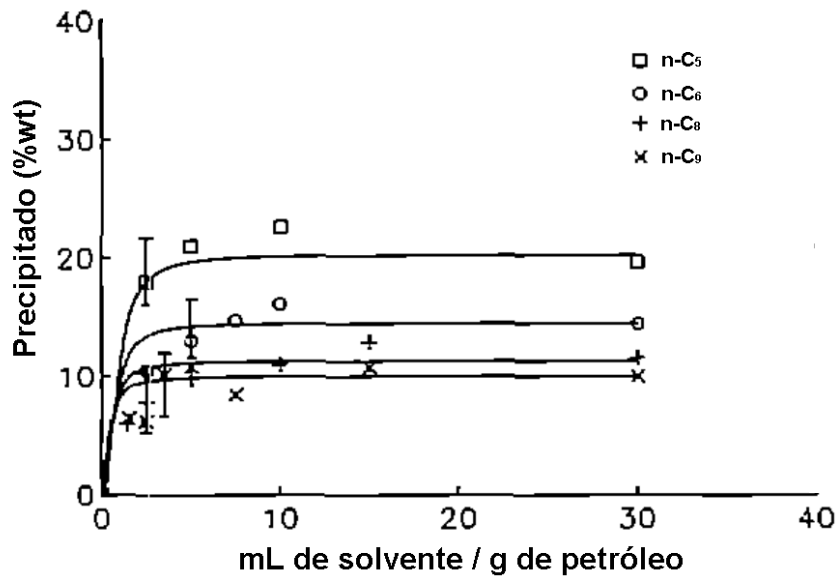


Figura III.3.2.-Efecto de distintos solventes en la precipitación de asfaltenos en el petróleo Lindbergh. [26]

Se observa una clara tendencia a la precipitación de asfaltenos conforme se aumenta la cantidad de componentes ligeros, pero también se observa que mientras más ligeros son los solventes agregados mayor es el precipitado formado, por lo

que el enriquecimiento indiscriminado de componentes ligeros puede traer muchos problemas en la producción y posiblemente un enriquecimiento con solventes más pesados puede dar un resultado más beneficioso.

Tomando los datos de las gráficas anteriores se forma la siguiente en la que se relaciona la máxima cantidad de asfalto precipitado con cada solvente.

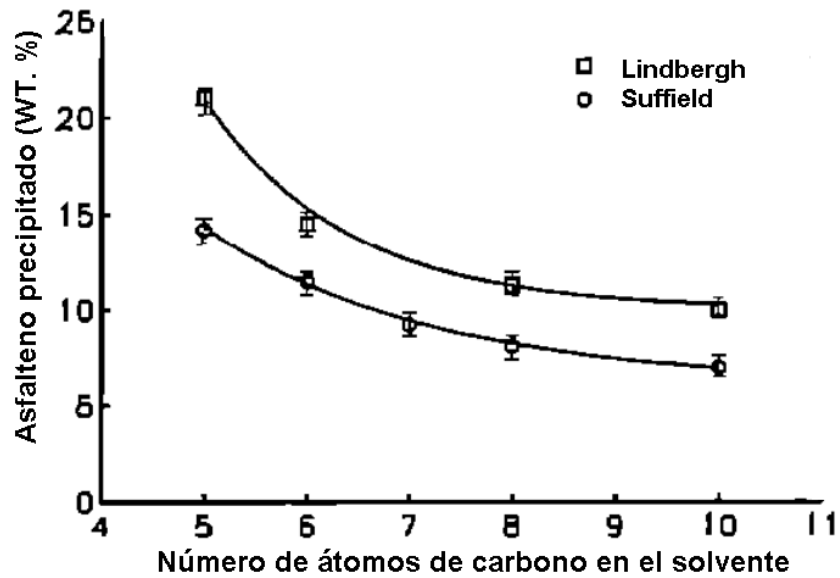


Figura III.3.3.- Efecto del peso del solvente en la precipitación de asfaltos.^[26]

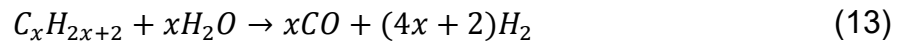
Capítulo IV. Captura y Almacenaje de CO₂

IV.1 Captura de CO₂

Como se había comentado en la introducción de este trabajo, la captura efectiva del CO₂ comienza al desarrollar la infraestructura en sitios puntuales de generación de CO₂ por ejemplo centrales eléctricas. De estos sitios puntuales se capturan los gases residuales, los cuales son sometidos a un proceso de absorción de CO₂ para así separar este (Post-combustión). También se le puede dar un tratamiento previo a los combustibles que se utilizan para poder obtener el CO₂ de forma más limpia. (Pre-combustión)

Pre-combustión

El combustible se gasifica por medio de vapor y aire obteniendo una mezcla gaseosa de hidrogeno y CO₂ que pueden ser fácilmente separados.



El hidrogeno es separado y puede ser quemado sin producción de CO₂. El CO₂ puede ser después comprimido para ser transportado y almacenado. La conversión de combustible supone un costo extra a la captura de CO₂, siendo este método más difícil de aplicar en las actuales centrales eléctricas.

Post-combustión

En este tipo de captura el combustible y aire es quemado, es decir pasa por el proceso de combustión, los gases obtenidos de esta combustión pasan a otra etapa la cual consiste de dos columnas: una de absorción y la otra de regeneración. En la columna de absorción el CO₂ es absorbido mediante una solución de amina acuosa (el CO₂ reacciona con la amina mediante la absorción química), posteriormente pasa a la columna de regeneración donde se separa el CO₂ de la solución. Los gases que salen de este proceso son quemados y el CO₂ capturado es comprimido

para su almacenamiento y la solución de amina que se recupera es mezclada con agua y amina de repuesto

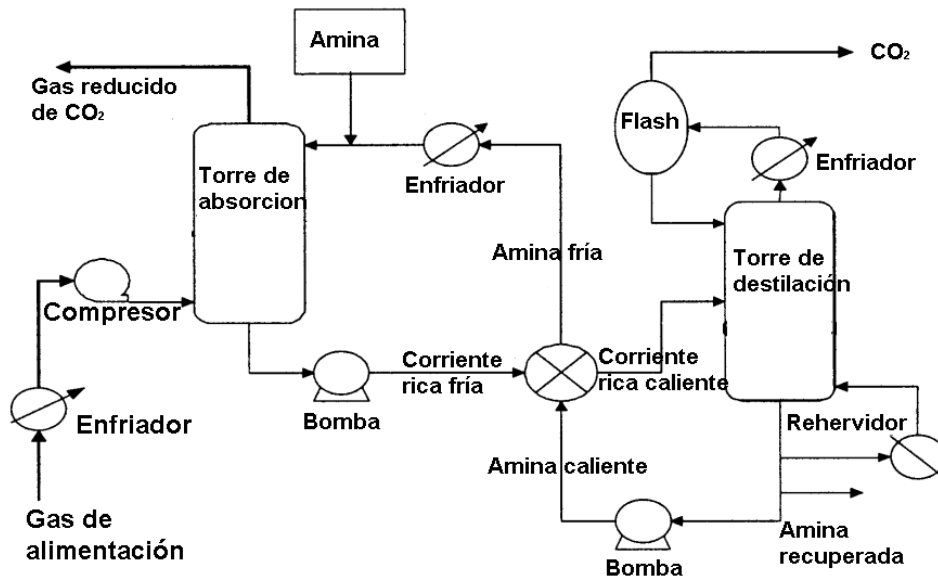


Figura IV.1.1.- Diagrama de un sistema de absorción de CO₂. [4]

Oxigeno-gas

La combustión oxigeno-gas utiliza el oxígeno puro para quemar el combustible en lugar de utilizar el aire, el cual contiene grandes cantidades de nitrógeno. El resultado de esta reacción es una mezcla de vapor de agua y de CO₂. El vapor de agua puede separarse fácilmente del CO₂ por condensación ya sea por el enfriamiento de los gases o por una compresión. Sin embargo, al requerir oxígeno de considerable pureza, este proceso resulta más costoso que la postcombustión. [4,27]

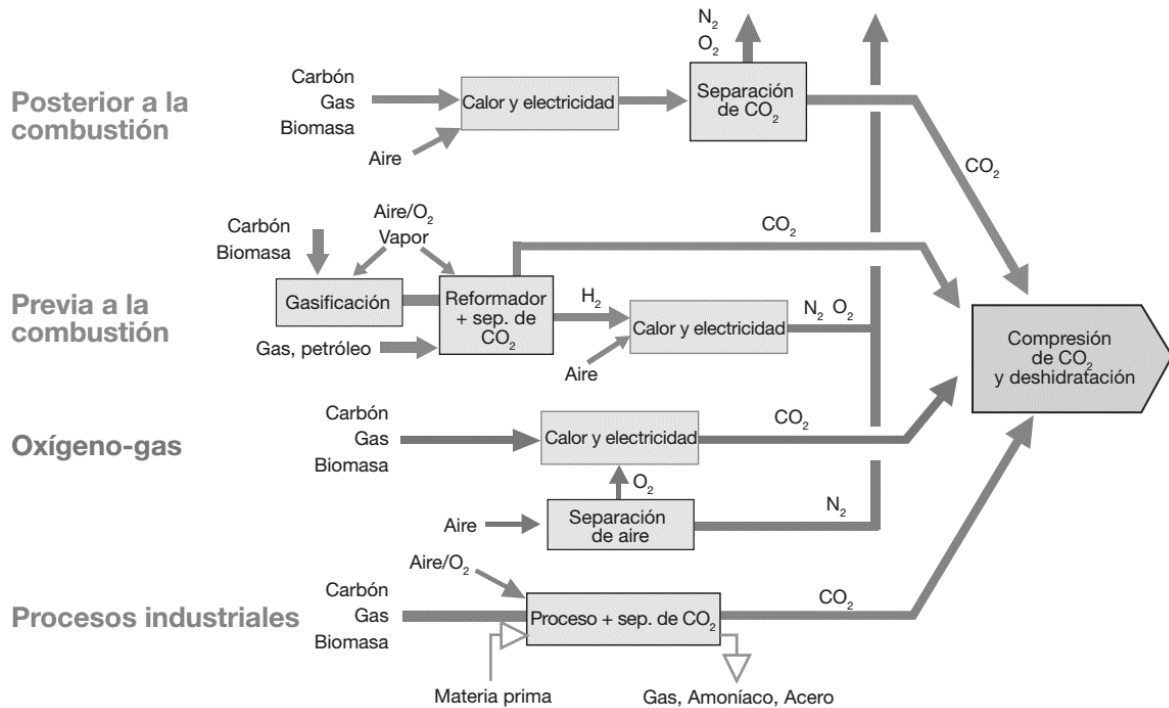


Figura IV.1.2.- Diagrama para la obtención de CO₂ de distintos procesos. [4]

Las tecnologías CAC se han desarrollado en varios mercados, siendo económicamente viables en aplicaciones como la recuperación mejorada, fabricación de materiales de construcción, agente extintor, etc.

Tabla IV.1.1.- Comparación de tecnologías CAC con respecto a su desarrollo en el mundo.

Componente de CAC	Tecnología CAC	Fase de investigación	Fase de demostración	Económicamente viable en condiciones específicas	Mercado maduro
Captación	Posterior a la combustión			X	
	Previa a la combustión			X	
	Combustión oxígeno-gas		X		
	Separación industrial				X
Transporte	Gasoducto				X
	Buque			X	
Almacenamiento geológico	Recuperación Mejorada de petróleo				X
	Formaciones salinas			X	
	Recuperación mejorada de metano en capas de carbón			X	
Almacenamiento oceánico	Inyección directa (disolución)		X		
	Inyección directa (lago)	X			
Carbonatación mineral	Minerales silicatos naturales	X			
	Materiales de desecho	X			
Usos industriales del CO ₂					X

IV.2 Almacenaje de CO₂

Para eliminar el CO₂ de la atmosfera es necesario almacenarlo o transformarlo una vez capturado, las propuestas de almacenaje de CO₂ son:

- Almacenaje oceánico
- Almacenaje mineral
- Almacenaje geológico

Almacenaje de oceánico

El CO₂ es soluble en agua, naturalmente el océano absorbe cierta cantidad de CO₂ de la atmosfera hasta que el agua superficial del mar llega a un equilibrio con el CO₂ de la atmosfera, esta agua lentamente se va mezclando con el agua de fondo provocando que este proceso se repita. Este almacenaje consiste en disolver el CO₂ en el agua menos superficial del océano, el océano al ser un cuerpo de gran tamaño se ve poco afectado por este incremento en el CO₂. Otra forma de almacenarlo es en el fondo de los océanos donde la presión y temperatura son suficientes como para mantener el CO₂ en estado líquido y sólido, alejándolo así de la atmosfera.

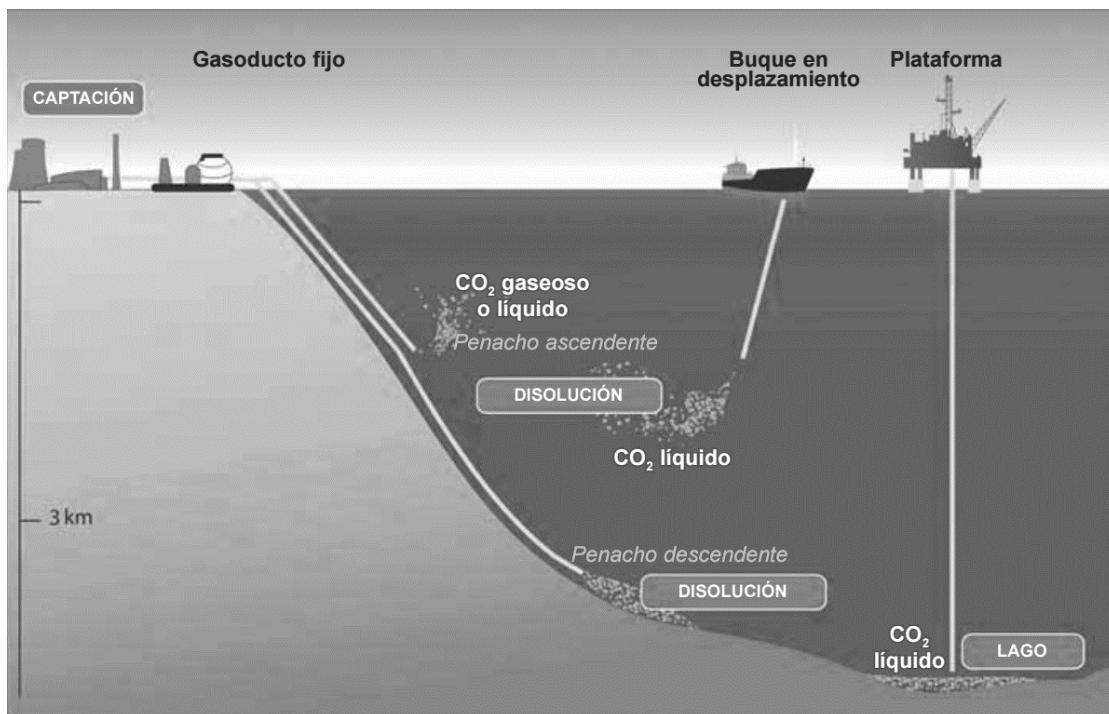


Figura IV.2.1.-Diagrama de almacenaje oceánico de CO₂. [4]

Almacenaje mineral

El almacenaje mineral se realiza con reacciones entre óxidos de magnesio o calcio, los cuales se encuentran en residuos industriales y el CO_2 , el resultado son carbonatos inertes. Esta reacción ocurre naturalmente, aunque de manera muy lenta, además de ser una reacción exotérmica. Las principales dificultades de este método es la cinética de reacción, así como el volumen de residuos minerales necesarios. Los beneficios económicos obtenibles son la formación de silica, cementos y otros materiales construcción.

Tecnologías más actuales pretenden usar la energía liberada por la formación de carbonatos para producir energía eléctrica, dando una propuesta económica más atractiva para la inversión y desarrollo de este campo.

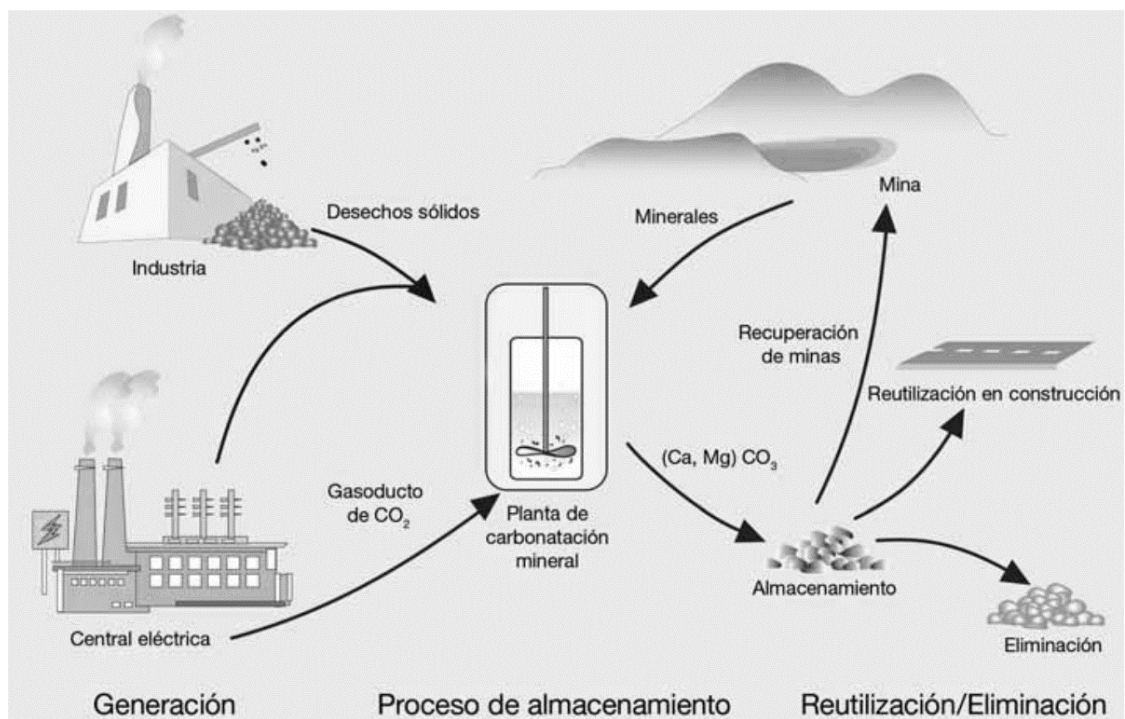


Figura IV.2.2.-Diagrama de almacenaje mineral de CO_2 . [4]

Almacenaje geológico

El almacenamiento geológico consiste en inyectar el CO₂ en yacimientos de petróleo y gas agotados, estas formaciones geológicas pueden almacenar gas de manera natural y estas propiedades se usan para guardar el CO₂ capturado, al inyectar el CO₂ en yacimientos con petróleo este se ve desplazado lo que permite su recuperación, haciendo este tipo de almacenamiento económicamente atractivo.

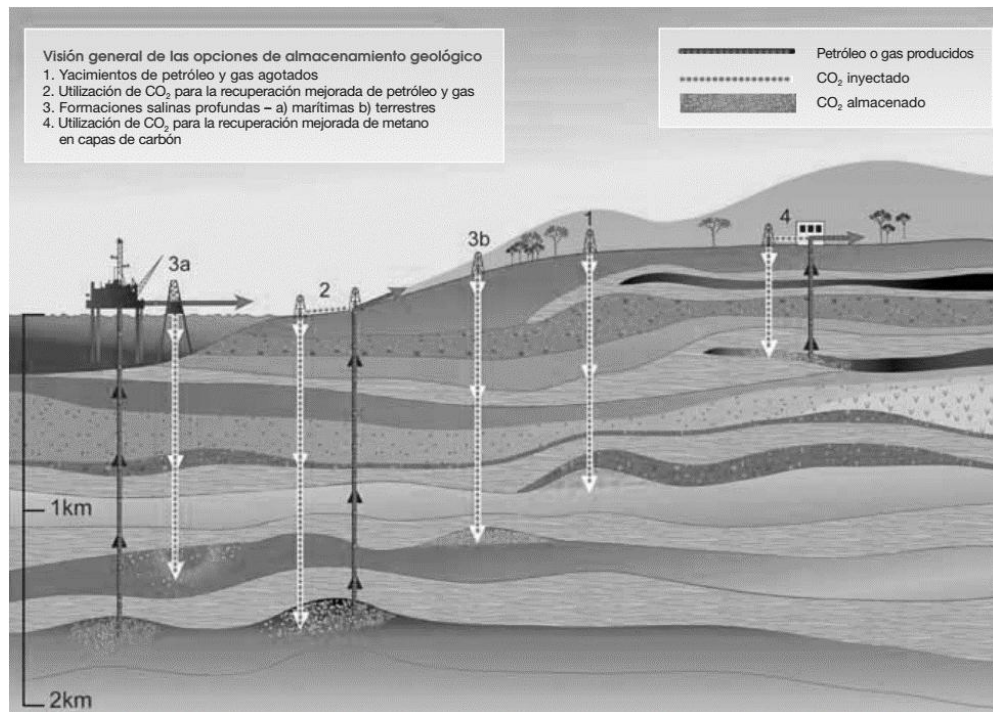


Figura IV.2.3.-Diagrama de almacenaje geológico de CO₂. [4]

Capítulo V. Recomendaciones y viabilidad

Para determinar de la viabilidad del proceso de recuperación mejorada por inyección de CO₂ se deben conocer los costos de los distintos procesos que se llevan a cabo para la efectiva ejecución de un proyecto, los datos sobre el costo obtenidos en la literatura datan del año 2002.

Tabla V.1.-Costo de distintos procesos en CAC.

Tipo de central eléctrica con CAC	Escala de costos (US\$/tCO ₂)	Observaciones
Captación del CO ₂ en una central eléctrica a carbón o gas	15-75	Costos netos del CO ₂ captado en comparación con la misma planta sin captación
Captación de CO ₂ emitido en la producción de hidrogeno y amoniaco o el refinamiento de gas	5-55	Aplicable a las fuentes con alto grado de pureza que requieren un simple secado y compresión
Captación del CO ₂ emitido por otras fuentes industriales	25-115	La escala refleja el uso de diversas tecnologías y combustibles
Transporte	1-8	Por cada 250 km de transporte por gasoductos o buque para un flujo másico de 5 (extremo superior) a 40 (extremo inferior) MtCO ₂ /año
Almacenamiento geológico	0.5-8	Con exclusión de los ingresos potenciales generados por la recuperación mejorada de petróleo o la ECBM
Almacenamiento geológico: vigilancia y verificación	0.1-0.3	Esto abarca la fase previa a la inyección, la inyección y la vigilancia posterior a la inyección, y depende de las prescripciones reglamentarias
Almacenamiento oceánico	5-30	Con inclusión del transporte a 100-500 km de la costa; quedan excluidas la vigilancia y la verificación
Carbonatación mineral	50-100	Escala correspondiente al mejor caso estudiado. Incluye el uso de energía adicional para la carbonatación

Utilizando los datos de la bibliografía, se puede aproximar el aumento de los costos según la inflación anual que se ha tenido, como todos los precios están en dólares, se tomó la inflación de estados unidos como factor para actualizar los costos.

Tabla V.2.- Inflación anual en los precios de consumo de EUA. [29]

Año	ICP (% anual)	Año	ICP (% anual)
2003	2.3	2010	1.6
2004	2.7	2011	3.2
2005	3.4	2012	2.1
2006	3.2	2013	1.5
2007	2.9	2014	1.6
2008	3.8	2015	0.1
2009	-0.4		

Los costos obtenidos no son los costos reales, ya que la inflación afecta de distinta manera a los productos y servicios, sin embargo, se puede dar una idea sobre el costo actual de estos procesos, ayudando a determinar la viabilidad del proceso de inyección. Una vez determinado si el proyecto es atractivo o no, se deberá hacer un estudio económico más profundo, en el que se considere la reinyección de gas para disminuir la presión de miscibilidad si así lo determinan los estudios de laboratorio.

Tabla V.3.- Costos de distintos procesos en CAC actualizados según la inflación anual desde 2002 hasta 2015.

Tipo de central eléctrica con CAC	Escala de costos (US\$/tCO ₂)
Captación del CO ₂ en una central eléctrica a carbón o gas	20-99
Captación de CO ₂ emitido en la producción de hidrogeno y amoniaco o el refinamiento de gas	7-73
Captación del CO ₂ emitido por otras fuentes industriales	33-152
Transporte	2-11
Almacenamiento geológico	1-11
Almacenamiento geológico: vigilancia y verificación	0.2-0.4
Almacenamiento oceánico	7-40
Carbonatación mineral	66-132

Para determinar la viabilidad de un método de inyección de CO₂ se debe tomar en cuenta la ubicación del pozo estimar los costos de transporte, además de un estudio previo de las propiedades del petróleo para determinar la cantidad de gas a inyectar sin precipitar asfaltenos y un estudio precio del yacimiento para determinar si la cantidad de petróleo residual es suficiente para justificar el gasto de transporte e inyección.

Para dar una idea sobre la viabilidad del pozo para utilizar CO₂ se plantea la siguiente ecuación.

$$\mathbf{Viabilidad} = \mathbf{B_p P_B} - t_{CO_2}(\mathbf{C_t} + \mathbf{C_a}) \quad (15)$$

Donde:

B_p: posibles barriles a producir

P_B: precio de barril de petróleo

t_{CO₂}: cantidad de CO₂ necesaria para producir los barriles en toneladas

C_t: costo de transporte del CO₂ por tonelada

C_a: costo de inyección CO₂ incluyendo vigilancia y verificación por tonelada

Para determinar la viabilidad para la inyección de CO₂ se debe hacer un análisis más profundo en el que se incluyan los costos de reinyección de gas natural (de ser necesario) y el costo real de transporte, sin embargo, esta ecuación da una idea para considerarse el iniciar un proyecto de inyección de CO₂ para recuperación mejorada de petróleo.

Capítulo VI. Conclusiones

Los beneficios en el medio ambiente debido a la reducción de emisión de CO₂ son evidentes, sin embargo, para ser una opción atractiva para el desarrollo e inversión debe de ofrecer beneficios económicos, es por eso que el uso de CO₂ para recuperación mejorada de petróleo es una opción atractiva para la captura de CO₂. La forma óptima de almacenaje por inyección de CO₂ es que se alcance la condición de miscibilidad, ya que en un proceso de inyección cíclica el CO₂ inyectado es producido al extraer el petróleo. Para tener un proceso miscible es necesario realizar un estudio de laboratorio para determinar la presión mínima de miscibilidad, si la presión obtenida en laboratorio es muy alta se puede enriquecer el CO₂ que se inyectara en el yacimiento con hidrocarburos ligeros para reducir la presión mínima de miscibilidad con la cual se obtendrá la máxima extracción posible, sin embargo, un enriquecimiento excesivo de hidrocarburos ligeros puede generar precipitación de asfaltenos los cuales causan problemas de producción al tapar poros e inclusive tuberías en el equipo de extracción. Por esto los datos que se generen en laboratorio, son esenciales en la planeación para la inyección efectiva de CO₂.

Para determinar la viabilidad de un yacimiento para la inyección de CO₂ primero debe ser determinada la cantidad de petróleo residual dentro de la formación y la ubicación del yacimiento, con esta información se puede hacer una determinación sobre el beneficio económico a obtener en dicha formación.

Una vez determinadas las condiciones de inyección se puede hacer un análisis económico más detallado en el que asuma el condicionamiento adecuado de los equipos y la inyección de gas hidrocarburo de ser necesario. Al hacer el análisis detallado se podrá determinar si la inyección de CO₂ es la mejor opción.

Glosario

Viscosidad: La viscosidad es una propiedad física característica de los fluidos que emerge de las colisiones entre partículas del fluido que se mueven a diferentes velocidades, provocando una resistencia a su movimiento.

Densidad: Es una magnitud escalar referida a la cantidad de masa en un determinado volumen de sustancia.

Interfaz: Es una superficie que sirve como frontera entre dos fases.

Tensión interfacial: Es la energía de Gibbs por unidad de área de interfaz a temperatura y presión fijas. Se produce porque una molécula cerca de una interfaz tiene interacciones moleculares diferentes que una molécula equivalente en el seno del fluido. Cuando una de las fases es el aire se denomina tensión superficial.

Mojabilidad: Es la capacidad de un líquido para extenderse sobre un sólido. Se puede determinar a partir del ángulo que el líquido forma en la superficie de contacto con el sólido, denominado ángulo de contacto; a menor ángulo de contacto, mayor mojabilidad.

Permeabilidad: Es la capacidad que tiene un material de permitir el flujo a través de su estructura sin alterarla. Se dice que un material es permeable si deja pasar una cantidad apreciable de fluido e impermeable si la cantidad de fluido es despreciable.

Yacimiento homogéneo: Se dice que un yacimiento es homogéneo cuando la permeabilidad es igual a lo largo de la formación rocosa.

Yacimiento heterogéneo: Se dice que un yacimiento es heterogéneo cuando la permeabilidad varía a lo largo de la formación rocosa.

Bibliografía

1. Ciifen.org. (2016). Efecto Invernadero. [online]

http://www.ciifen.org/index.php?option=com_content&view=category&layout=blog&id=99&Itemid=132&lang=es [Accessed 17 Oct. 2016].

2. Amparo Maya Romero

Recuperación mejorada de crudo, Trabajo monográfico de actualización que para obtener el título de Ingeniería química.

3. Hernández Vargas Iván, Duran Valencia Cecilia, López Ramírez Simón

Análisis de miscibilidad y desplazamiento del petróleo utilizando CO₂

Revista Tendencias en Docencia e Investigación en Química, 2015

ISSN: 2448-6663

4. Intergovernmental Panel on Climate Change IPCC Carbon Dioxide Capture and Storage: Technical Summary (2005)

5. Kurt D. Pennell, Gary A. Pope, Linda M. Abriola

Influence of Viscous and Buoyancy Forces on the Mobilization of Residual Tetrachloroethylene during Surfactant Flushing.

Environ. Sci. Technol. 1996, 30, 1328-1335

6. C.F. De los Rios, W.E. Bringham, L.M. Castanier
The effect of metallic additives on the kinetics of oil oxidation reactions in in-situ combustion.
Bartlesville Project office U.S. Department of energy
7. Yusong LI, Linda M. Abriola, Thomas J. Phelan, C.Andrew Ramsburg, Kurt D. Pennell
Experimental and Numerical Validation of the Total Trapping Number for Prediction of DNAPL Mobilization.
Environ. Sci. Technol. 2007, 41, 8135-8141
8. - Renbao Zhao, Yixiu Chen, Rongping Huan, Louis M. Castanier, Anthony R. Kavscek
An experimental investigation of the in-situ combustion behavior of Karamay crude oil
Journal of Petroleum Science and Engineering 127 (2015) 82–92
9. Y. Hamed Shokrlu, Y. Maham, X. Tan, T. Babadagli, M. Gray
Enhancement of the efficiency of in situ combustion technique for heavy-oil recovery by application of nickel ions
Fuel 105 (2013) 397–407
10. Mehdi Rezaei, Mahin Schaffie, Mohammad Ranjbar
Thermocatalytic in situ combustion: Influence of nanoparticles on crude oil pyrolysis and oxidation
Fuel 113 (2013) 516–521
11. Denis Aleksandrov, Berna Hascakir
Laboratory screening tests on the effect of initial oil saturation for the dynamic control of in-situ combustion
Fuel Processing Technology 130 (2015) 224–234

12. Stefan Iglauer, Yongfu Wu, Patrick Shuler, Yongchun Tang, William A. Goddard III
New surfactant classes for enhanced oil recovery and their tertiary oil recovery potential.
Journal of Petroleum Science and Engineering 71 (2010) 23–29
13. Stefan Iglauer, Yongfu Wu, Patrick Shuler, Yongchun Tang, William A. Goddard III
Alkyl polyglycoside surfactant–alcohol cosolvent formulations for improved oil recovery
Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects 339 (2009) 48–59
14. Xiao Xiao, Bo Yan, Jiameo Fu, Xianming Xiao
Absorption and recovery of n-hexane in aqueous solutions of fluorocarbon surfactants
JOURNAL OF ENVIRONMENTAL SCIENCES 37 (2015) 163 – 171
15. Mahvash Karimi, Maziyar Mahmoodi, Ali Niazi, Yahya Al-Wahaibi, Shahab Ayatollahi
Investigating wettability alteration during MEOR process, a micro/macro scale analysis
Colloids and Surfaces B: Biointerfaces 95 (2012) 129–136
16. Dag C. Standnes, Tor Austad
Wettability alteration in carbonates Interaction between cationic surfactant and carboxylates as a key factor in wettability alteration from oil-wet to water-wet conditions
Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects 216 (2003) 243/259

17. Kh. Jarrahiana, O. Seiedi, M. Sheykhani, M. Vafaie Sefti, Sh. Ayatollahi
Wettability alteration of carbonate rocks by surfactants: A mechanistic study
Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects 410 (2012) 1–10
18. Qiang Liu, Mingzhe Dong, Xiangyan Yue, Jirui Hou
Synergy of alkali and surfactant in emulsification of heavy oil in brine
Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects 273 (2006) 219–228
19. Jixiang Guo, Qing Liu, Mingyuan Li, Zhaoliang Wu, Alfred A. Christy
The effect of alkali on crude oil/water interfacial properties and the stability of crude oil emulsions
Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects 273 (2006) 213–218
20. Qiang Liu, Mingzhe Dong, Shanzhou Ma, Yun Tu
Surfactant enhanced alkaline flooding for Western Canadian heavy oil recovery
Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects 293 (2007) 63–71
21. Mingzhe Dong, Shanzhou Ma, Qiang Liu
Enhanced heavy oil recovery through interfacial instability: A study of chemical flooding for Brintnell heavy oil
Fuel 88 (2009) 1049–1056
22. Keshak Babu, Nilanjan Pal, Achinta Bera, V.K. Saxena, Ajay Mandal
Studies on interfacial tension and contact angle of synthesized surfactant and polymeric from castor oil for enhanced oil recovery
Applied Surface Science 353 (2015) 1126–1136
23. Paul Tongwa, Baojun Bai
Degradable nanocomposite preformed particle gel for chemical enhanced oil recovery applications
Journal of Petroleum Science and Engineering 124 (2014) 35–45

24. Qian Sang, Yajun Li, Long Yu, Zhenquan Li, Mingzhe Dong
Enhanced oil recovery by branched-preformed particle gel injection in parallel-sandpack models
Fuel 136 (2014) 295–306

25. Ali Goudarzi, Hao Zhang, Abdoljalil Varavei, Pongpak Taksaudom, Yunpeng Hu, Mojdeh Delshad, Baojun Bai, Kamy Sepehrnoori
A laboratory and simulation study of preformed particle gels for water conformance control
Fuel 140 (2015) 502–513

26. Farag A. Muhammed, Baojun Bai, Tingji Tang
Experimental study of the interaction between surfactants and super absorbent polymer gel
Journal of Petroleum Science and Engineering 90-91 (2012) 159–164

27. Sunil L. Kokal, Joseph Najman, Selim G. Sayegh
Measurement and correlation of asphaltene precipitation from heavy oils by gas injection.
The Journal of Canadian Petroleum Technology.

28. Carboncapturejournal.com. (2016). Carbon Capture Journal.
<http://www.carboncapturejournal.com/news/making-money-from-mineralisation-of-co2/3251.aspx> [Accessed 12 Oct. 2016].

29. World Development Indicators| World DataBank. [online]
<http://databank.worldbank.org/data/reports.aspx?source=2&series=FP.CPI.TOTL.ZG&country=> [Accessed 17 Oct. 2016].