



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO

Facultad de Ingeniería

“Evaluación de un gas de reinyección con alto
contenido de CO₂”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

ERIKA LÓPEZ ACUÑA

DIRECTOR DE TESIS: DR. ERICK EMANUEL LUNA ROJERO

MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA, 2013



CONTENIDO

Agradecimientos	V
Resumen	VI
Introducción	VII
Capítulo I Antecedentes	- 1 -
<i>I.1 Situación actual de campos de México</i>	<i>- 1 -</i>
<i>I.2 Efecto de CO2 comportamiento de fase</i>	<i>- 5 -</i>
Propiedades del CO2	- 5 -
Diagrama de fases de CO2	- 6 -
<i>I.3 Alternativas de recuperación</i>	<i>- 8 -</i>
Recuperación Primaria	- 8 -
Recuperación Secundaria	- 11 -
Criterios de Escrutinio de Recuperación Mejorada	- 15 -
Recuperación Mejorada	- 18 -
Procesos de inyección de gases	- 20 -
Inyección de gases inmiscibles	- 20 -
Inyección de gases miscibles	- 21 -
<i>I.4 Caso de estudio</i>	<i>- 25 -</i>
Ubicación Geográfica	- 25 -
Características del Campo Tres Hermanos	- 25 -
Situación actual del Campo	- 26 -
Análisis PVT de pozos Campo Tres Hermanos	- 27 -
Capítulo II Teoría	- 29 -
<i>II.1 Pruebas PVT</i>	<i>- 29 -</i>
Factor de volumen del aceite	- 29 -
Factor de volumen del gas	- 30 -
Factor de volumen total	- 31 -
Relación gas disuelto en el aceite	- 31 -
Relación gas-aceite	- 32 -
Viscosidad	- 32 -
<i>II.2 Comportamiento de fase</i>	<i>- 34 -</i>
Aceite Negro	- 34 -
Aceite Volátil	- 35 -
Gas condensado	- 35 -
Gas Húmedo	- 35 -
Gas Seco	- 35 -
<i>II.3 Coeficiente de difusión</i>	<i>- 37 -</i>

<i>II.4 Presión mínima de miscibilidad</i>	- 41 -
Métodos para determinar la PMM	- 42 -
Métodos de laboratorio	- 42 -
Prueba de tubo delgado	- 42 -
Método de la burbuja ascendente	- 44 -
Correlaciones para determinar la PMM	- 45 -
Diagramas Ternarios	- 48 -
Desplazamiento miscible	- 50 -
Miscibilidad por primer contacto	- 51 -
Miscibilidad por contacto múltiple	- 52 -
Proceso con gas vaporizante	- 53 -
Proceso con gas condensante o gas enriquecido	- 54 -
Métodos de inyección de CO ₂	- 55 -
Casos de inyección de CO ₂	- 56 -
Recuperación Mejorada con CO ₂ en campos de México	- 56 -
Capítulo III Diseño Experimental.....	- 58 -
Objetivo general	- 58 -
Hipótesis de trabajo	- 58 -
Descripción general de los experimentos	- 58 -
Materiales.....	- 59 -
Fluidos y muestras.....	59
<i>III.2 Procedimientos</i>	67
Ajuste de EoS y generación de gas	60
Generación y caracterización del aceite vivo reconstituido	61
<i>III.3 Análisis de mezclas gas - aceite reconstituido</i>	62
Inyección de gas sintético.....	62
Prueba de difusión	62
Prueba de Presión Mínima de Miscibilidad	63
Prueba de desplazamiento en el núcleo	64
Capítulo IV Resultados	67
<i>IV.1 Caracterización de fluidos</i>	67
Aceite muerto.....	67
Gas sintético y aceite vivo reconstituido.....	68
Validación del gas sintético	71
Validación a partir de la Presión de saturación	72
Ajuste de la EoS.....	73
<i>IV.2 Caracterización de la Roca</i>	75
Determinación de porosidad y permeabilidad	76
<i>IV.3 Interacción fluido-fluido</i>	78
Mezclas gas hidrocarburo con Aceite reconstituido	78
Medición experimental	78
Simulación del comportamiento de mezclas gas-aceite	79
Presión Mínima de Miscibilidad	87

Medición experimental	87
Simulación de PMM	88
Coeficiente de Difusión	90
<i>IV.5 Interacción gas/roca, fluidos (prueba de desplazamiento)</i>	<i>91</i>
Capítulo V Análisis de resultados.....	93
Conclusiones y recomendaciones	96
Referencias Bibliográficas.....	97

Agradecimientos

Quiero dar gracias a Dios, por todo lo que me ha dado, que es una gran familia, porque aún estamos con vida y con salud y lo más importante me dio la dicha de tener a José Miguel.

A mis papas Alicia Acuña y Enrique López les agradezco todo lo que han hecho por mí empezando por darme la vida, por los cuidados y las preocupaciones, por estar conmigo en todo momento de mi vida, gracias papas.

A Sergio por todo el apoyo que desde que nos conocimos ha estado a mi lado apoyándome y quien ha formado una parte de mi vida muy importante.

A mis hermanos que a pesar de las diferencias sé que siempre van a estar conmigo.

A mi hijo quien es una bendición en mi vida y una motivación para salir adelante y continuar con mis proyectos.

A mis suegros que en estos dos años han sido gran apoyo para poder terminar mi carrera y en una nueva vida que empecé.

A mis amigos Mariana, Yair, Play, Jaime, Raúl, Miguel Cerero, Arturo, Juan Pedro, Alberto, Eruviel, Cynthia, Erick Balderas, Javier, Richi, que hicieron que la estancia en la Facultad me fuera más fácil y por todos los momentos que pasamos juntos.

A mis profesores Dr. Rafael R. Nieto que compartió conmigo sus experiencias, al Dr. Enrique Serrano por haberse tomado el tiempo en ayudarme en este largo trabajo y la paciencia que me tuvo a lo largo de este tiempo y por su enseñanza, al Dr. Erick Luna por tomarse el tiempo para ser mi directos de tesis.

A los chicos del IMP: Gustavo, Iván, Callejas, Abraham, Saulo, Daniel, Bernardo, Márquez, al Sr. Armando, Arturo, a todos ustedes gracias por sus enseñanzas y porque me hicieron mi estadía en el IMP más agradable.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme dado la educación desde nivel bachillerato hasta la licenciatura, por haberme formado como profesionista.

Al personal de supervisión de proyectos del APPRA por las facilidades de información del Campo Tres Hermanos.

Al IMP que hizo posible la realización de la parte experimental de este trabajo por prestarme sus instalaciones.

A todos y cada uno de ustedes gracias por compartir tantos momentos buenos y malos de mi vida y formar parte de ella, sin todos ustedes no estaría en esta etapa.

Resumen

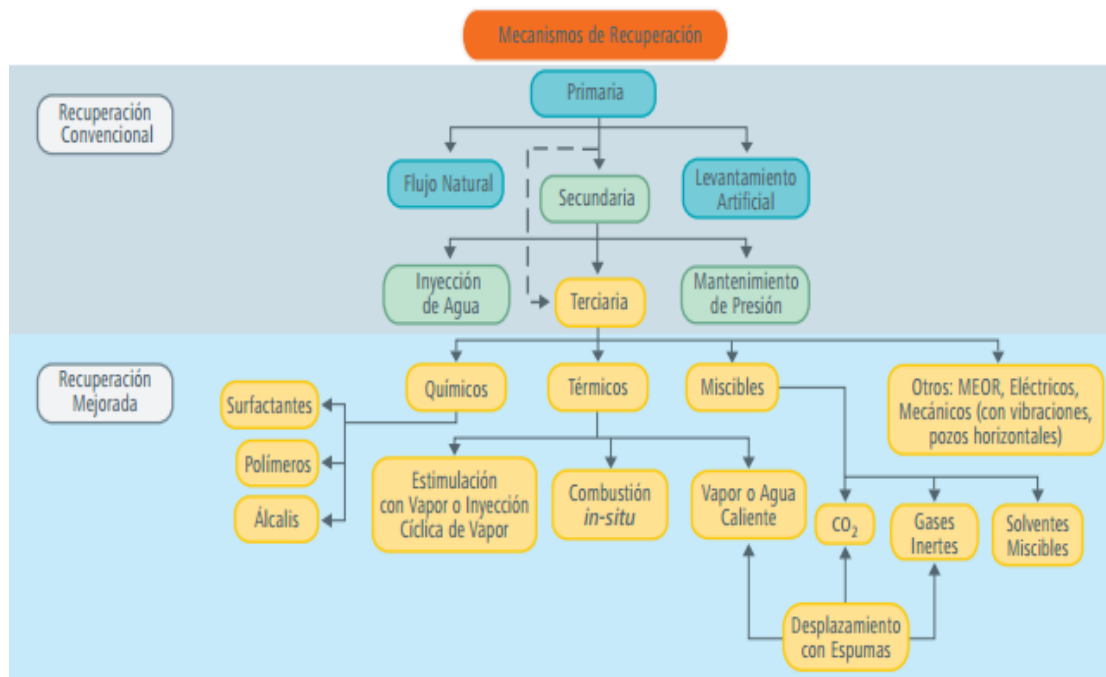
El objetivo principal de este trabajo es la determinación de efectos que tiene un gas con alto contenido de CO₂, al inyectarse al yacimiento con la finalidad de incrementar el factor de recobro. Para ello se desarrollaron mediciones experimentales y de simulación de propiedades importantes en el proceso, como: comportamiento de fase de un sistema aceite-gas, usando un gas sintético y aceite reconstituido en base a un análisis PVT representativo de un yacimiento de la región norte de México, Activo Integral Poza Rica Altamira, Tres Hermanos.

Dentro del esquema experimental se planteó la generación y validación de un gas sintético y la preparación de un aceite re combinado a través de sus propiedades volumétricas: presión de saturación (P_b), factor de volumen del aceite (B_o) y relación gas –aceite (RGA). De igual manera se hicieron mediciones del coeficiente de difusión, tensión interfacial aceite/gas, Presión Mínima de Miscibilidad y se realizaron algunas corridas de simulación de pruebas de hinchamiento al igual se realizó una prueba de desplazamiento en un núcleo para que el documento presente tenga mayor validez, aunque no se obtuvieron los resultados esperados sirvió como ejemplo y experiencia. Como método de recuperación mejorada es una opción que debe considerarse para el desarrollo del campo Tres Hermanos, dado que ayudaría por un lado a reducir la quema y venteo del gas, el cual es uno de los causantes del calentamiento global, enviándolo a las formaciones geológicas en el subsuelo de forma que este no se libere a la atmosfera y por el otro lado hacer un proyecto de Recuperación Mejorada para poder aumentar el factor de recuperación del campo Tres Hermanos.

Introducción

La recuperación mejorada es uno de los métodos más empleados en los últimos años para poder aumentar el factor de recuperación en los yacimientos que ya se les ha agotado su propia energía o que ya se les ha implantado algún sistema de energía extra al propio yacimiento.

Para la extracción o recuperación del petróleo existen tres mecanismos básicos: Primario, Secundario y Mejorada, en la Figura I se muestra la forma en la que se encuentran estas etapas de recuperación de hidrocarburos:



Adaptada de Lake, L.W., Schmidt, R.L. y Venuto, P.B., *A niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s*, 1992

Figura I Mecanismos y procesos de recuperación de hidrocarburos [5]

En la actualidad México cuenta con un gran reto tecnológico debido a que la producción del petróleo depende ampliamente de los campos maduros, quedando en el medio poroso o matriz casi un 70% de hidrocarburo después de haberlo extraído por medio de la energía natural del yacimiento y para poder seguir produciendo el yacimiento es necesario utilizar algún método que ayude a aumentar el factor de recuperación.

La optimización de la explotación de los yacimientos requiere adicionalmente hacer uso de los procesos de recuperación secundaria y recuperación mejorada para obtener mayores volúmenes de hidrocarburos. En la actualidad los métodos de recuperación mejorada antes mencionados en el diagrama están siendo implantados en distintos campos a nivel mundial y uno de los objetivos de estos métodos de recuperación mejorada es disminuir la saturación residual del aceite con el que cuenta el yacimiento.

El uso de Dióxido de Carbono como un agente de recuperación de aceite en yacimientos petroleros ha sido investigado por varios años y se ha demostrado por medio de pruebas de laboratorio y de campo que es un agente eficiente de desplazamiento de aceite, gran parte del potencial petrolero que tiene México relacionado con los campos ya descubiertos, es aprovechar esta tecnología para aumentar la recuperación final de los yacimientos.

Este trabajo está en función de la aplicación de un método de Recuperación Mejorada con un proceso de inyección de gas miscible (Dióxido de Carbono) usándolo en el campo Tres Hermanos, para poder determinar qué tanto se mejora el factor de recuperación con este método y para su desarrollo fue necesario realizar tres tipos de pruebas donde se evaluó el coeficiente de difusión del aceite, la presión a la cual se logra la miscibilidad entre el aceite y gas de la formación y la realización de un doble desplazamiento en un núcleo.

Para poder desarrollar las pruebas necesarias el Instituto Mexicano del Petróleo brindo el apoyo con las instalaciones y material.

Esta tesis está dividida en 5 capítulos que a continuación se mencionan y se describen:

En el Capítulo 1 “**Antecedentes**” se presentan las características y descripción de nuestro campo de estudio Tres Hermanos, así como también las condiciones a las que se encuentra actualmente.

En el Capítulo 2 “**Teoría**” se presenta los antecedentes de los fenómenos por los que pasa nuestra investigación.

En el Capítulo 3 “**Experimental**” se presenta el equipo, diseño y los procedimientos a seguir para nuestras pruebas que se van a realizar.

En el Capítulo 4 “**Resultados**” se hace la observación a cada prueba a realizar y se van haciendo las anotaciones de los resultados que arroja cada prueba.

En el Capítulo 5 “**Análisis de resultados**” se analizan los resultados obtenidos esto con ayuda de gráficas y modelos matemáticos dándole la interpretación adecuada para solucionar nuestro problema.

Finalmente, se presentan las conclusiones que se generaron con los resultados obtenidos de las pruebas que se realizaron a lo largo del proyecto al igual se determina qué tan viable es implementar este método de recuperación en el campo Tres Hermanos.

Capítulo I Antecedentes

I.1 Situación actual de campos de México ^[1]

En la siguiente sección se presenta la situación en la que se encuentran nuestros Campos petroleros, tanto sus reservas de hidrocarburos como su división por activo, ésto con el fin de hacer una pequeña comparación con el Campo de estudio de este trabajo. Esas relaciones de campos y activos son otorgadas por Pemex a la CNH. En la Figura I.1 se muestra la División de Producción Primaria que se integra por tres regiones Norte, Sur y Marina.

La Región Marina se encuentra dividida en dos regiones: La Región Marina Noreste y la Región Marina Suroeste.



Figura I.1 Ubicación geográfica de las regiones petrolera

Se cuenta con 713 campos distribuidos en las cuatro regiones de la forma como se muestra en la Tabla I.1, teniendo a la Región Norte con una gran cantidad de Campos productores de hidrocarburos.¹

¹ Referencia Bibliográfica al final

Región	Campos
Norte	466
Sur	156
Marina Suroeste	66
Marina Noreste	25
Total	713

Tabla I.1. Distribución de Campos por región

Se pudieron clasificar 321 campos de aceite y 259 campos de gas, señalados por medio de la Tabla I.2, en donde se muestra cómo es la producción de gas y de aceite por Activo.

Activo	Crudo	Gas
Burgos	0	212
Poza Rica-Altamira	133	1
Veracruz	7	21
Cinco Presidentes	40	3
Litoral de Tabasco	10	0
Macuspana	8	21
Aceite Terciario del Golfo	29	0
Bellota-Jujo	27	0
Muspac	29	0
Abkatún-Pol-Chuc	10	0
Samaria-Luna	14	0
Ku-Maloob-Zaap	5	0
Cantarell	9	0
Holok-Temoa	0	1
TOTAL	321	259

Tabla I.2. Distribución de los campos con reservas por Activo

Se identificaron 133 campos sin producción acumulada y con diferentes niveles de reservas probadas, probables y posibles.

En cuanto a las reservas de aceite en México se encuentran distribuidas en 292 campos y las reservas de gas se encuentran en 259 campos, se encuentran separadas las reservas del Activo Terciario del Golfo contando con 29 campos con reservas.

En México los campos de aceite cuentan con un volumen original in-situ de 278,994.6 mmb y los campos de gas de 33,239.4 mmmpc, esta distribución se encuentra en la Tabla I.3.

Región	Campos de Aceite (mmb)	Campos de Gas (mmmpc)
Norte	165,420.3	25,970.6
Sur	40,53.4	7,268.8
Marina Noreste	54,652.5	0.0
Marina Sureste	18,836.3	0.0
Total	278,994.6	33,239.4

Tabla I.3. Distribución de volumen original in-situ por Región

Con esta información al 1° de enero de 2009 a nivel nacional, el factor de recuperación para los campos de aceite es de 13.2% y para los campos de gas es de 54.8% y la distribución se ve en la Tabla I.4.

Región	Factor de Recuperación %
Factor de Recuperación para campos de Aceite	
Marina Noreste	29.1
Marina Suroeste	30.8
Sur	23.8
Norte	19.0
Factor de Recuperación para campos de Gas	
Sur	75.8
Norte	48.9

Tabla I.4. Factor de recuperación para campos de Aceite y Gas por Región

En la Tabla I.5 se muestran los factores de recuperación por Activo y Región contando la Región Marina Suroeste con un gran potencial económico.

Región	Activo	Factor de Recuperación
Factor de Recuperación de Aceite		
Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	37.5
	Litoral de Tabasco	9.7
Marina Noreste	Cantarell	35.2
	Ku-Maloob-Zaap	15.7
Sur	Bellota-Jujo	24.7
	Cinco Presidentes	24.4
	Samaria-Luna	23.7
	Muspac	22.8
	Macuspana	7.3
Norte	Poza Rica-Altamira	19.3
	Aceite Terciario del Golfo	0.1
Veracruz	Veracruz	9.0
Factor de Recuperación de Gas		
Sur	Macuspana	75.8
Norte	Veracruz	51.7
	Burgos	50.2
	Poza Rica- Altamira	7.9

Tabla I.5. Factor de Recuperación para campos de Gas y Aceite por Activo

Debido a que el campo de interés en este trabajo corresponde al Activo Integral Poza Rica Altamira (AIPRA) se dan a conocer sus principales campos productores en la Tabla I.6.

Campo	Tipo	Reservas			Factor de Recuperación		
		Gas/Aceite	Probadas mmbpce	Probables mmbpce	Posibles mmbpce	al 1° de enero de 2009	Ultimo %
Arenque	Crudo		104.8	16.7	1.1	10.1	17.1
Poza Rica	Crudo		83.9	193.5	110.6	29.2	34.1
Tamaulipas Constituciones	Crudo		38.3	18.6	0.0	10.1	12.0
Bagre	Crudo		27.0	5.8	0.0	24.9	43.4
Lankahuasa	Gas		24.5	32.6	8.0	7.9	39.1
Tres Hermanos	Crudo		21.8	6.3	0.0	32.1	35.7
San Andrés	Crudo		18.8	22.3	33.9	27.4	29.7
Carpa	Crudo		17.2	4.1	0.0	4.2	24.9
Mejillón	Crudo		7.9	8.2	3.7	0.0	4.9
Temapache	Crudo		7.4	0.2	0.0	11.5	49

Tabal I.6. Región Norte. AIPRA. (Principales campos con reservas probadas)

I.2 Efecto de CO2 comportamiento de fase

Propiedades del CO2 [2]

El CO2 se encuentra en distintas fases a determinadas presiones y temperaturas, a continuación se describen sus propiedades físicas:

- Punto de fusión a 1.01 bar, -78 °C
- Punto de ebullición: 1.01 bar, -57 °C
- Densidad a 0 °C y 1.01 bar (fase gaseosa): 1.9769 kg/m³
- Solubilidad en el agua: 1.45 kg/m³
- Factor de compresibilidad (aumenta o disminuye su volumen según la temperatura): z, 1.01 bar y 15 °C; 0.9942
- Peso molecular: 44.010 g/mol
- Presión crítica: 74 bar
- Temperatura crítica: 31 °C
- Gravedad específica comparada con el aire: 1.528
- Gravedad específica fase líquida: 1.18

Diagrama de fases de CO₂^[3]

Para entender los comportamientos de fase del CO₂ primero hay que revisar las fases del CO₂, en la Figura I.2 se presenta el diagrama de fase del CO₂ que cuenta con cuatro fases: sólida, líquida, gaseosa y la fase supercrítica, en el diagrama están separadas por las líneas: curva de vaporización y curva de fusión. El cambio de las fases se da cuando la presión y/o temperatura van cambiando.

El punto donde convergen las tres curvas es el punto triple que representa el estado de equilibrio en el que coexisten las tres fases y el punto que se encuentra al final de la curva de vaporización representa las condiciones de presión y temperatura en las que dejan de existir como tales las fases líquida y gaseosa y da lugar a otra región distinta. Este punto se denomina punto crítico. La fase líquida existe desde el punto triple hasta la presión supercrítica.

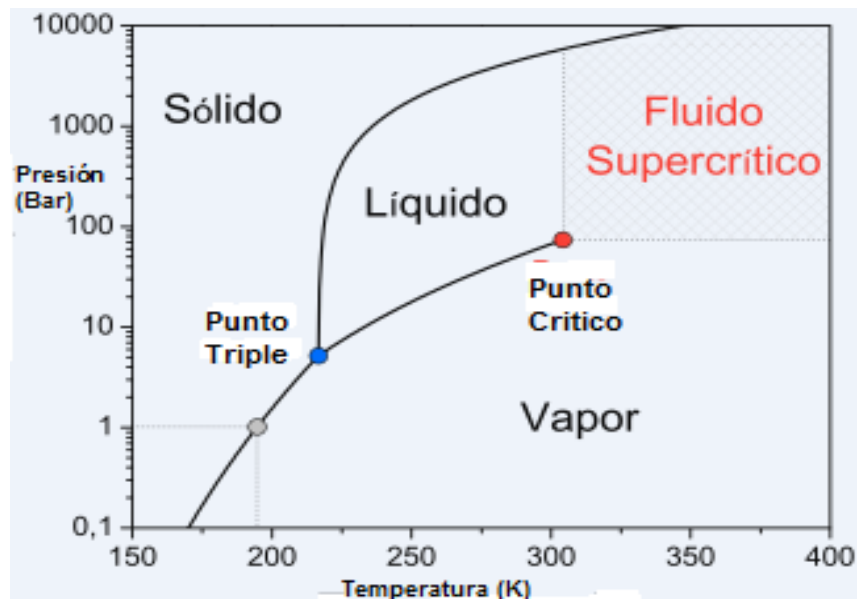
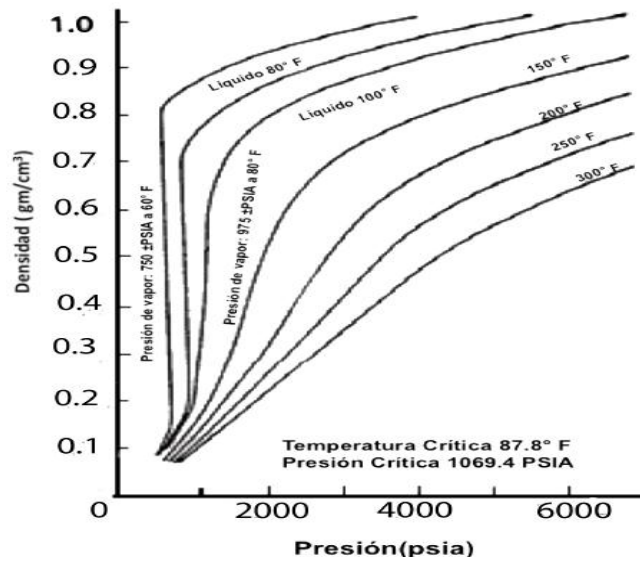


Figura I.2 Diagrama de fase de CO₂

Un fluido supercrítico es una sustancia que se encuentra en condiciones de presión y temperatura superiores a su presión y temperatura crítica. Este fluido se forma en la región supercrítica.

La Figura I.3. Muestra el cambio de densidad del CO₂ al variar la presión y temperatura, a mayor presión y temperatura se tendrá como resultado una densidad menor, y a una menor presión y temperatura se tendrá un valor de densidad mayor. La transferencia de masa se da mejor en gases que en los líquidos.



Figural.3 Densidad del CO2 a diferentes temperaturas

Al igual que la viscosidad depende de las variaciones de la presión y temperatura, el CO2 siempre permanece como gas antes de mezclarse con los hidrocarburos debido a que la temperatura del yacimiento es mayor a la del CO2.

El aumento de temperatura y la presión es directamente proporcional a la viscosidad del dióxido de carbono, con temperaturas menores de 90 °C no hay cambios de viscosidad. En la Figura I.4 se ve el flujo del CO2 mejora cuando se tiene una viscosidad baja y esto se da si hay una presión y temperatura alta.

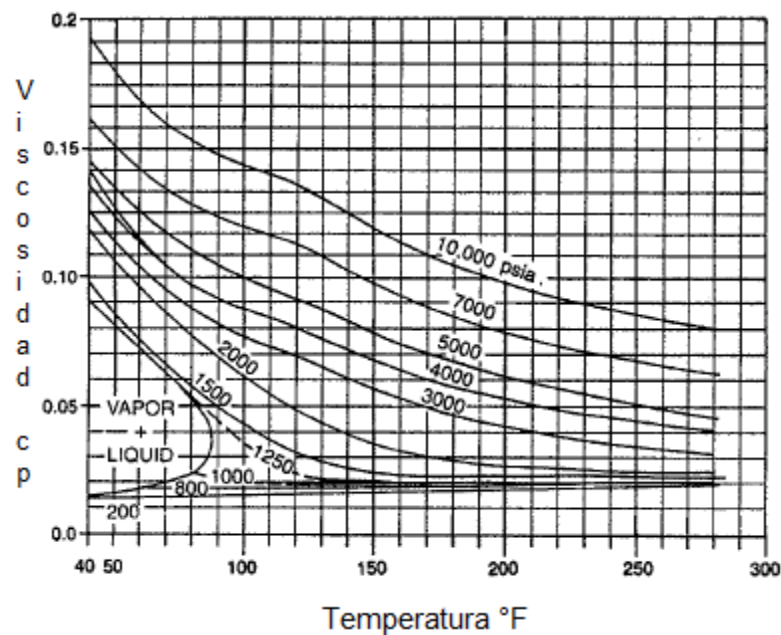


Figura I.4 Viscosidad de CO2 a diferentes temperaturas^[4]

I.3 Alternativas de recuperación

La producción de un yacimiento depende básicamente de dos etapas. La primera de ellas es donde la producción obtenida del yacimiento es por medio de su energía propia, y la segunda etapa es donde se le suministra energía adicional debido a la declinación de presión, esta energía adicional puede ser por medio de inyección de fluidos o métodos artificiales para poder obtener un porcentaje de recuperación de hidrocarburo que resulte rentable al proyecto.

Recuperación Primaria

Durante este periodo, el aceite se drena naturalmente hacia los pozos por medio de la presión que se mantiene en el fondo del pozo, en muchos yacimientos la presión es mayor que la presión hidrostática y esto hace que el aceite llegue a la superficie con solo su propia energía, siendo los principales desplazantes el gas y el agua.

Los procesos de desplazamiento son:

1. Expansión de la roca y los líquidos
2. Empuje por gas disuelto liberado
3. Empuje por casquete de gas
4. Empuje por agua
5. Desplazamiento por segregación

En la Figura I.5 se puede observar como para la mayoría de los mecanismos de producción natural se tienen unas caídas de presión muy bruscas, a excepción del mecanismo por entrada de agua, y además, el porcentaje de recuperación no es muy alto, indicando así en la gráfica mostrada como queda más del 80% de aceite en-sitio.

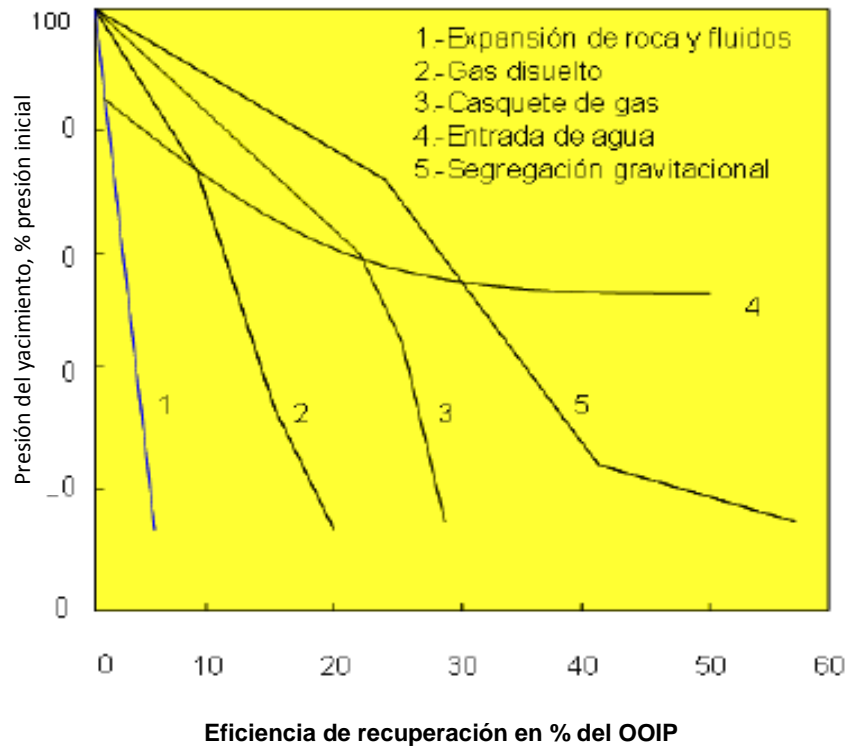


Figura I.5 Influencia de los mecanismos primarios de recuperación ^[1]

A continuación en la Tabla I.7 se presentan los mecanismos que influyen en cada tipo de empuje de yacimiento y la eficiencia de cada uno de ellos.

Mecanismo	Presión del yacimiento	RGP	Producción de agua	Eficiencia	Otros
1. Empuje por agua	Permanece alta. La presión es sensible a las tasas de producción de petróleo, agua y gas	Permanece baja, si la presión permanece alta	Aumenta apreciablemente y los pozos buzamiento abajo producen agua temprano	35-80% promedio 50%	N calculada por balance de materiales aumenta cuando W no se considera
2. Empuje por gas en solución	Declina rápido y continuamente	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente	Ninguna /excepto en yacimientos con alta Sw)	5 – 35% Promedio 20%	Requiere bombeo al comienzo de la producción
3. Expansión de la roca y de los fluido	Declina rápido y continuamente $P_1 > P_b$	Permanece baja y constante	Ninguna (excepto en yacimientos con alta Sw)	1 – 10% Promedio 3%	
4. Empuje por capa de gas	Cae suave y continuamente	Aumenta continuamente en pozos buzamiento arriba	Ausente o insignificante	20 – 40% Promedio 25%	La ruptura del gas en los pozos buzamiento abajo indica un empuje por capa de gas
5. Drenaje por gravedad	Declina rápida y continuamente	Permanece baja en pozos buzamiento abajo y alta en pozos buzamiento arriba	Ausente o insignificante	40 – 80% Promedio 60%	Cando k es $> 200\text{md}$, y el buzamiento es $> 10^\circ$ y la μ es baja ($< 5\text{ cp}$)

Tabla I.7 Características de los mecanismos de producción primaria [5]

El periodo de recuperación primaria tiene una duración variable, esta 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 puede ser de 5-20%. Anteriormente se explotaba el yacimiento en recuperación primaria hasta que ya no era rentable el proyecto y entonces se pasaba a la recuperación secundaria. Hoy en día se inician las operaciones de recuperación secundaria mucho antes de llegar a este punto. Rara vez se presenta en los yacimientos solo uno de estos tipos de empujes a lo largo de su vida. [6]

Recuperación Secundaria

Cuando un yacimiento pierde presión y por lo tanto disminuye la cantidad de hidrocarburos que produce se necesita implantar un método de energía alterna al yacimiento para poder mantener los gastos de producción.

El objetivo de la Recuperación Secundaria es mantener la presión del yacimiento pero sin afectar las propiedades del sistema roca-fluidos.

Hasta el principio de los años 70, el bajo precio del crudo hacia que los únicos fluidos que se podían inyectar fueran el agua y en ciertos casos el gas natural. En la actualidad los métodos de recuperación secundaria son la inyección de agua y gases no hidrocarburos inmiscibles, como el nitrógeno o dióxido de carbono.

En las Tablas I.8 y I.9 ^[8] se describen los principales procesos de inyección de agua y gas, al igual ciertas características de cada uno de los métodos de recuperación secundaria.

INYECCIÓN DE AGUA			
Tipo de inyección	Características	Ventajas	Desventajas
Periférica o tradicional (externa)	<ul style="list-style-type: none"> • La inyección es en el acuífero, cerca del contacto agua-aceite • No se requiere buena descripción del yacimiento y/o la estructura del mismo favorece la inyección 	<ul style="list-style-type: none"> • No requiere de la perforación de pozos adicionales, son pocos pozos • No requiere buena descripción del yacimiento • Recuperación alta de aceite con poca producción de agua • Reducción de costos por el manejo de agua 	<ul style="list-style-type: none"> • No se utiliza toda el agua inyectada para desplazar al hidrocarburo • No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión • Puede fallar por mala comunicación entre la periferia y el centro del yacimiento • La recuperación de la invasión es a largo plazo por lentitud de proceso
Dispersa o en arreglos (interna)	<ul style="list-style-type: none"> • El agua se inyecta dentro de la zona de aceite • Se emplea en yacimientos con poco buzamiento y una gran superficie • A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectoras se distribuyen entre pozos productores 	<ul style="list-style-type: none"> • Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamiento y de bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de los pozos • Rápida respuesta del yacimiento • Elevada eficiencias de barrido • Buen control de frente de invasión • Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere una mayor inversión en comparación con la inyección externa • Exige un mayor seguimiento y control, debido a que es más riesgosa • Existe mayor seguimiento y control, por lo que requiere mayor cantidad de recursos humanos

Tabla. I.8 Características, ventajas y desventajas de la inyección de agua

En la Figura I.6 se esquematiza la metodología de los dos tipos de inyección de agua tanto inyección de agua externa como inyección de agua en arreglos.

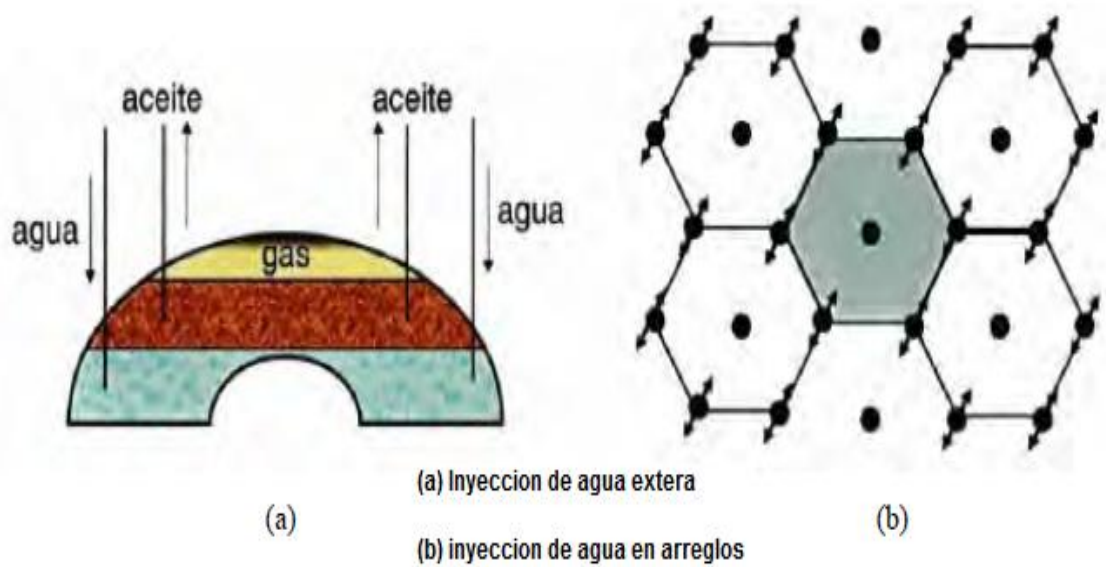


Figura I.6 Comparación entre inyección de agua externa (a): el agua es inyectada por debajo de la zona productora e inyección de agua en arreglos; (b): los pozos inyectores son acomodados de cierta forma para alimentar al pozo productor

INYECCIÓN DE GAS			
Tipo de inyección	Características	Ventajas	Desventajas
Interna o dispersa	<ul style="list-style-type: none"> • La inyección se realiza dentro de la zona de aceite • Se aplica en yacimientos homogéneos, con poco buzamiento, relativamente delgados, con empuje por gas en solución y sin capa de gas inicial • Requiere un número elevado de puntos de inyección 	<ul style="list-style-type: none"> • Es posible orientar el gas inyectado hacia la zona más apropiada • La cantidad de gas inyectado puede optimizarse mediante el control de la producción e inyección de gas 	<ul style="list-style-type: none"> • La eficiencia de recuperación mejora muy poco o nada, como consecuencia del relieve estructural o el drene gravitacional • La eficiencia de barrido es inferior a la que se logra con la inyección externa • Los canales formados por la alta velocidad del flujo originan que la eficiencia de la recuperación sea inferior que la externa • La cantidad de pozos de inyección requerida aumenta el costo de operación
Externa	<ul style="list-style-type: none"> • La inyección se realiza en el casquete de gas (primario o secundario) • Se aplica en yacimiento de alto relieve estructural • Se aplica en yacimiento con altas permeabilidades verticales, >200 mD • La cantidad de pozos requeridos depende de la inyectividad 	<p>En comparación con la inyección interna:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mayor eficiencia de barrido • Los beneficios obtenidos de la segregación gravitacional son mayores 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere buena permeabilidad vertical del yacimiento • Es necesario controlar la producción de gas libre de la zona de aceite • Las intercalaciones de lutitas así como las barreras, son inconvenientes para la inyección de gas externa

Tabla I.9 Características, ventajas y desventajas de la inyección de gas

En la Figura I.7 se aprecia un esquema de un desplazamiento de aceite con agua y otro desplazamiento de aceite con gas

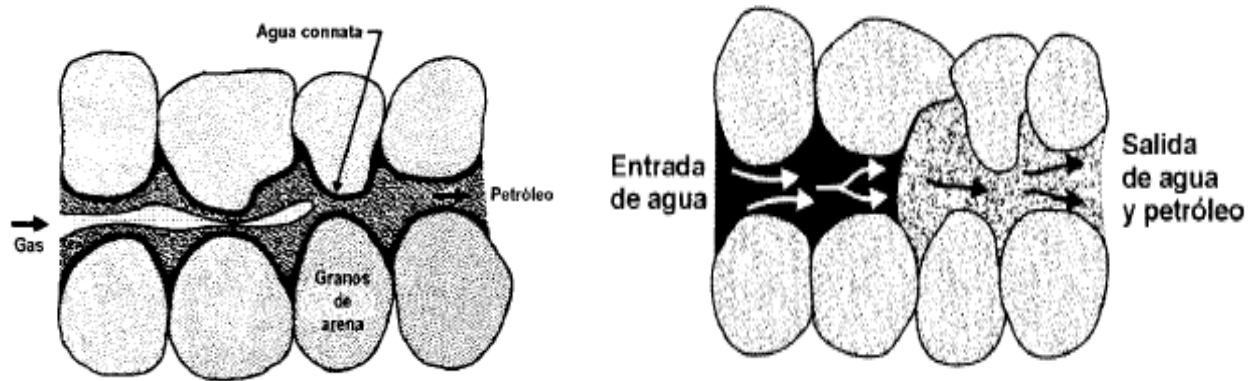


Figura I.7 Comparación de inyección de agua y gas en un canal de flujo

Criterios de Escrutinio de Recuperación Mejorada ^[7]

La producción de aceite de proyectos EOR continúa suministrando un porcentaje cada vez mayor de petróleo del mundo. Aproximadamente el 3% de la producción mundial proviene ahora de EOR. Debido a que la producción convencional va cada vez más en disminución es importante para el ingeniero petrolero elegir el mejor método de recuperación.

La elección de fluidos desplazantes se ha ampliado considerablemente, pero los ingenieros de petróleo aún deben elegir un fluido de inyección y un proceso global para tratar de recuperar la máxima cantidad de aceite del yacimiento. Estos criterios presentados son basados en resultados de campo e información de laboratorio. Con información de las características del yacimiento (presión, temperatura, porosidad, permeabilidad, espesor), del aceite (viscosidad, gravedad, composición) y de proyectos exitosos que se han tenido se puede tener una buena decisión para elegir el tipo de método EOR a utilizar para el desplazamiento de aceite.

Las condiciones de yacimiento e inyección deben ser elegidas para optimizar los mecanismos de desplazamiento siempre que sea posible (por ejemplo, utilizar una presión lo suficientemente alta para alcanzar miscibilidad en inundaciones de disolvente y buscar yacimientos someros para reducir las pérdidas de calor en pozo por inyección de vapor).

Los criterios para la selección de cada método están presentes en la Tabla I.10:

Método	Propiedades del Aceite			Características del yacimiento					
	°API	Viscosidad (cp)	Composición	Saturación de aceite (%)	Tipo de formación	Espesor neto (ft)	Perm. promedio (md)	Prof. (ft)	T (°F)
Métodos de inyección de Gas (Miscible)									
Nitrógeno y gas de combustión	>35 [↗] <u>48</u> [↗]	<0.4 [↘] <u>0.2</u> [↘]	Alto porcentaje de C1 a C7	>40 [↗] <u>75</u> [↗]	Arenisca o carbonato	Delgado a menos que tenga echado	NC	>6000	NC
Hidrocarburo	> 23 [↗] <u>41</u> [↗]	<3 [↘] <u>0.5</u> [↘]	Alto porcentaje de C2 a C7	>30 [↗] <u>80</u> [↗]	Arenisca o carbonato	Delgado a menos que tenga echado	NC	>4000	NC
CO2	>22 [↗] <u>36</u> [↗]	<10 [↘] <u>1.5</u> [↘]	Alto porcentaje de C5 a C12	>20 [↗] <u>55</u> [↗]	Arenisca o carbonato	Amplio rango	NC	>2500	NC
Gases Inmiscibles	>12	<600	NC	>35 [↗] <u>70</u> [↗]	NC	NC si existe echado y/o buena permeabilidad vertical	NC	>1800	NC
Inyección de Agua (mejorada)									
Inyección de Miscelar/ Polímero, ASP y Álcali	>20 [↗] <u>35</u> [↗]	<35 [↘] <u>13</u> [↘]	Ligero, intermedio, algunos ácidos orgánicos para inyección de álcali	>35 [↗] <u>53</u> [↗]	De preferencia arenisca	NC	>10 [↗] <u>450</u> [↗]	<9000 [↘] 3250	<200 [↘] <u>80</u>
Inyección de Polímero	>15	<150 ^{>} 10	NC	>50 [↗] <u>80</u> [↗]	De preferencia arenisca	NC	>10 [↗] <u>800</u> [↗]	<9000	<200 [↘] <u>140</u>
Térmico Mecánico									
Combustión	>10 [↗] <u>6</u> ^{→?}	<5000 [↓] <u>1200</u>	Algunos componentes asfálticos	>50 [↗] <u>72</u> [↗]	Arena/ arenisca	>10	>50°	<11500 [↘] <u>3500</u>	>100 [↗] <u>135</u>
Vapor	>8 a <u>13.5</u> ^{→?}	<200,000 ↓ <u>4700</u>	NC	>40 [↗] <u>66</u> [↗]	Arena/ arenisca	>20	>200 [↗] 2540 [↗]	<4500 [↘] <u>1500</u>	NC
Extracción superficial	7 a 11	Cero flujo en frío	NC	>8%wt arena	Arena bituminosa	>10°	NC	>3:1 relación de sobrecarga/ arena	NC

NC = No Crítico

Los valores subrayados representan el valor promedio para los proyectos de campo actuales

b: >3 md para algunos yacimientos de carbonatos si solo se quiere barrer el sistema de fracturas

c: Transmisibilidad > 20 md-ft/cp

d: Transmisibilidad > 50 md-ft/cp

e: Ver profundidad

Tabla I.10 Resumen de los criterios de Selección para los métodos de Recuperación Mejorada

En 1997, Taber y colaboradores presentaron una revisión de los criterios de escrutinio en este caso solo se mencionara el criterio para la inyección de CO₂ como se muestra en la Tala I.11 que es el tema del presente trabajo y en los criterios se presentan las siguientes características necesarias para el yacimiento y aceite encontrado en él, para que así se pueda tener una buena recuperación.

Guía Técnica de Escrutinio		
Recomendado Rango de Proyectos Actuales		
Aceite Crudo		
Densidad °API	>22	27 a 44
Viscosidad, cp	< 10	0.3 a 6
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos intermedios (especialmente C5 a C12)	
Yacimiento		
Saturación de Aceite %	>20	15 a 70
Tipo de Formación	Arenisca o carbonatos y relativamente finos	
Permeabilidad Promedio	No es crítica si los rangos de inyección son mantenidos lo suficiente	
Profundidad y Temperatura	Para el desplazamiento miscible, la profundidad debe ser suficientemente grande para permitir que las presiones de inyección sean mayores que la PMM, la cual aumenta con la temperatura y también para aceites pesados	
	Gravedad de Aceite °API	La profundidad debe ser mayor que (ft)
Inyección para CO ₂ miscible	>40	2,500
	32 – 39.9	2,800
	28 – 31.9	3,300
	22 – 27.9	4,000
	< 22	Fallas
inyección para CO ₂ inmisible (aceite de menor recuperación)	13 – 21.9 < 13	1,800 Todos los yacimientos de aceite fallan a alguna profundidad

Todos los yacimientos de aceite con gravedades mayores que 22 ° API pueden calificar para algunos desplazamientos inmiscibles a presiones inferiores a la PMM. La recuperación de aceite reducida será proporcional a la diferencia entre la PMM y la presión de inundación alcanzada.

Tabla I.11 Criterios de Escrutinio para la inyección de CO₂^[27]

En la Figura I.8 se observa un proceso de Recuperación Mejorada por medio de inyección de CO₂ miscible.

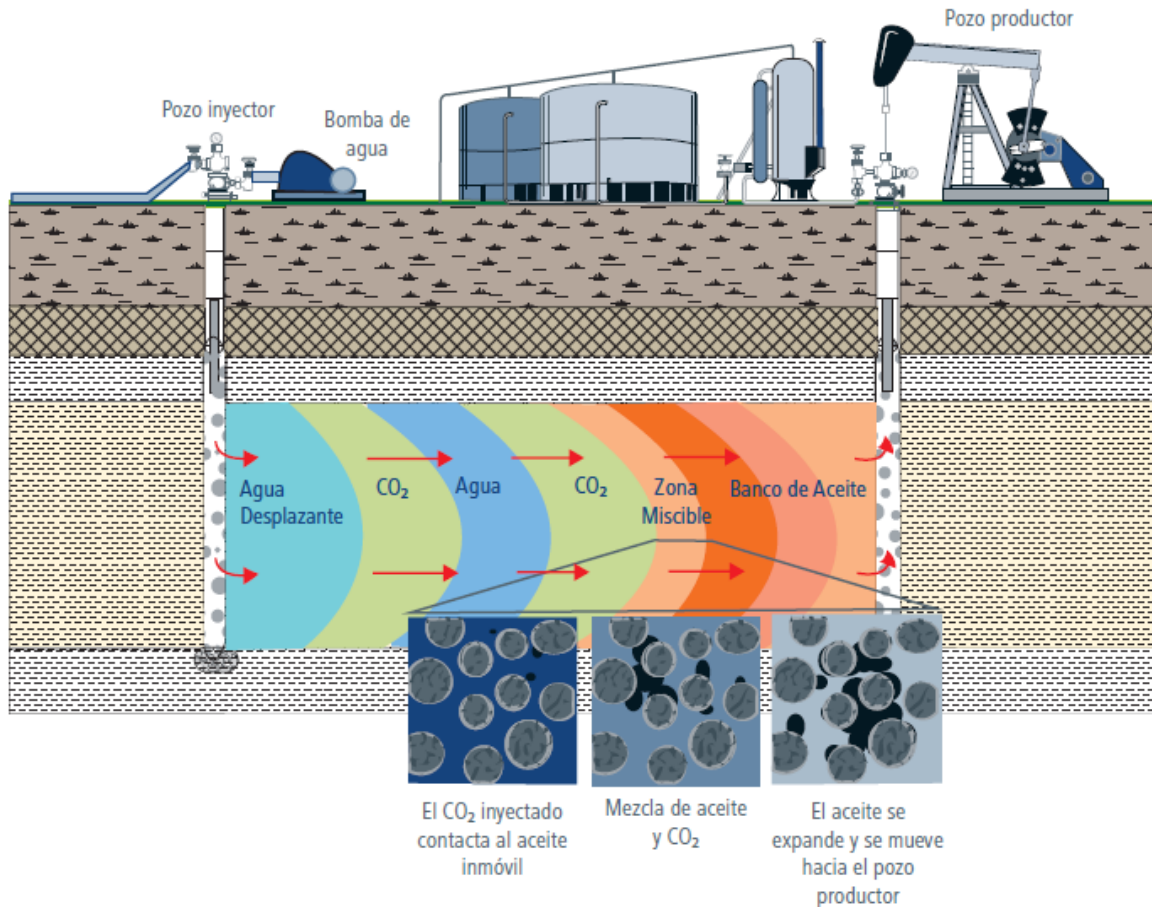


Figura I.8 Mecanismo de inyección de CO₂ miscible^[5]

Recuperación Mejorada^[1]

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía entre un 60 y 70% del crudo original en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria se limitó en 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 volvió económico inyectar tipo de fluido distinto a agua con el propósito de aumentar la recuperación final.

La recuperación mejorada se refiere a la recuperación de aceite obtenida al inyectar materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento o materiales que

comúnmente están en el yacimiento pero que son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento y disminuyendo la saturación residual de aceite que todavía tiene el yacimiento, estos métodos de recuperación permiten extraer volúmenes de aceite que normalmente no se podrían obtener económicamente por los métodos convencionales de recuperación (primaria y secundaria).

La producción de aceite de proyectos EOR continúa suministrando un porcentaje cada vez mayor de petróleo del mundo. Aproximadamente el 3% de la producción mundial proviene ahora de EOR.

Los procesos de recuperación mejorada se encuentran de forma esquemática en la Figura I.9.



Figura I.9 Clasificación de los métodos de EOR

Debido a que el tema tratado en este trabajo es sobre la inyección de un gas, en este apartado se describe de forma concreta las características de los procesos de inyección Recuperación Mejorada de inyección de gases, dentro de ellos se encuentra la inyección de nitrógeno, la inyección de gases hidrocarburos y la inyección de CO₂ que es el tema fundamental.

Procesos de inyección de gases

La inyección de gases pareciera que cada vez va en aumento en todo el mundo, sobre todo la inyección de CO₂. El objetivo principal de la inyección de gas es mantener la presión a cierto valor en el procesos de inyección de gas puede darse, tanto un desplazamiento miscible como un desplazamiento inmisible. En estos procesos se incluye la inyección de gas natural miscible o inmisible, la inyección de gases enriquecidos, la inyección de CO₂, la de nitrógeno y la inyección de gases de combustión (flue gas).

Inyección de gases inmiscibles^[8]

Dentro de los procesos de gases inmiscibles se encuentran la inyección de CO₂ inmisible, inyección con nitrógeno inmisible y gases de combustión.

El desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en el medio poroso puede ser de dos tipos como se muestra en la Figura I.11:

- ❖ Pistón sin fugas
- ❖ Pistón con fugas

Desplazamiento pistón sin fugas. Ocurre cuando el petróleo remanente en la zona invadida no tiene movilidad. En esta zona la saturación del fluido desplazante es máxima y la del petróleo es la residual. Cuando el fluido desplazante llega a los pozos productores, se dice que se ha presentado el surgimiento.

Desplazamiento pistón con fugas. En este caso el petróleo remanente tiene cierta movilidad y ocurre flujo de dos fases en la zona invadida donde la saturación de petróleo es mayor que la residual. Cuando el fluido desplazante llega a los pozos productores se siguen produciendo cantidades variables de petróleo.

La Figura I.10 muestra un esquema de la diferencia entre un desplazamiento de pistón sin fuga y uno con fuga.

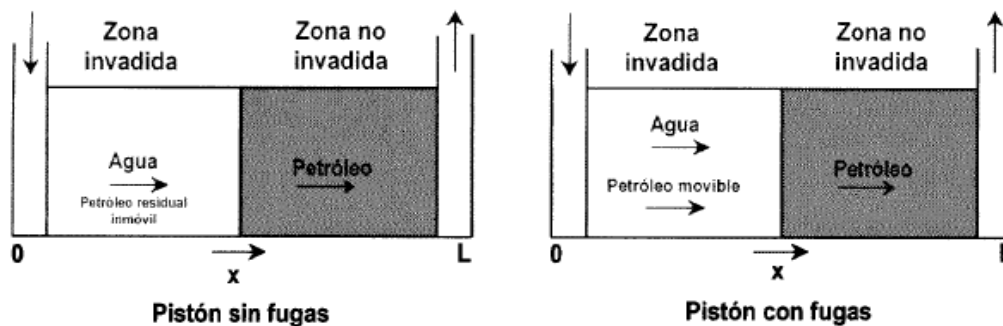


Figura I.10 Desplazamiento de dos fluidos inmiscibles

Los factores que afectan el desplazamiento inmisible son:

- ❖ Permeabilidad relativa
- ❖ Saturación de fluido
- ❖ Estructura geométrica de los poros
- ❖ Mojabilidad
- ❖ Tensión superficial

Inyección de gases miscibles

Este proceso consiste en inyectar un agente desplazante completamente miscible con el petróleo existente. Lo ideal es que el fluido desplazante y el fluido desplazado se mezclen en un espacio angosto y que se valla expandiendo conforme se mueve en el medio poroso, así se desplazara todo el aceite que está delante de él.

Hay dos variaciones en este proceso. Uno llamado **proceso miscible de primer contacto**, en el cual el fluido inyectado es directamente miscible con el aceite del yacimiento a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento y el otro, **proceso miscible de contacto múltiple**, aquí, el fluido no es miscible con el aceite de yacimiento al primer contacto. El proceso depende de la modificación de composición de la fase inyectada o la fase del aceite a través de múltiples contactos entre las fases en el yacimiento y transferencias masivas de los componentes entre ellos.

Los fluidos de desplazamiento miscible se consideran: disolventes de hidrocarburos, CO₂, gas de combustión y el nitrógeno. Uno de los procesos más empleado en el mundo en la actualidad es el proceso con inyección de CO₂.

La eficiencia de desplazamiento miscible depende de muchos factores tales como la tensión interfacial, capilaridad, relación de movilidad, inestabilidad de la viscosidad, eficiencia de barrido y eficiencia de desplazamiento, estos procesos tienen una tasa de recuperación estimada de 50 % a 60 %.

Para el desplazamiento por inyección de fluidos miscibles es conveniente el conocimiento de distintos puntos:

- ❖ Para lograr miscibilidad es suficiente inyectar un bache solvente de volumen limitado que puede ser desplazado por un fluido más barato.
- ❖ Bajo ciertas condiciones de presión, temperatura y composición de fase, varios fluidos pueden llegar a ser miscibles con el fluido del yacimiento.

(a) Inyección de dióxido de carbono

El método se lleva a cabo mediante la inyección de grandes cantidades de CO₂. Aunque el CO₂ no es miscible al primer contacto con el aceite, este extrae componentes ligeros hasta los intermedios del aceite y si la presión es lo suficientemente alta, desarrolla miscibilidad

para desplazar el aceite del yacimiento. Los mecanismos por los que para la recuperación de petróleo por medio de inyección de CO₂:

- 1) Hinchamiento del aceite
- 2) Reducción de viscosidad del aceite
- 3) Reducción de tensión interfacial entre la fase del aceite y del CO₂
- 4) Generación de miscibilidad cuando la presión es muy alta

La inyección de CO₂ es uno de los métodos con mayor éxito a nivel mundial y por consiguiente el método que en la actualidad sigue en aumento.

(b) Inyección de nitrógeno y gases de combustión

Aparte del aire comprimido, el nitrógeno y gases de combustión son los gases más baratos que pueden ser inyectados.

Cuando se inyecta N₂ en el yacimiento, este forma un frente miscible por vaporización de componentes livianos presentes en el crudo. Este gas, ahora enriquecido continua su movimiento desde los pozos inyectoros y así va contactando crudo fresco y vaporizando más componentes, lo cual lo enriquece a medida que avanza el frente. Como consecuencia, el primer frente de gas puede alcanzar tan alto grado de enriquecimiento que se convierte en solución o se hace miscible con el crudo de formación, en esta etapa la interface del crudo y el gas desaparece formándose una mezcla homogénea de ambos fluidos. Se requieren altas presiones para generar miscibilidad entre el petróleo del yacimiento y el nitrógeno, el factor de volumen de formación y la RGA decrecen al entrar en contacto con el nitrógeno.

Desafortunadamente tiene la más alta PMM, por lo que el desplazamiento miscible solo es posible en yacimientos profundos con aceites ligeros.

En la Tabla I.12 se presentan los métodos de Recuperación Mejorada de una forma resumida de modo que se muestra el porcentaje de recuperación alcanzado al implementar cada método y el efecto que causa en el mecanismo.^[9]

Subproceso	Tipo de Fluido	Efecto en mecanismo	% de recuperación alcanzado
Térmico	Vapor	<ul style="list-style-type: none"> • Reduce la viscosidad • Vaporiza ligeros 	5 – 40
	Combustión	<ul style="list-style-type: none"> • Reduce viscosidad • Vaporiza ligeros 	10 – 15
	Agua caliente	Reduce viscosidad	5 - 10
Solvente	Hidrocarburo miscible	Desarrolla miscibilidad	5 – 10
	CO2 miscible	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrolla miscibilidad • Hinchamiento de aceite 	5 – 10
	CO2 inmisible	Mejora movilidad, disuelve gas	5 – 15
	N2	Mejora movilidad, disuelve gas	5 – 15
	Aire	Mejora movilidad, disuelve gas	5 – 15
	Gas de combustión	Mejora movilidad, disuelve gas	5 – 15
Químico	Polímero	Mejora movilidad	5
	Surfactante	<ul style="list-style-type: none"> • Mejora movilidad • Reduce tensión Interfacial 	15
	Álcalis	<ul style="list-style-type: none"> • Mejora mojabilidad • Reduce Tensión Interfacial • Altera mojabilidad 	5
Bacteriológico	Lípidos (biosurfactante)	<ul style="list-style-type: none"> • Reduce tensión interfacial • Obstruye el medio poroso • Producción In situ de CO2, alcoholes y ácidos 	7 – 30
	Polisacáridos (biopolímeros)	<ul style="list-style-type: none"> • Obstruye el medio poroso • Producción in situ de CO2, alcoholes y ácidos 	7 - 30

Tabla I.12 Procesos de Recuperación Mejorada

Existen métodos como los procesos químicos que por su costo han tenido proyectos exitosos como los métodos de inyección de gases, en la Figura I.11 se encuentran los proyectos con métodos EOR que actualmente siguen en vigencia en los E.U., donde se ve claramente como la inyección de gases va en aumento.

Se tiene referencia que hubo una reducción significativa de proyectores EOR a nivel mundial y solo los procesos que eran más rentables fueron los que sobrevivieron, dentro de ellos se mencionan los procesos térmicos y la inyección de gases tanto de CO2 como Nitrógeno.

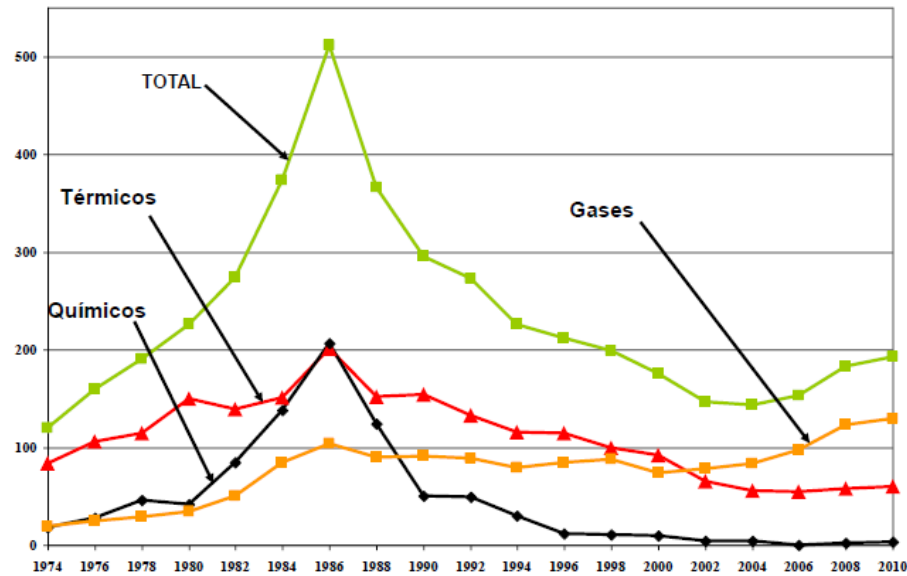


Figura I.11 Métodos de Recuperación Mejorada actualmente utilizados en E.U.^[10]

I.4 Caso de estudio

Ubicación Geográfica

Los campos que integran el Activo AIPRA operan desde 1904, con el descubrimiento del primer pozo productor La Pez 1 en el campo Ébano.

El Activo Integral Poza Rica-Altamira se encuentra al Noreste de la República Mexicana y abarca parte de las regiones noreste y oriente del golfo de México, se encuentra integrado por parte de los territorios de los estados de Tamaulipas, San Luis Potosí, Nuevo León, Hidalgo, Querétaro, Puebla y Veracruz, en la Figura I.12 se muestra la zona geográfica de la ubicación de los proyectos de AIPRA.^[11]

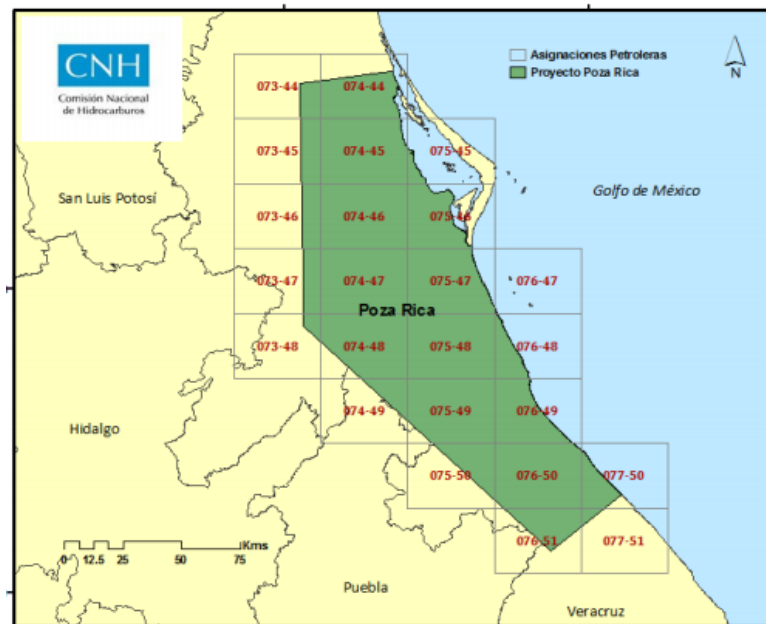


Figura I.12 Ubicación Geográfica

Características del Campo Tres Hermanos

Para la realización de este trabajo fue necesario recopilar información del campo de estudio en este caso Campo Tres Hermanos, desde la fecha en que fue descubierto así como las características de los fluidos contenidos, en la Tabla I.13 se presenta esta información que pudo ser recopilada.

Campo Tres Hermanos	
Edad	Cretácico medio
Formación	Tamabra
Año Descubrimiento	1959
Area del campo	42/24.10 [km2]
# Pozos/Activos	42
Yacimiento	Bajo saturado
Mecanismo Empuje	Gas solución
Porosidad	15 %
K	2 -20 [mD]
Swi	16 %
Espesor Bruto	33 [m]
Espesor Neto	32.92 [m]
Prof. Promedio	1,950-2,026 [m]
Aceite	Negro
°API	27
RGA	758 [m3/m3]
Rsi	314 [m3/m3]
Pi	3086.46 [psi]
P actual	2161.94 [psi]
Temperatura	93 [°C]
Acuífero	parc. Activo
Rec. Secundaria	NA
Qo actual campo	1,878 MB
Factor Recuperación Aceite	33.7 %
Factor Recuperación Gas	40.5 %
Declinación anual	8.39 %
Np	131.27 – 137 MMB
Gp	255.76 – 280 MMMPC
Vol. Original Aceite	423.2 MMB
Vol. Original Gas	747.2 MMMPC
Res. Recuperable Aceite	147 MMB
Res. Recuperable Gas	312 MMMPC
Res. Remanente 2P Aceite	9.4/10.49 MMB
Res. Remanente 2P Gas	26.62/32 MMMPC
Res. Remanente 3P Aceite	9.4 MMB
Res. Remanente 3P Gas	32 MMMPC
Boi	1.449
Reserva Original OIL	150.8 MMB
Reserva Original GAS	339.9 MMMPC

Tabla I.13 Características generales del campo Tres Hermanos ^[12]

Situación actual del Campo

En la actualidad en el campo Tres Hermanos y en general en los campos del AIPRA no se cuenta con un aprovechamiento del gas asociado debido a la falta de infraestructura.

El Campo Tres Hermanos (en específico para este trabajo) cuentan con una alta producción de gas con alto contenido de CO₂ y PEMEX tiene el compromiso de mejorar la calidad del ambiente y para poder llevar a cabo este objetivo se está buscando la forma de evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos aprovechándolo en la reinyección en pozos para así lograr la reducción de

quemado de gas y aumentar el factor de recuperación en el Campo Tres Hermanos. En la Tabla I.14 se muestra la cantidad de gas sujeto a quemado del 3 al 20 de noviembre del 2010.

<i>Vol. de gas quemado (MMpcd)</i>	<i>Ene</i>	<i>Feb</i>	<i>Mar</i>	<i>Abr</i>	<i>May</i>	<i>Jun</i>	<i>Jul</i>	<i>Ago</i>	<i>Sep</i>	<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>Dic</i>	<i>Prom.</i>
TOTAL	17.8	17.8	16.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	61.6	17.4	20.9

Tabla I.14 Cantidad de gas extraído sujeto a quemado^[13]

Análisis PVT de pozos Campo Tres Hermanos

Las pruebas de laboratorio son básicas y fundamentales para poder conocer las propiedades de la formación productora, las propiedades de los fluidos contenidos en ella y la distribución en la que estos se encuentran y para ello que mejor que contar con los análisis PVT de 2 de los pozos del Campo Tres Hermanos, el pozo No. 131 y pozo No.154, mostrados en la Tabla I.15, con estos dos análisis se pudo hacer la comparación y la realización del gas sintético al igual el del aceite reconstituido

	Análisis PVT Pozo No. 131	Análisis PVT Pozo No. 154
Tipo de Aceite	Aceite saturado	
Profundidad de muestreo	1924 mBMR	1928 mBMR
Profundidad media de los disparos	1973.5 mBMR	1965.5 mBMR
P_{fw}	3039.37 [psi]	3035.25 [psi]
P a la profundidad media de los disparos	3072.23 [psi]	3086.45 [psi]
P a la profundidad de muestreo	3029.56 [psi]	3001.15 [psi]
P_b	2874.52 [psi]	
Temperatura	92 °C	92 °C
RGA	152.5[mg ³ @c.s./mo ³ @ c.s.]	
ACEITE SATURADO		
P_b	2874.52[psi]	2900.12 [psi]
Volumen específico a P_s	1.2623 [cm ³ /gr]	1.2659 [cm ³ /gr]
Viscosidad a P_s	0.9175[cp]	0.8713[cp]
Densidad a P_s	0.7922[gr/cm ³]	0.7899[gr/cm ³]
Bo @P_s	1.4244[m ³ /m ³]	1.4486[m ³ /m ³]
RGA @ P_s	152.46[m ³ /m ³]	154.45[m ³ /m ³]
ACEITE RESIDUAL		
Viscosidad @ T_y	4.5173 [cp]	4.0874 [cp]
Bt	1.4244 (V/V _s)	1.4486 (V/V _s)

Tabla I.15 Resultados de análisis PVT de pozos No.131 y 154

El análisis consistió en efectuar pruebas de separación flash y separación diferencial a temperatura de 92 °C:

La Separación flash para los pozos se realizó desde la presión de 4259.87 hasta 789.39 [psi] para pozo No. 131 y de 3619.82 hasta 779.43 [psi] para el pozo No. 154

En la separación diferencial se pudo obtener el factor de volumen de la fase líquida, relación gas disuelto-aceite, densidad y viscosidad del aceite saturado, factor de volumen y densidad de la fase gaseosa. La historia de producción del campo revela la existencia de casquete de gas, el aceite que se atrapó en condiciones ligeramente distintas a las que prevalecen en el yacimiento.

En el análisis químico del gas se muestra una elevada proporción de CO₂ (61.12 % mol).

Capítulo II Teoría

Para comprender el alcance de la inyección de gas (como método miscible) es indispensable entender la naturaleza de algunos de los fenómenos involucrados en este proceso que dan paso para poder obtener un factor de recuperación adicional. Tipos de fenómenos como que a su vez influyen dentro de la inyección de CO₂:

- ❖ Comportamiento de fase de aceite
- ❖ Coeficiente de difusión
- ❖ Presión Mínima de Miscibilidad
- ❖ Hinchamiento
- ❖ Precipitación de asfáltenos

II.1 Pruebas PVT^[14]

Las pruebas PVT consisten en una serie de procedimientos de análisis de laboratorio, diseñados para proveer valores de las propiedades físicas requeridas para cálculos de Balance de Materia entre otros.

Los estudios realizados a partir de estas pruebas son acerca de las propiedades del aceite y del gas, tales como:

- ❖ Presión en el punto de burbuja
- ❖ Factor de volumen del aceite
- ❖ Factor de solución gas-aceite
- ❖ Coeficiente de compresibilidad isotérmica del gas
- ❖ Viscosidad de aceite y del gas

Realizando experimentos a otras temperaturas diferentes que las que se ocuparon para determinar las propiedades anteriores se pueden obtener los diagramas de fase para cada tipo de yacimiento.

A continuación se describen algunas de las propiedades realizadas en un análisis PVT

Factor de volumen del aceite (Bo).

El factor de volumen del aceite se define como el volumen de aceite del yacimiento requerido para producir un metro cubico de aceite en el tanque de almacenamiento. El aceite del yacimiento incluye su gas disuelto.

$$B_o = \frac{\text{volumen de aceite y gas disuelto @ c. y.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{\text{volumen de aceite @ c. s.}}$$

La relación del factor de volumen de formación del aceite para la presión de yacimiento se muestra en la Figura II.1. Mientras nos encontramos en la región monofásica, el valor de B_o aumenta debido a que el petróleo se va expandiendo a medida que reducimos la presión. Al llegar a la P_b este parámetro disminuye porque ahora el aceite va a ir perdiendo el gas disuelto que se libera

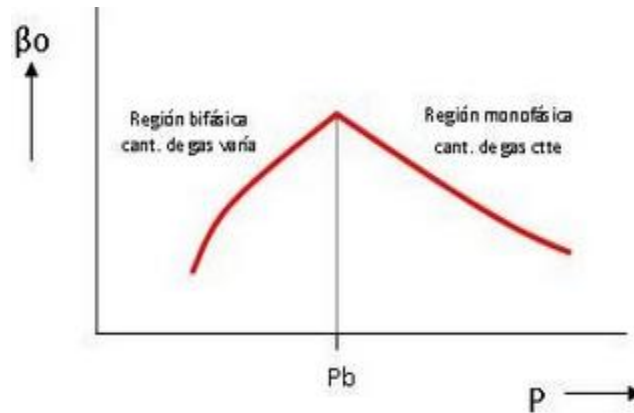


Figura II.1 Comportamiento de Factor de volumen del aceite

Factor de volumen del gas (B_g)

El factor de volumen del gas, es definido como el volumen de gas medido a condiciones de yacimiento entre el volumen de ese mismo gas pero medido a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{\text{volumen de gas @ c. y.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{\text{volumen de gas @ c. s.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}$$

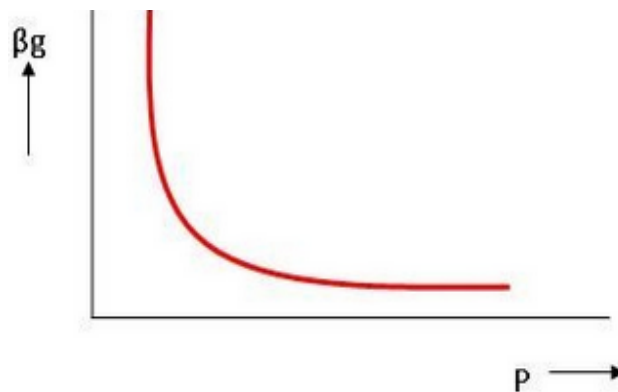


Figura II.2 Comportamiento de Factor del volumen del gas (B_g)

Factor de volumen total (Bt)

El factor de volumen total o la fase mixta, se refiere al volumen de aceite en el yacimiento con su gas disuelto más el volumen de gas liberado entre el volumen de aceite en la superficie. Solo para yacimientos de aceite y gas disuelto liberado. En la gráfica II.3 se muestra como tanto antes como después de la P_b Bt va aumentando, esto es debido a la expansión del gas y del aceite.

$$B_t = \frac{\text{volumen total ocupado por los fluidos @ c. y.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{\text{volumen de aceite @ c. s.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}$$

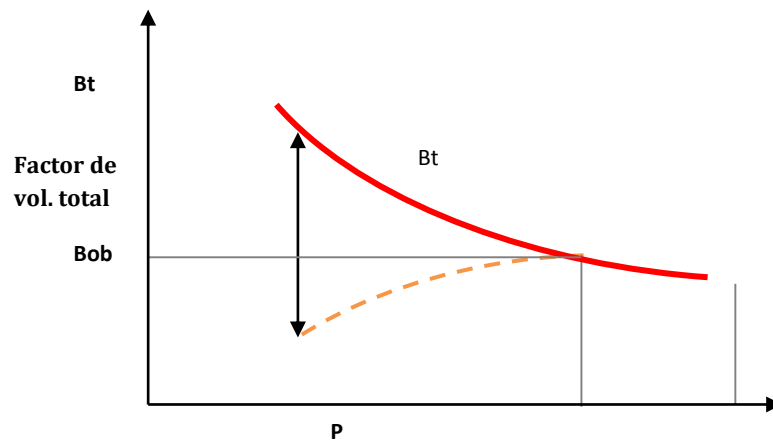


Figura II.3. Comportamiento de Factor de volumen total (Bt)

Relación gas disuelto en el aceite (Rs)

La relación gas disuelto en el aceite o relación de solubilidad, R_s es definida como el volumen de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura en el yacimiento por cada unidad de volumen de aceite, medido ambos volúmenes a condiciones base. Desde una presión inicial $P > P_b$, hasta la presión de burbuja, la Figura II.4 presenta un comportamiento lineal constante, porque todo el gas posible está disuelto en el líquido; al alcanzar la P_b se libera la primera burbuja de gas y progresivamente se continúa liberando gas, es decir que la cantidad de gas disuelto disminuye y también R_s .

$$R_s = \frac{\text{volumen de gas @ c. s. dsuelto en el aceite @ c. y.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{\text{volumen de aceite @ c. s.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}$$

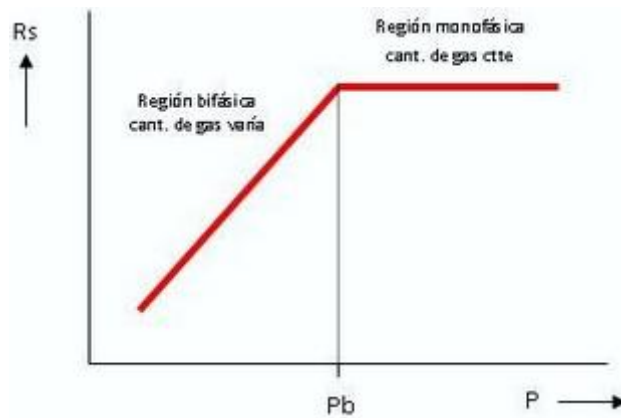


Figura II.4 Relación gas-aceite en solución (R_s)

Relación gas-aceite (RGA)

La relación gas-aceite, son los metros cúbicos de gas producidos (el cual considera gas disuelto y gas libre en el yacimiento) por cada metro cúbico de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar. Las condiciones de separación como presión, temperatura y número de etapas, afectan el valor de dicha relación.

$$RGA = \frac{\text{volumen de gas producido @ c. s.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{\text{volumen de aceite @ c. s.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}$$

Viscosidad (μ)

Se llama viscosidad a la resistencia de un fluido al esfuerzo cortante. La viscosidad depende de la presión y temperatura. Al aumentar la temperatura a presión constante, la viscosidad de un líquido disminuye, mientras que la viscosidad de un gas aumenta. La variación de la viscosidad es más fuerte con la temperatura.

Lohrenz y Coles^[15] presentaron un método para determinar las viscosidades de mezclas de hidrocarburos en fase líquida y gaseosa. Para poder utilizar esta correlación se necesita conocer la composición de la mezcla, las propiedades del pseudo componente y las condiciones de presión y temperatura.

$$\mu = \mu^* + \frac{\left[(0.1023 + \sum_{i=1}^4 a_i \rho_r^i)^4 - 0.0001 \right]}{\varepsilon}$$

Donde:

$$\mu^* = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i \mu_i^* (M_i)^{1/2})}{\sum_{i=1}^n X_i (M_i)^{1/2}}$$

$$\varepsilon = \frac{(\sum_{i=1}^n X_i T_{ci})^{\frac{1}{6}}}{(\sum_{i=1}^n X_i M_i)^{\frac{1}{2}} (\sum_{i=1}^n X_i P_{ci})^{\frac{2}{3}}}$$

Con:

n = número de componentes de la mezcla

μ = viscosidad de la mezcla a P y T , cps

μ^* = viscosidad de la mezcla a 1 atm y T , cps

ρ_r = densidad molar reducida de la mezcla

ξ = parámetro de correlación

X_i = fracción molar del componente en la mezcla

μ_i = viscosidad del componente i , cps

M_i = peso molecular del componente i

T_{ci} y P_{ci} = temperatura presión crítica del componente en la mezcla, °K y atm

$a_1 = 0.023364$

$a_2 = 0.0585233$

$a_3 = 0.040758$

$a_4 = 0.00933$

II.2 Comportamiento de fases^[14]

Los fluidos que se encuentran dentro del yacimiento gas-aceite sufren un cambio de fases tanto dentro del yacimiento como en la trayectoria de su extracción debido a la caída de presión del sistema y estos cambios de la mezcla se pueden describir por medio de un diagrama de fases para indicar las condiciones de presión y temperatura de cada situación del fluido como se muestra en la Figura II.5.

La clasificación de los yacimientos se da por su presión y temperatura iniciales

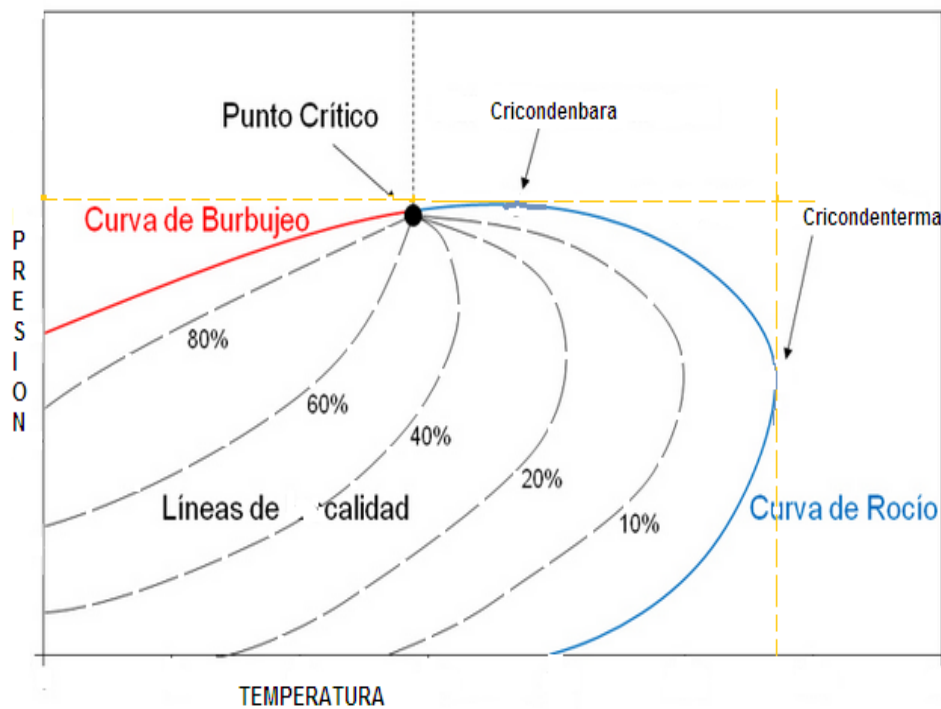


Figura II.5 Diagrama de fases de mezclas de Hidrocarburos

Dependiendo del tipo de fluido que se tenga en el yacimiento se van a tener los diferentes tipos de diagrama de fases y aquí se analizan los 5 tipos de yacimientos.

Aceite Negro

Los aceites negros son caracterizados por tener unos rangos de producción inicial de 2000 ft³/STB o más. La relación gas-aceite aumentará durante la producción cuando la presión de yacimiento cae por debajo de la presión de burbuja del aceite. El aceite es muy oscuro, indicando la presencia de hidrocarburos pesados. Todo el gas original se encuentra disuelto en el aceite.

Aceite Volátil

Un aceite volátil puede convertirse a lo mucho en 50% de gas en el yacimiento a solo unas 100 psi por debajo de la presión de burbuja. La relación gas-aceite de producción aumenta a medida que avanza la producción y la presión de yacimiento cae por debajo de la presión de burbuja del aceite. Cuando la concentración de heptano es mayor que 12.5% mol, el fluido de yacimiento es casi siempre líquido. Cuando la concentración de heptano es menor que 12.5 % mol el fluido de yacimiento es casi siempre gas.

Gas condensado

Inicialmente, el yacimiento de Gas Condensado es totalmente gas en el yacimiento, como la presión de yacimiento decrece el gas presenta un punto de rocío, se condensa líquido del gas para formar un líquido libre en el yacimiento, este líquido no fluye normalmente. La relación de producción de gas-aceite está por encima de 50,000 scf/STB, la cantidad de líquido retrogrado en el yacimiento es muy pequeña y el fluido de yacimiento ser tratado como si fuera gas húmedo. La relación de producción de gas-aceite para un gas retrogrado aumentara después de que comience la producción, cuando la presión de yacimiento cae por debajo de la presión del punto de rocío del gas.

Gas Húmedo

Los gases húmedos tienen muy altas relación gas-aceite. Un gas que produce más que 50,000 scf/STB puede ser tratado como si fuera gas húmedo.

Gas Seco

La mezcla de hidrocarburos se mantiene en fase gaseosa dentro del yacimiento, en este tipo de yacimiento no se observa condensación retrograda debido a que siempre se está fuera de la curva de rocío. El gas seco no contiene suficientes moléculas pesadas para formar hidrocarburo líquido en la superficie.

Para poder simplificar y visualizar las características de cada una de las fases del aceite y su composición se presenta la Figura II.6 para cada tipo de yacimiento.

	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	$T_y < T_c$	$T_y < T_c$	$T_c < T_y < \text{cricondenterma}$	$T_y > \text{cricondenterma}$	$T_y >> \text{Cricondenterma}$
Punto Crítico	Pc a la der. de 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 $P > P_b @ T_y$. Bajo saturado (1 fase) Si $P < P_b @ T_y$. Saturado (2 fases)	Si $P > P_b @ T_y$. Bajo saturado (1 fase) Si $P < P_b @ T_y$. Saturado (2 fases)	Si $P > P_r @ T_y$. Saturado (1 fase) Si $P < P_r @ T_y$. Saturado (2 fases)	Py nunca entra a la región de 2 fases, en yac. siempre está en estado gaseoso	Py nunca entra a la región de 2 fases, en yac. siempre está en estado gaseoso
Curvas de Calidad	Muy pegada a la línea de puntos de rocío	Mas separadas de la línea de puntos de rocío	Tienden pegarse a la línea de puntos de burbuja	Mas pegadas a la línea de puntos de burbuja	Casi pegadas a la línea de puntos de burbuja
Singularidades			Fenómenos retrógrados		
Producción en superficie	Dentro de región de 2 fases	Dentro de región de fases	Dentro de región de 2 fases	Dentro de región de 2 fases	Región de gas
Composición de mezcla original	(C7+) > 30.5%	(C7+) de 11.0 - 30.5%	(C7+) < 11.0%	Pequeñas cantidades de intermedios	Casi puros componentes ligeros
RGA (m3/m3)	< 200	200 - 1,000	500 - 1,500	10,000 - 20,000	>20,000
Densidad liquido (API)	< 35	35 - 45	41 - 57		
Color liquido	Obscuro	Ligeramente obscuro	Ligeramente coloreado		
Bo	< 2 Res bbl	>2.0 res. bbl			

Figura II.6 Clasificación de yacimientos de acuerdo al tipo de fluido contenido

II.3 Coeficiente de difusión^[16]

La difusión molecular juega un rol importante en la inundación de gas miscible. Un proceso eficaz de la difusión molecular entre el gas inyectado y el aceite promueve la mezcla de gas- aceite y evita la digitación viscosa, lo que mejora la eficiencia de barrido para mejorar la recuperación de petróleo. En la actualidad el coeficiente de difusión molecular se obtiene por medio de mediciones experimentales con un gran número de métodos para determinar los coeficientes de difusión de la fase gas-líquido.

Un modelo matemático fue desarrollado para describir los procesos de difusión mutua. En la Figura II.7 se muestra una celda PVT que contiene un volumen constante de petróleo y gas en estado de no equilibrio, las concentraciones de los componentes son conocidas. Cuando se produce la difusión, la presión del sistema, el volumen y la composición de cada fase cambiará con el tiempo hasta que el sistema alcanza el equilibrio.

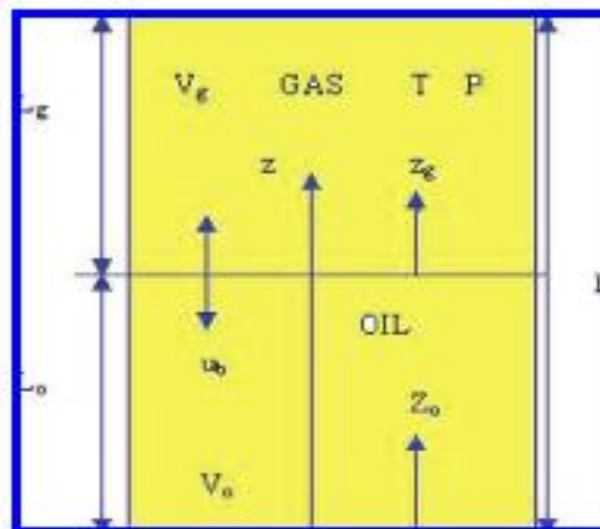


Figura II.7 Celda PVT diseñada para determinar el Coeficiente de Difusión

Si existe orden de concentración de los componentes, se producirá la difusión entre la fase gaseosa y la fase líquida.

Los modelos establecidos con las condiciones límite específicas son las siguientes:

Fase aceite:

$$\frac{\partial C_{oi}}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z_o} \left[D_{oi} \frac{\partial C_{oi}}{\partial z_o} \right]$$

$$C_{oi}(z_o, 0) = C_{oi}^1(z_o)$$

$$C_{oi}(L_o, t) = C_{obi}$$

Fase gas:

$$\frac{\partial C_{gi}}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z_g} \left[D_{gi} \frac{\partial C_{gi}}{\partial z_g} \right]$$

$$C_{gi}(z_g, 0) = C_{gi}^1(z_g)$$

$$C_{gi}(o, t) = C_{gbi}$$

$$\frac{\partial C_{gi}(L_g, t)}{\partial z_g} = 0$$

En donde:

- ❖ C_{oi} y C_{gi} son las concentraciones molares de i-componente de la fase aceite y la fase gas, respectivamente en k mol/m³.
- ❖ C_{obi} y C_{gbi} son las concentraciones molares de los i-componentes de la fase aceite y la fase gas para la interface gas-aceite en kmol/m³.

Estas ecuaciones definen la difusión mutua entre los diferentes componentes.

Los coeficientes de difusión efectivos de los componentes individuales afectan al tiempo necesario para alcanzar el equilibrio en el sistema entero. Se deben utilizar ecuaciones empíricas para determinar el coeficiente de difusión de los i-componentes de las dos fases.

De acuerdo a un experimento que fue realizado y mencionado en el artículo de Ping Guo, 2009, se realizaron tres pruebas de aceite crudo con alto contenido de CO₂, CH₄, N₂, donde todos los coeficientes de difusión molecular fueron medidos usando un analizador de comportamiento de fase DBR bajo 20 MPa y 60 ° C, las tres a las mismas condiciones.

Cuando el sistema gas-aceite se equilibraron se pudo registrar la presión del sistema, el nivel de aceite y el tiempo, la presión alcanzada fue de 1/145 MPa en 30 min.

Al final de cada ensayo, se analizó la composición de la fase gaseosa y aceite mediante un cromatógrafo de gases y aceite. Las muestras de aceite fueron tomadas por medio del método de separación flash.

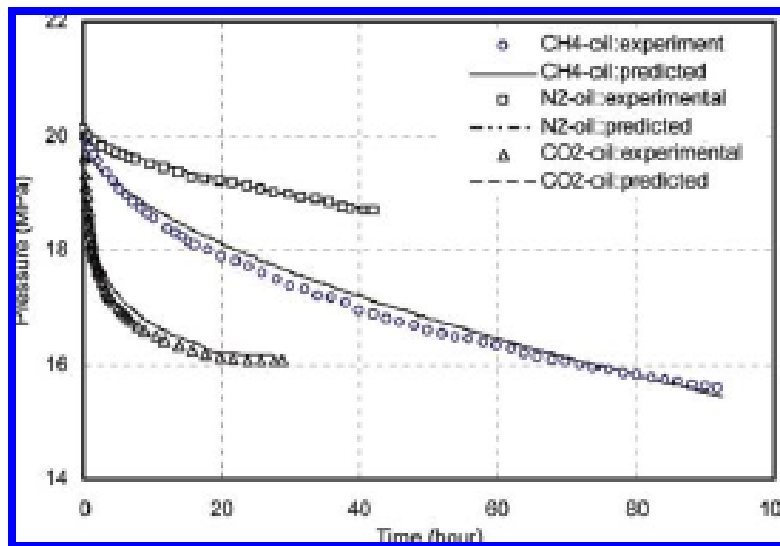
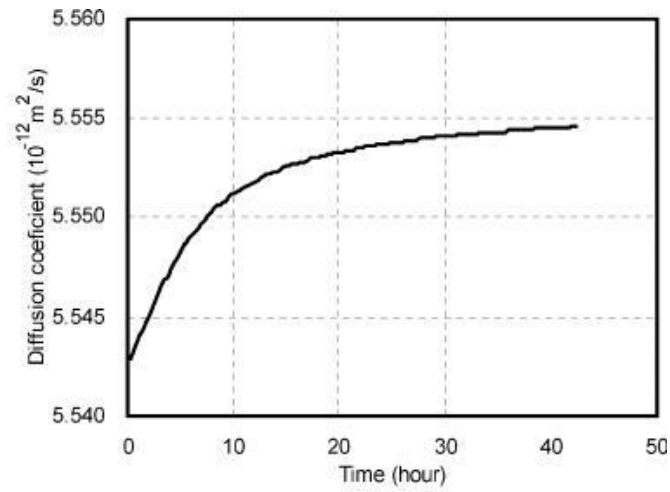


Figura II.8 Resultados de las pruebas realizadas a los distintos sistemas

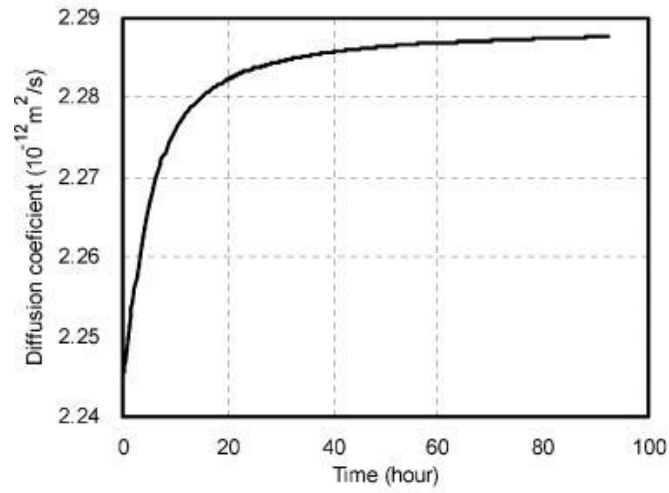
En la Figura II.8 la presión del sistema se redujo gradualmente con el tiempo debido a la difusión de las moléculas gaseosas en la fase de aceite. La difusión de CO₂ en la fase de aceite es el más rápido, mientras que la velocidad de difusión N₂ es el más lento.

El CO₂ tiene una velocidad de difusión alta, fuerte poder de disolución y la extracción de componentes pesados.

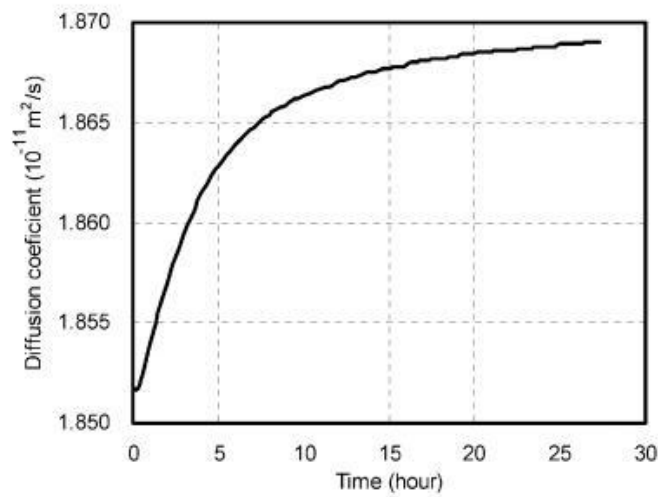
Los coeficientes de difusión fueron obtenidos por el uso de las ecuaciones mencionada en un principio, para coincidir con los perfiles de presión medidos. Los coeficientes de difusión determinados en las tres pruebas de difusión se muestran en la Figura II.9.



(a) N₂-rich gas



(b) CH₄-rich gas



(c) CO₂-rich gas

Figura II.9 Coeficiente de difusión de cada uno de los gases a los que se les realizó la prueba

Se puede ver claramente que, para los tres gases típicos, los coeficientes de difusión no se detienen hasta el final de todo el proceso de difusión, donde la presión del sistema se vuelve estable.

El tiempo de equilibrio para el sistema CO₂-aceite es menor que para los sistemas de N₂-aceite y CH₄-aceite, y el rango de difusión de CO₂ en la fase aceite también es más alta que en los otros gases. La presencia de los componentes pesados aumentará la interacción molecular y disminuyen la solubilidad del gas de inyección.

Los coeficientes de difusión dependen no sólo los gases, sino también los sistemas de difusión. La Figura II.9 muestra que los coeficientes de difusión aumentan a medida que el contenido de gas de la difusión aumenta en la fase de aceite.

II.4 Presión mínima de miscibilidad

Si suponemos que la densidad de aceite es constante, la definición de la eficiencia de desplazamiento para el aceite se convierte en:

$$E_D = \frac{\text{Cantidad de aceite desplazado}}{\text{Cantidad de aceite contactado por agente de desplazamiento}}$$

E_D está delimitada entre 0 y 1. La velocidad a la que E_D se aproxima a 1 se ve fuertemente afectada por las condiciones iniciales, el agente de desplazamiento, y la cantidad de agente de desplazamiento. Las propiedades del fluido, la roca y el sistema roca fluido también afectan la E_D .

Si el desplazamiento es tal que el agente de desplazamiento podrá contactar todo el aceite inicial presente en el medio, la eficiencia de barrido volumétrica podrá ser la unidad y E_D se convertirá en la eficiencia de recuperación E_R .

Esta E_D también depende del volumen de poro inyectado (V_{pi}), el gasto de inyección (q_i) y de la presión de inyección (p_i) como se ve en la Figura II.10, y se puede interpretar en un eficiencia buena y un eficiencia mala, todo depende si a la presión de inyección se llega a la Presión Mínima de Miscibilidad, cuando se logra llegar a esa PMM se dice que se logró una E_D del 100%.

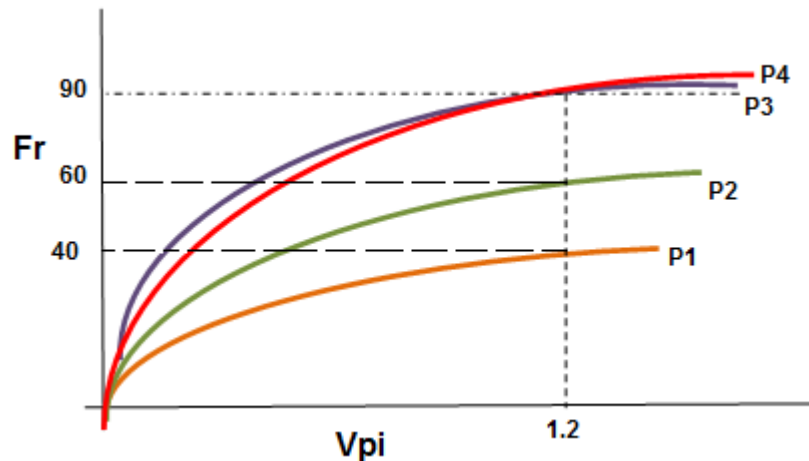


Figura II.10 Se inyecta un determinado volumen de poro a distintas presiones y a su vez se obtiene un factor de recuperación, pero al inyectar 1.2 volumen con una p_4 se obtiene $fr = 90\%$, esto quiere decir que se logra llegar a la Presión Mínima de Miscibilidad, teniendo una $E_D > 90\%$ y se puede decir que la eficiencia es buena pero por debajo de p_4 se tiene una eficiencia mala.

La ecuación $E_D = 1 - \frac{S_2}{S_v}$ dice que E_D es proporcional al promedio de la saturación de aceite en el medio.

Métodos para determinar la PMM

Existen distintos métodos para poder determinar la PMM, que se clasifican en mediciones experimentales, correlaciones o simulaciones, en este caso solo se describirá los métodos experimentales y las distintas correlaciones existentes.

Métodos de laboratorio

De acuerdo con Rathmell et al. y Latil la mejor forma de determinar la Presión Mínima de Miscibilidad es por medio de los métodos experimentales y para ello existen 2 métodos:

- Tubo delgado
- Burbuja ascendente

Prueba de tubo delgado

Las pruebas con tubo delgado son las que más se emplean para determinar la PMM, aunque no hay un estándar de la metodología en la industria petrolera para realizarlas aquí se simula lo que se hace al inyectar gas en el yacimiento, el equipo consta de un tubo de acero inoxidable de aprox. 0.25 pg de diámetro exterior y cerca de 40 pies de largo.

El tubo se llena con arena fina del orden de tamaño de malla 100. El tubo esta enrollado de forma horizontal. En la Figura II.11, se presenta un esquema de este procedimiento. Para cada prueba, el empaque de arena es saturado con petróleo y llevado a la temperatura y presión deseada. El CO₂ es inyectado a una velocidad de 40 pies/día hasta que 70% del volumen poroso es desplazado. Después de esto, la velocidad es doblada. El flujo del tubo fluye a alta presión y ahí se ve si hay una o dos fases saliendo.

El petróleo recuperado es aquel obtenido después de la inyección 1 o 2 veces el volumen poroso. Un rompimiento pronunciado de la curva de recuperación como en la Figura II.12 muestra que el desplazamiento inmisible ha cambiado a uno miscible. Los factores de recuperación van del 90 a 95%.^[4]

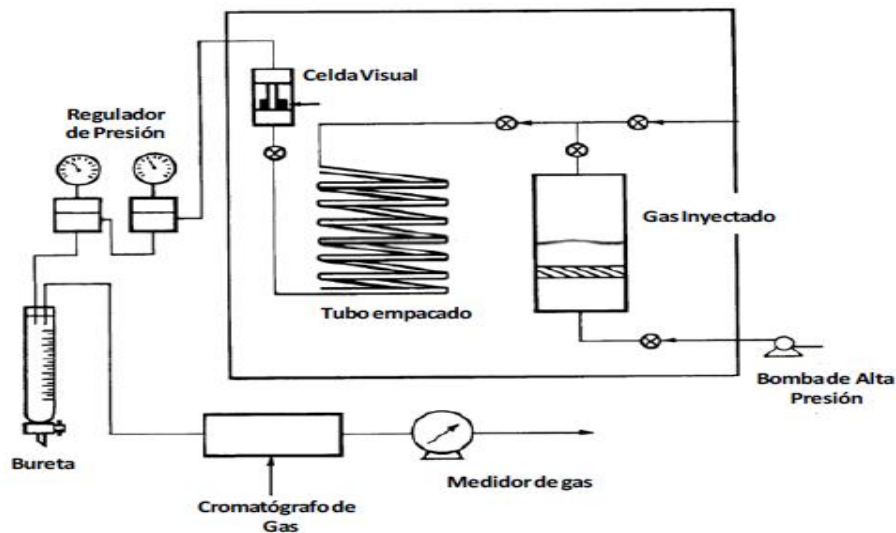


Figura II.11 Esquema de un aparato de tubo delgado

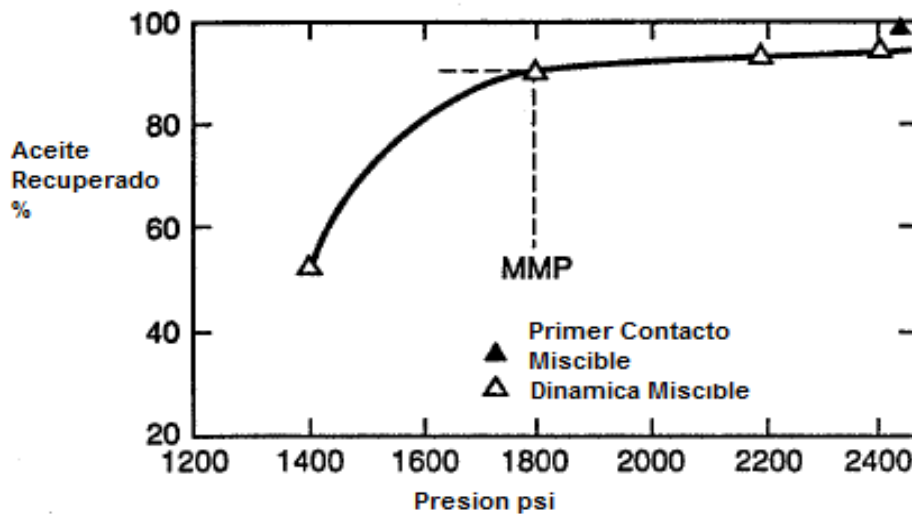


Figura II.12 Método de Slim Tube

Método de la burbuja ascendente

El método de la burbuja ascendente consiste en un tubo de vidrio plano montado verticalmente en una mirilla de alta presión en un baño de temperatura controlada. Una luz de fondo se utiliza en la mirilla para que el comportamiento se pueda ver. En la Figura II.13 se muestra el esquema de un aparato de burbuja ascendente. Primero el tubo y la mirilla se llenan con agua destilada, el agua se desplaza con el aceite a probar. La temperatura se mantiene a un valor deseado, generalmente a la temperatura de yacimiento, después una pequeña burbuja de gas se inyecta en la parte inferior del tubo. La composición del gas es el de la inyección de este, la burbuja de gas se eleva primero a través de la columna de agua y en la región de la mirilla. Como la burbuja asciende, forma un cambio y se dispersa dentro del aceite. Muy por debajo de la PMM la burbuja retiene su forma casi esférica a medida que sube, pero disminuye de tamaño como resultado de la transferencia de masa entre el gas y el aceite. Muy por encima de la PMM, la burbuja se dispersa en el aceite con bastante rapidez.

Se pudo llegar a la conclusión que el uso de este método es más rápido que por medio del slim tube. ^[4]

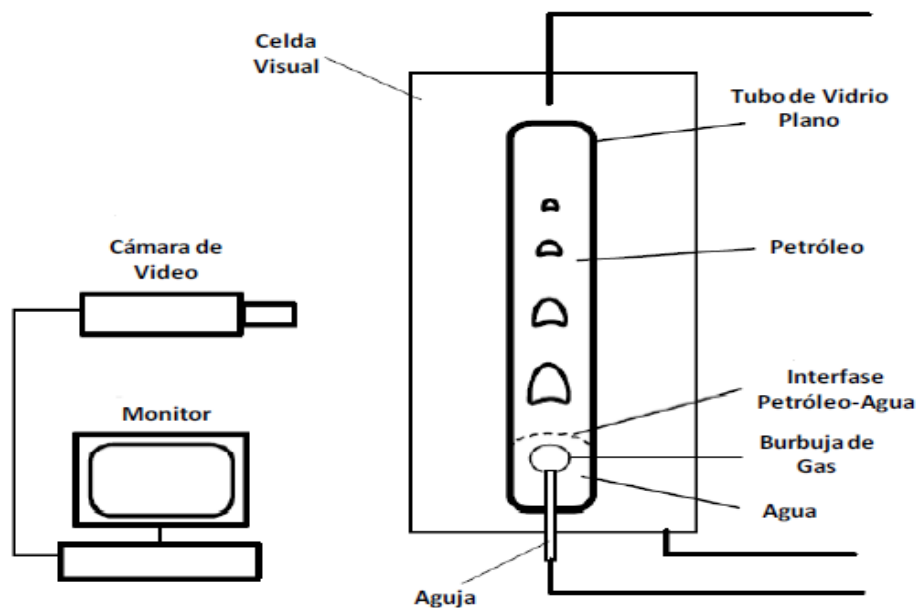


Figura II.13 Esquema de un aparato de burbuja ascendente

Correlaciones para determinar la PMM

Las correlaciones se utilizan como herramienta de selección del método a elegir y también para tener resultados más certeros, pero también estas correlaciones requieren de datos composicionales de los fluidos de yacimiento y que a menudo no se encuentran tan fácilmente, estas correlaciones están basadas en las pruebas de los métodos con el tubo delgado y burbuja ascendente.

En los años 70's se generaron un 22% de las correlaciones para predecir PMM y un 41% fueron hechas en los años 80 cuando el precio del petróleo aumento, debido al aumento de proyectos de inyección de CO₂ se desarrollaron más correlaciones. En la Figura II.14 se muestra la distribución de estas correlaciones para diferentes años.

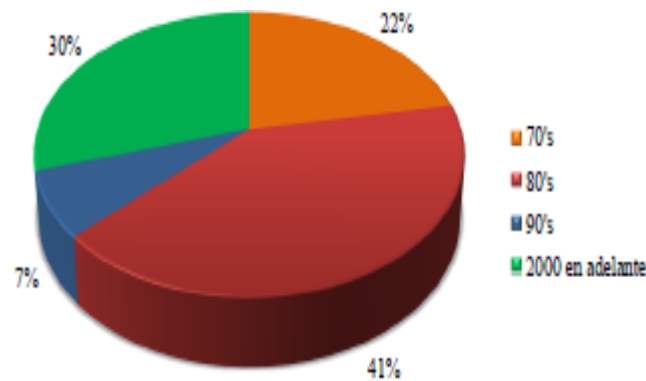


Figura II.14 Representación gráfica de las correlaciones por año para inyección de CO₂ miscibles

La temperatura es el parámetro más importante en la realización de la medición de PMM por medio de correlaciones. Para determinar la PMM con la temperatura se aplican ciertas correlaciones

Las correlaciones para determinar la PMM también están basadas en el Dióxido de Carbono puro e impuro, las correlaciones se crearon tomando en cuenta la presencia de contaminantes como CH₄, N₂, H₂S y otros componentes de C₂-C₆. Las correlaciones para CO₂ impuro se han desarrollado para tener en cuenta el tipo y la cantidad de impureza contenidas en el.

Correlaciones para CO₂ impuro

- **Sebastian et al.** En esta correlación se relaciona la PMM para CO₂ impuro y la temperatura pseudo crítica de la conducción del gas, esta correlación fue basada en aceites del oeste de Texas.^[4]

$$\frac{P_{CO_2-imp}}{P_{CO_2}} = 1.0 - 2.13 \times 10^{-2} (T_{cp} - 304.2) * 2.51 \times 10^{-4} x (T_{cp} - 304.2)^2 - 2.35 \times 10^{-7} (T_{cp} - 304.2)^3$$

Donde P_{CO_2-imp} y P_{CO_2} son PMM para CO2 con impurezas y CO2 puro respectivamente.

- **Johnson y Pollin y Alston et al.** Sus correlaciones fueron para las impurezas del CO2, la correlación de Alston se aplica para CO2 puro y fue basada en la temperatura, la fracción intermedia del aceite y la composición pura del CO2.^[4]

$$PMM = \alpha_{iny} * (T_o - T_{cgin}) + I * (\beta * M_o - M_{gin})^2 + P_{cgin}$$

Donde:

$$\alpha_{iny} = 18.9 \text{ psia/k}$$

$$\beta = 0.285$$

$$I = -11.73 + 6.313E^{-2}M_o - 1.954E^{-4}M_o^2 + 2.502E^{-7}M_o^3 + (0.1362 + 1.138E^{-5}M_o) * \text{°API} - 7.222E^{-5} * \text{°API}^2$$

$$p_{CO_2} = 8.78 \times 10^{-4} (T)^{1.06} (\bar{M}_{WC5+})^{1.78} \left(\frac{X_{vol}}{X_{int}} \right)^{0.136}$$

Donde:

p_{CO_2} = PMM para inyección de CO2 puro

\bar{M}_{WC5+} = fracción de peso molecular de C5 + del aceite

X_{vol} = fracción mol del componente volátil en el aceite

X_{int} = fracción mol de los componentes intermedios en el aceite

Correlaciones para CO2 puro^{[18][19]}

- **Yellig y Metcalfe.** Esta correlación es la más sencilla, la PMM es correlacionada como una simple curva como función de la temperatura. Si la presión del punto de burbuja del aceite es mayor que la PMM entonces la presión de burbuja se toma como PMM.

$$PMM = 1833.7217 + 2.2518557T + 0.01800674T^2 - 103949.93/T$$

- **Yuan et al.**^[17] Esta correlación es tomando en cuenta la temperatura

$$PMM_{puro} = a_1 + a_2 M_{C7+} + a_3 P_{C2-6} + \left(a_4 + a_5 M_{C7+} + a_6 \frac{P_{C2-6}}{M_{C7+}} \right) T + (a_7 + a_8 M_{C7+} + a_9 M_{C7+}^2 + a_{10} P_{C2-6}) T^2$$

- Glaso.** Propone varias correlaciones para distintos tipos de gases de inyección. Glaso propone que la PMM depende fundamentalmente del peso molecular de la fracción pesada C7+, temperatura del yacimiento y la fracción de los componentes intermedios (C3-C6 incluyendo el CO2)

$$PMM = 810 - 3.404 M_{C7+} + 1.700 \times 10^{-9} M_{C7+}^{3.730} e^{786.8 M_{C7+}^{-1.058}} T ;$$

para $C_{2-6} > 18\%$

$$PMM = 2947 - 3.404 M_{C7+} + 1.700 \times 10^{-9} M_{C7+}^{3.730} e^{786.8 M_{C7+}^{-1.058}} T - 121.2 C_{2-6} ;$$

para $C_{2-6} < 18\%$

- National Petroleum Council.**^[18] En 1976 NPC propuso una correlación empírica que puede estimar la PMM con la inyección de CO2 puro. La corrección usa como parámetros principales la gravedad API y la temperatura del yacimiento. Tabla II.1

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

Tabla II.1 Correlación NPC

- Eakin y Mitch.**^[9] Para determinar esta correlación ellos realizaron un estudio de 154 mediciones de PMM en aceites ligeros y medios. En su estudio la temperatura y presión pseudo reducidas son:

$$T_{pr} = T/T_r$$

$$\ln P_{pr} = \ln \left(\frac{PMM}{P_{pc}} \right) = \sum_{i=1}^n \left(A_i + \frac{B_i}{T_r} \right) y_i$$

Donde:

A_i y B_i = ctes. características para cada componente (Tabla xx)

y_i = fracción mol del componente i e el gas de inyección
 n = número de componentes en el gas de inyección

$$T_{pc} = \sum_{i=1}^n x_i T_{ci}$$

$$P_{pc} = \sum_{i=1}^n x_i P_{ci}$$

La correlación está dada por:

$$\begin{aligned} \ln P_{pr} &= \ln \left(\frac{PMM}{P_{pc}} \right) \\ &= \left(0.169 - \frac{0.06912}{T_{pr}} \right) y_{C1} (M_{C7})^{0.5} + \left(2.3865 - 0.005955 \frac{M_{C7+}}{T_{pr}} \right) y_{C2+} \\ &\quad + \left(0.1221 M_{C7+} - 0.005899 \frac{M_{C7+}^{1.5}}{T_{pr}} \right) y_{CO2} \end{aligned}$$

En la Tabla II.2 se muestran las constantes para esta correlación

Componente	Aceite ligero		Aceite intermedio	
	A	B	A	B
CH4	2.4458	-1.1016	2.9173	-1.2593
N2	2.7068	-0.4804	-	-
CO2	2.8816	-2.0966	3.6476	-3.0287
C2H6	2.8836	-1.8302	2.994	-2.4702

Tabla II.2 Valores de las constantes A y B para a correlación de Eakin y Mitch

Diagramas Ternarios

Los comportamientos de fase de los fluidos del yacimiento son representados por distintas gráficas para este trabajo es requerido el uso de diagramas ternarios, los cuales son útiles para poder describir las distintas fases en los procesos de desplazamiento como son liquido/liquido o liquido/vapor en estos diagramas ternarios se gráfica el comportamiento de tres componentes.^[14]

Cada vértice del triángulo corresponde al 100 por ciento de un solo componente de la Figura II.15. La convención usual es trazar el componente más ligero en la parte superior

y el componente más pesado en la parte inferior izquierda. Cada lado del triángulo representa mezclas de dos componentes. Por ejemplo, el lado izquierdo del triángulo representa todas las mezclas posibles de los componentes pesados y los ligeros. El punto dentro del triángulo representa una mezcla de tres componentes.

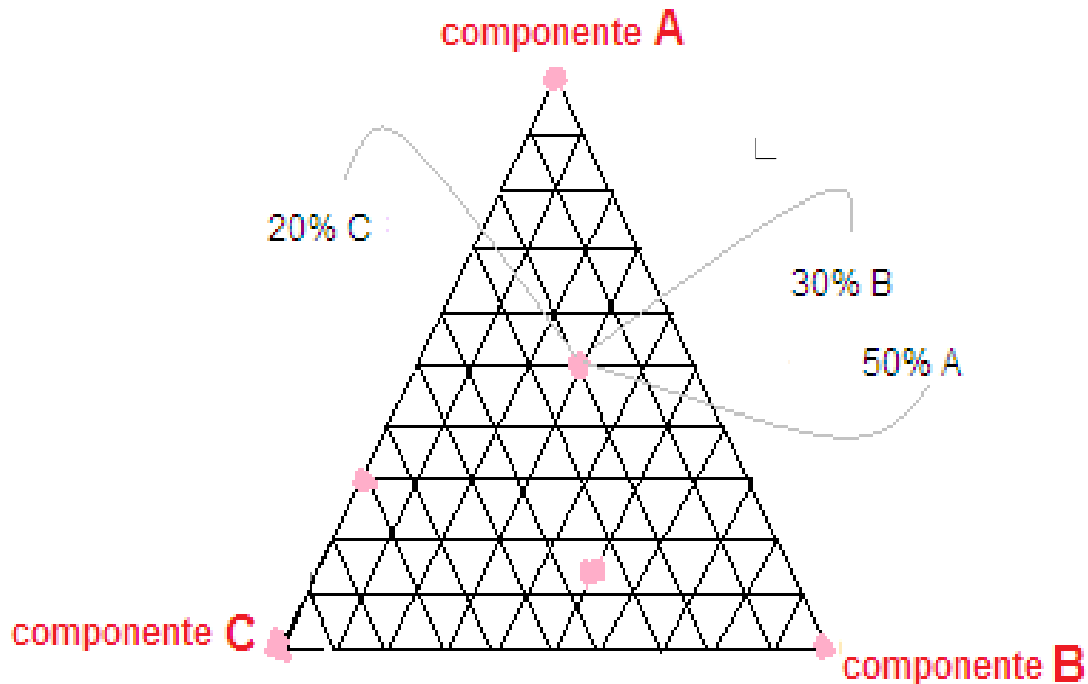


Figura II.15 Diagrama Ternario

Todas las concentraciones representadas por los puntos que se encuentran dentro de la envolvente de dos fases de la Figura II.16 se podrían separar dentro de la envolvente de dos fases para que existiera como una fase simple, al igual estos puntos se encuentran en equilibrio termodinámico. La curva que define este límite de la región de dos fases se llama la curva bi-nodal.

Considere un sistema con una composición general P que se encuentra en la región de dos fases. Si el sistema fuera un sistema de hidrocarburos típico, entonces se separara en una fase de vapor, indicado por Y una fase líquida, indicada por X.

Como se ha indicado, las mezclas que se encuentran dentro de la región de dos fases están en equilibrio termodinámico. Si se aplica la regla de las fases de un sistema ternario de dos fases en equilibrio para una determinada presión y temperatura, el número de variables independientes adicionales que se deben establecer para definir el sistema es uno. Por ejemplo, en la región de dos fases, si la concentración de sólo uno de los componentes en cualquiera de las fases está establecida, el sistema se define. En la región de una sola fase, la composición de dos de los componentes se debe establecer.

Las líneas de amarre entre las curvas dibujadas de líquido y vapor conectan al vapor y en la fase líquida las correspondientes composiciones para el equilibrio. A lo largo de cualquier línea de amarre, las composiciones de las fases gaseosa y líquida en equilibrio son invariantes. La relación de la cantidad de fase de gas a la cantidad de fase líquida varía. Por ejemplo, las fase líquida y vapor en el punto K tiene la misma composición que el punto J, mientras que la fracción molar líquida es 90% en el punto J y 10% en el punto k.

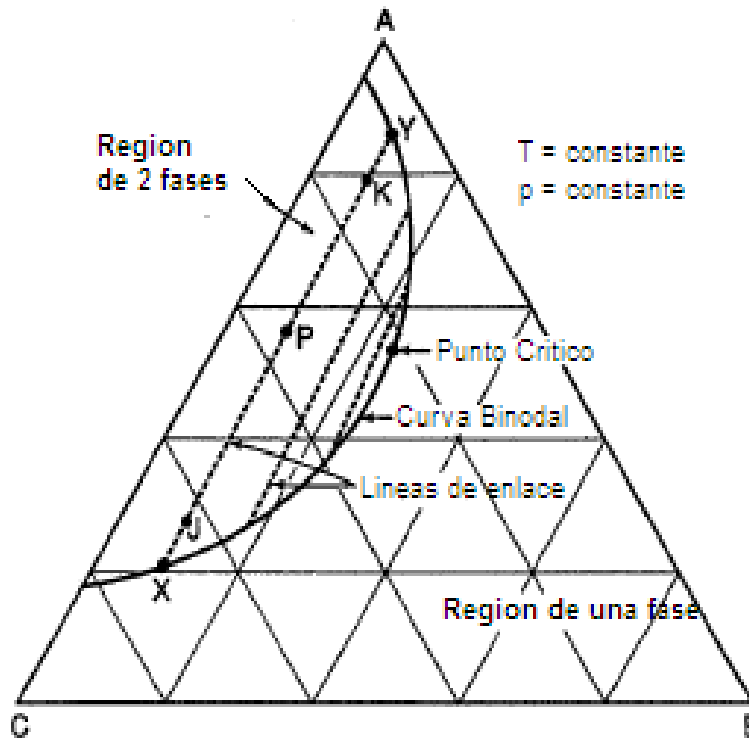


Figura 1.16 Componentes de un diagrama ternario

Las líneas X y Y conectan concentraciones de equilibrio. Los extremos de las líneas de amarre convergen en el punto crítico en la envolvente de dos fases.

Desplazamiento miscible

Dos componentes son mutuamente miscibles si ellos se mezclan en todas las proporciones posibles sin formar una interface entre ellos.^[20]

La miscibilidad está controlada por la presión, temperatura, composición del aceite, y la composición del fluido desplazante.^[21]

El principio de los procesos de desplazamiento miscible consiste en inyectar un agente desplazante completamente miscible con el aceite existente y esto da como resultado la eliminación de una interface existente entre ellos. El desplazamiento miscible puede ser del tipo de primer contacto y de contacto múltiple en donde queda definida la miscibilidad dinámica.

Miscibilidad por primer contacto^[4]

El proceso de primer contacto consiste en inyectar primero un bache pequeño del fluido desplazante que sea miscible con el fluido desplazado, seguido por la inyección de un bache secundario más grande y menos costoso. Es preferible que los dos baches sean miscibles entre sí, pero si no lo son habrá una saturación residual del material del primer bache en el proceso de desplazamiento.

Los fluidos inyectables pudieran ser etano, butano, propano y mezclas de LPG. En la Figura II.17 se muestra el proceso de miscibilidad al primer contacto, donde se inyecta un gas solo por un componente I. Se puede observar que el mismo es miscible cuando entra en contacto con el crudo B, la diferencia del gas A donde no puede alcanzar dicha condición de miscibilidad. Sin embargo, podría llegar a ser miscible si se aumenta la presión del sistema para reducir la envolvente de fases o enriqueciendo el componente A hasta A'. Por último dos fluidos son miscibles al primer contacto cuando la línea de unión entre ambos componentes no pasa a través de la región bifásica del diagrama ternario.

Consideraciones:

- $T_{yac} < T_c$ del solvente
- Posible precipitación de asfaltenos
- Los baches de tamaño grande elevan la recuperación de aceite pero también disminuyen la eficiencia
- $Fr = 60 - 80\%$

Criterios de diseño

- $\mu < 1 \text{ cp}$
- $35 - 40 \text{ }^\circ\text{API}$
- Relativamente alto contenido de C2-C4 del aceite
- $So > 25\%$
- Profundidad a la PMM

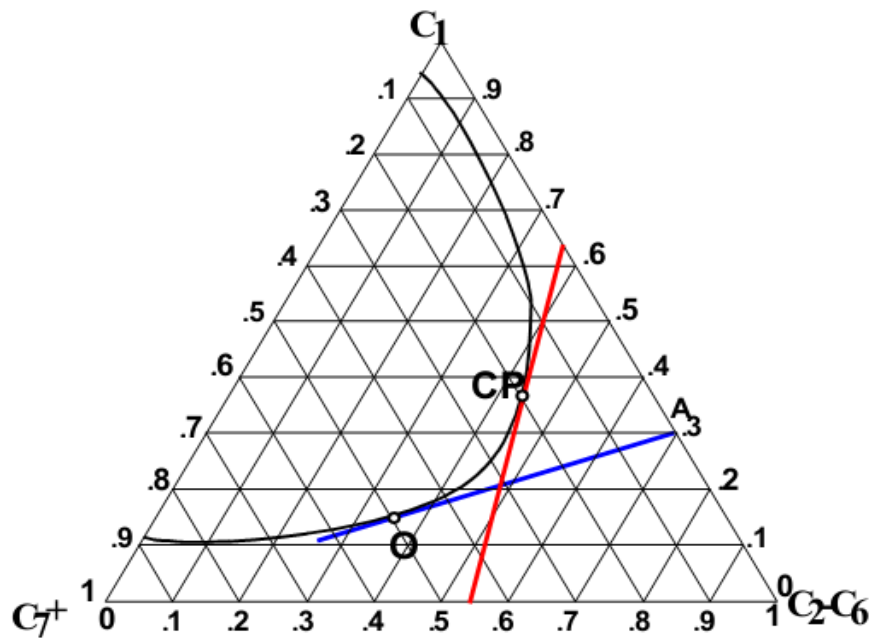


Figura II.17 Diagrama de miscibilidad al primer contacto

Miscibilidad por contacto múltiple

En el proceso de miscibilidad de múltiple contacto se genera la condición de miscibilidad en el yacimiento a través de cambios de la composición resultante de la transferencia de masa entre el fluido inyectado y el fluido de yacimiento.

La forma de obtener miscibilidad por medio de múltiples contactos se da de dos formas: miscibilidad por vaporización y miscibilidad por condensación, estos dos procesos necesitan C2-C6, ^[8] Figura II.18

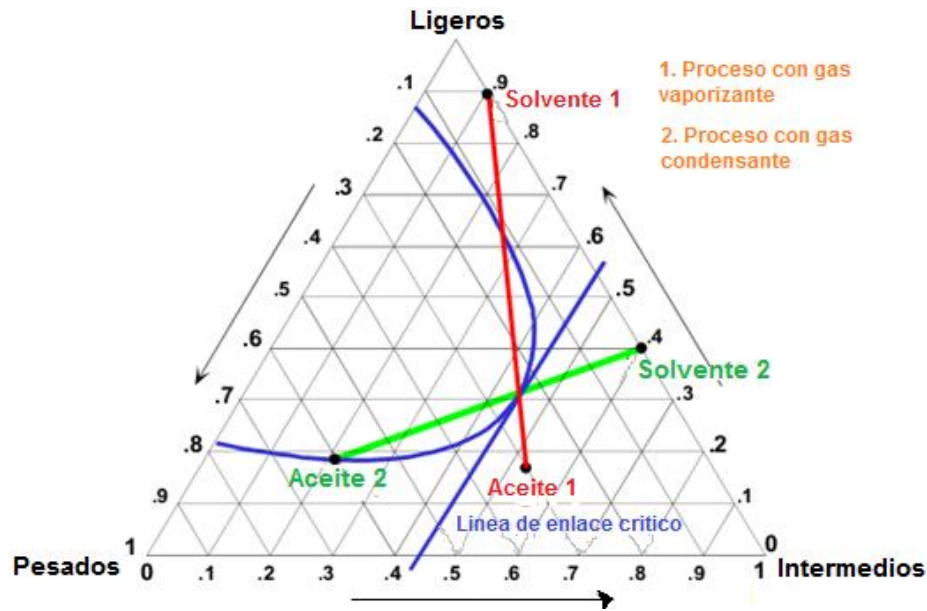


Figura II.18 Diagrama pseudo ternario, procesos con gas vaporizante y gas condensante

Proceso con gas vaporizante (gas seco)

En el proceso de vaporización del gas, el fluido inyectado es generalmente un gas relativamente pobre, es decir, que contiene principalmente metano y otros hidrocarburos de bajo peso molecular (o a veces nitrógeno). En este método, la composición del gas inyectado se modifica a medida que avanza a través del yacimiento para que sea miscible con el aceite del yacimiento inicial. Es decir, el fluido inyectado se enriquece en la composición a través de múltiples contactos con el aceite, durante el cual los componentes intermedios en el aceite se vaporizan en el gas inyectado.

Bajo condiciones adecuadas, este enriquecimiento puede ser tal que el fluido inyectado se modifique y así será miscible con el aceite en un cierto punto en el yacimiento. A partir de entonces, en condiciones ideales, se producirá un desplazamiento miscible.^[4]

En la Figura II.19 se muestra el mecanismo del desplazamiento por medio de gas vaporizante. La PMM depende básicamente de la presión y temperatura del aceite con un rango de presión de 3,000-3,500 psi. El proceso de gas vaporizante está limitado a yacimientos de aceite volátil.

Criterios de diseño:

- $\mu < 1 \text{ cp}$
- Contenido de C2-C6 del aceite es relativamente alto
- $So > 25\%$
- *Profundidad* $> 5,000 \text{ pies}$
- Bajo saturado

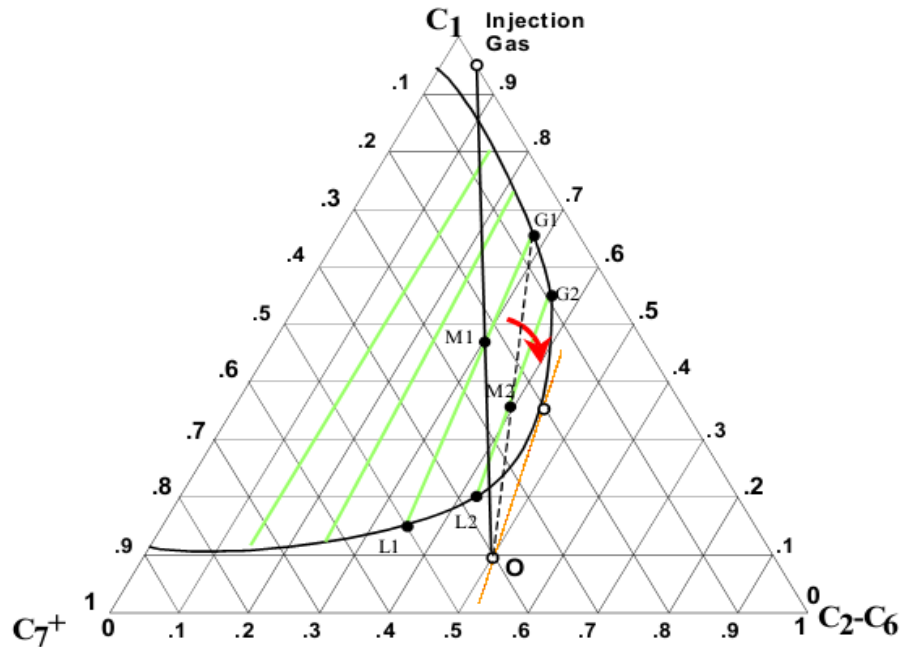


Figura II.19 Proceso miscible con gas vaporizante

Proceso con gas condensante o gas enriquecido

En el proceso de condensación o gas enriquecido, el fluido inyectado generalmente contiene grandes cantidades de hidrocarburos de peso molecular intermedio y por lo tanto es más caro. En este método la composición del aceite de yacimiento es enriquecida con el fluido inyectado dentro del yacimiento.

Los componentes de hidrocarburos se condensan a partir del fluido inyectado en el aceite y por lo tanto el proceso se denomina un proceso de condensación. Bajo condiciones adecuadas, el aceite será suficientemente modificado en la composición para convertirse en miscible con el fluido inyectado adicional y un desplazamiento miscible está por abrirse. El proceso de gas enriquecido típicamente puede ser operado a una presión más baja que el proceso de vaporización, como se muestra en la Figura II.20.

La inyección continua del gas enriquecido y la remoción de las fracciones livianas alrededor del pozo forman una zona rica en C2 y C4.

Este proceso se opera con una PMM de entre 1500-3000 psi y presiones menores a la PMM requieren cantidades de componentes ligeros. La presión de miscibilidad depende del tamaño del bache ya que debe ser del orden de 10-15% del volumen de poro de hidrocarburo movilizable. El factor de recuperación para este proceso es de orden de 5-20%.

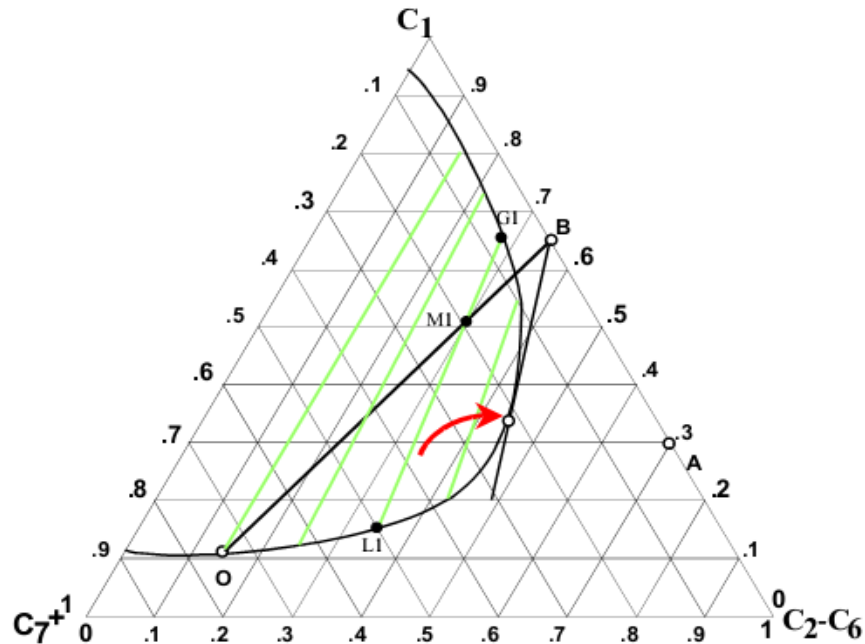


Figura II.20 Diagrama ternario con gas condensante

Métodos de inyección de CO₂^[22]

El Dióxido de Carbono puede ser inyectado de distintas formas dentro del proceso de Recuperación Mejorada ya sea en forma gaseosa o en forma de baches alternados con agua, dependiendo de las características del fluido de yacimiento será el proceso de inyección de CO₂ que se utilizara bajo los siguientes métodos:

- a) Inyección continua. 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) Inyección de un bache de CO₂. Un cierto volumen (de 10 a 80% del volumen poroso) es inyectado en el yacimiento de tal manera que el desplazamiento pueda ser horizontal o vertical.
- c) Inyección alternada. Pequeños baches de CO₂ son inyectados en alternancia con baches de agua. Hay tres parámetros dentro de este mecanismo:
 - El tamaño del bache
 - La relación del volumen de CO₂ inyectado sobre el volumen de agua inyectada
 - El número de baches

- d) Inyección cíclica. Es un procedimiento de estimulación que casi siempre se aplica en aceites pesados pero cada día va aumentando su aplicación en yacimientos de aceite ligero. Algunos volúmenes de gas son inyectados en un pozo que es cerrado casi al instante. Durante esa fase, se trata de disolver el máximo volumen en el aceite para después producirlo por expansión del CO₂ disuelto. Este ciclo se puede repetir.

Casos de inyección de CO₂

La recuperación por medio de Dióxido de Carbono es un método del cual han surgido proyectos exitosos, tan solo hasta 2003 había cerca de 70 proyectos de inyección de recuperación con CO₂ en Estados Unidos con aproximadamente 28 % de la producción total de EOR, también países con inyección de CO₂ son Canadá y Turquía.^[23]

A continuación se describen algunos casos en donde se ha aplicado la inyección de CO₂ como método de Recuperación Mejorada.

Recuperación Mejorada con CO₂ en campos de México^[24]

En la actualidad México ya cuenta con un campo en donde se ha hecho una implementación de procesos de inyección de CO₂. Debido a la alta producción de CO₂ asociado con el gas y condensado en el Campo Carmito, se planeó separar el CO₂ mediante un proceso de membranas para continuar con su explotación.

❖ **Campo Artesa.**

- *Noviembre 2000 se implementó la inyección de CO₂*
- *Se dejó ventear a la atmosfera un volumen de CO₂ de 30 mmmpc*
- *Volumen adicional de aceite obtenido por RM: 952 mbls*
- *Volumen adicional de gas hidrocarburo recuperado durante la inyección: 2.4 mmmpc*
- *Incremento de $F_r = 0.4 \%$*
- *2 pozos inyectoros de CO₂ (A-13 y A-15), con un volumen de inyección de 25 mmpcd de CO₂ y 4 pozos productores (A-22, A-21, A-1 y A-3).*

❖ **Campo Sitio Grande.**

- *27 de enero del 2005 se inició inyección de CO₂*
- *Producción mensual por inyección de gas: 889 bpd de aceite, $N_p = 1.37 \text{ mmbbl}$*
- *Volumen de inyección de CO₂: 24 mmpcd, a través del pozo Sitio Grande 801.*

A nivel mundial algunos de los campos que están utilizando inyección de CO₂ como método de Recuperación Mejorada son:

- Brasil informa inundaciones de CO₂ en los campos Río Pojuca y Buracica como una estrategia de almacenamiento de EOR.
- Hungría cuenta con más de cuatro décadas de experiencia en RM con inyección de CO₂
- Campo Llanito, Venezuela. 2008, Por falta de disposición de gas no se pudo extender
- En Canadá se lleva a cabo un proyecto del tipo CO₂ – EOR en el que la compañía ENCANA inyecta actualmente de 1 a 2 mt de CO₂ al año al campo petrolífero de Weyburn, se planea extender la vida del yacimiento unos 25 años más. [26]

En Estados Unidos el uso de CO₂ como método de Recuperación Mejorada se ha ido incrementando. En la Figura II.21 se muestra una gráfica del incremento del uso de este método, en E.U. hasta el 2008.

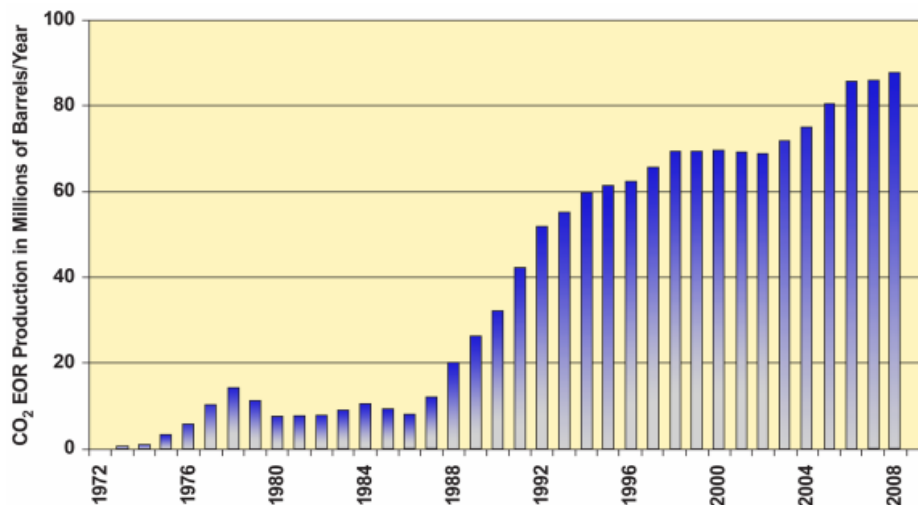


Figura II.21 Producción de Recuperación Mejorada en E.U.

Capítulo III Diseño Experimental

Objetivo general

Poder implementar un mecanismo de Recuperación Mejorada con gas natural del Campo Tres Hermanos para así aumentar el factor de recuperación.

Hipótesis de trabajo

El gas producido del Campo Tres Hermanos funciona como fluido de inyección para incrementar el Factor de recuperación del campo.

Descripción general de los experimentos

Todo proceso de recuperación de hidrocarburos debe cumplir con un procedimiento que evalúe su potencial de recuperación en el campo, para ello se realizan muchas pruebas en laboratorios, las cuales van de la más sencilla hasta aquellas que reproducen las condiciones que se tienen en un yacimiento, además los experimentos de laboratorio ayudan a entender el potencial de los métodos de Recuperación Mejorada en este caso.

En este trabajo se realizaron 3 pruebas y un análisis de comportamiento de fases para poder hacer la caracterización del comportamiento del gas y aceite en el yacimiento.

- 1) Preparación y caracterización de gas y aceite recombinado
- 2) Análisis de mezclas gas-aceite (Experimental y PVTi)
- 3) Prueba de coeficiente de difusión
- 4) Prueba para determinar la Presión Mínima de Miscibilidad
- 5) Desplazamiento en el núcleo

Para tener una forma más clara de todo el procedimiento de las 3 pruebas (coeficiente de difusión, presión mínima de miscibilidad y desplazamiento de núcleo) realizadas del presente trabajo, en la Figura III.1 se presenta un diagrama que tiene la finalidad de describir brevemente los pasos a seguir.

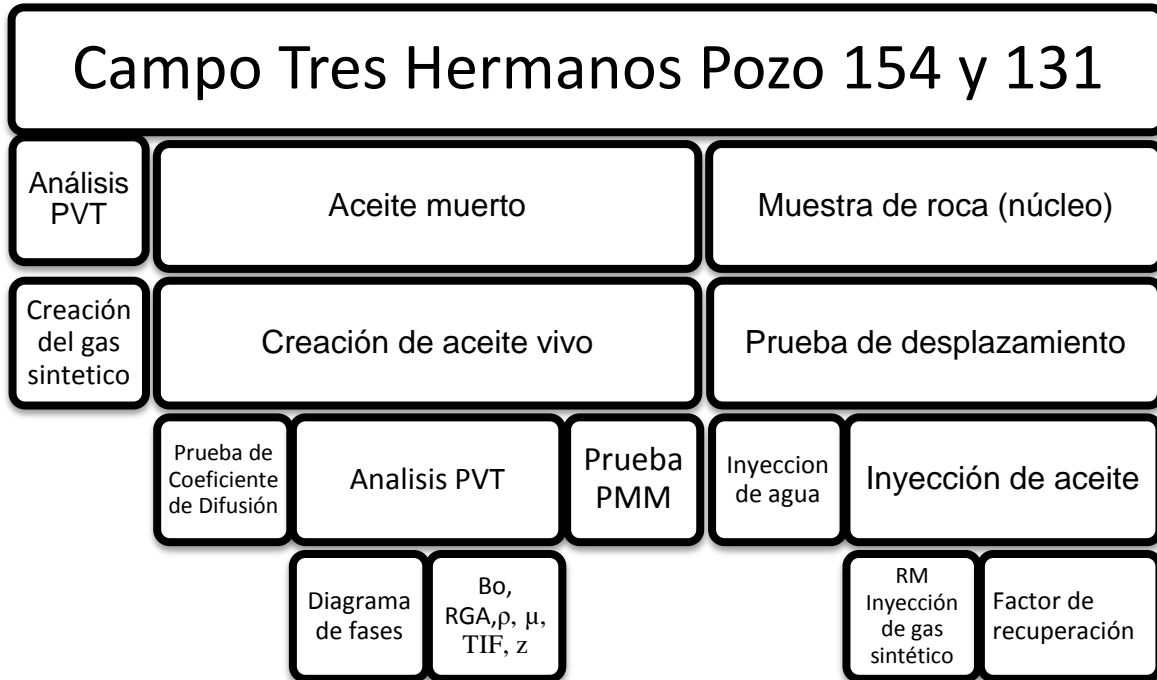


Figura III.1 Metodología Experimental

Materiales

1. Cilindros de transferencia
2. Líneas:
 $\Theta=1/16''$
3. Pinzas
4. Llaves $1/2''$, $7/16''$, $9/16''$
5. Bombas de inyección
6. Computadora
7. Estufa
8. Flexómetro
9. Mirilla
10. Celda tipo PVT
11. Difusores
12. Termopares
13. Manómetro
14. Programa Labview
15. Programa Quizix
16. Core Holder
17. Válvulas
18. Gasómetro
19. Manga de vitón
20. Tubos recolectores
21. Cámara de video y cámara fotográfica

Fluidos y muestras

1. Agua de formación sintética del Campo Tres Hermanos
2. Cloroformo
3. Tolueno
4. Aceite muerto del Campo Tres Hermanos
5. Núcleo del Campo Constituciones 1180 con $4''$ de diámetro y $5.5''$ de longitud
6. Agua destilada
7. Gases
 - a) N₂

- | | |
|--------|-------|
| b) CO2 | f) C4 |
| c) C1 | g) C5 |
| d) C2 | h) C6 |
| e) C3 | |

III.2 Procedimientos

Ajuste de EoS y generación de gas

El simulador Eclipse PVTi es una prueba PVT diferencial basada en la ecuación de estado, esta simulación es usada para caracterizar un conjunto de muestras de fluidos de yacimiento. El simulador Eclipse PVTi puede ser usado para simular y modificar experimentos realizados en laboratorio sobre un conjunto de muestras de fluidos, al igual se pueden hacer comparaciones de los resultados de laboratorio con los resultados de la simulación del comportamiento de fluidos.

En este estudio el simulador se utilizó para determinar los cambios que se dan en nuestro aceite al estar inyectando el gas de formación poco a poco, esto quiere decir que se empezó inyectado 5% de gas natural al aceite hasta llegar al 25% de inyección de gas y así nos arrojó valores que serán útiles para determinar qué tanto afecta esta inyección a nuestro fluido, es decir, que obtendremos un análisis PVT para cada porcentaje de inyección que se haga a la muestra.

El procedimiento para la realización de la simulación es muy sencillo, simplemente de la muestra de los fluidos a observar (en este caso aceite y gas) se mandó a laboratorio para realizarle pruebas PVT, una vez obtenidos estos resultados de P_b , T_y , B_o , RGA, ρ_o y μ , se ingresaron al programa, al igual se debió agregar la composición del fluido original. Una vez teniendo los resultados que arrojó el simulador, se compararon con los resultados que se tuvieron de la prueba realizada en laboratorio y deben ser similares, en caso de que el simulador arrojara datos muy distintos a los de laboratorio se tendría que hacer un ajuste hasta lograr un resultado similar al de laboratorio de lo contrario la simulación no sería tan real como se requiere para tener una similitud al yacimiento. Obviamente no se tendrán los valores reales de la prueba, si no que se contará con unos valores muy similares a los originales, el margen de error que se maneja en estos valores es de aproximadamente de 1-2%, a excepción de la RGA que el margen de error es menos de 10%.

Al tener los datos ajustados se pudo graficar dentro del propio simulador obteniendo así la envolvente del fluido original, el segundo paso es simular la inyección del gas, se inició con una inyección del 5% incrementando poco a poco, de 5 en 5% hasta llegar a 25% de gas inyectado y para cada resultado de la inyección se creara la envolvente correspondiente, es ahí que se observó cómo cambian las propiedades del fluido al ser modificado por la inyección del gas y se realizó una comparación con la original.

Generación y caracterización del aceite vivo reconstituido

Para poder validar la evaluación de la reinyección del gas se necesitó contar con aceite y gas del campo con el que se trabajó, el inconveniente fue que solo se tenía aceite muerto y de la información de los análisis PVT se encontró B_o , P_b , densidad y viscosidad de este aceite, así que contando con el análisis PVT del Campo Tres Hermanos Pozo No. 154 se pudo crear el gas sintético para poder transformarlo en aceite vivo. Al igual se creó un extra de ese mismo gas un aproximado de 450 ml. para poder disponer del más adelante en una de las pruebas a realizar. En la Figura III.2 se muestra un esquema del procedimiento realizado para poder crear la mezcla.

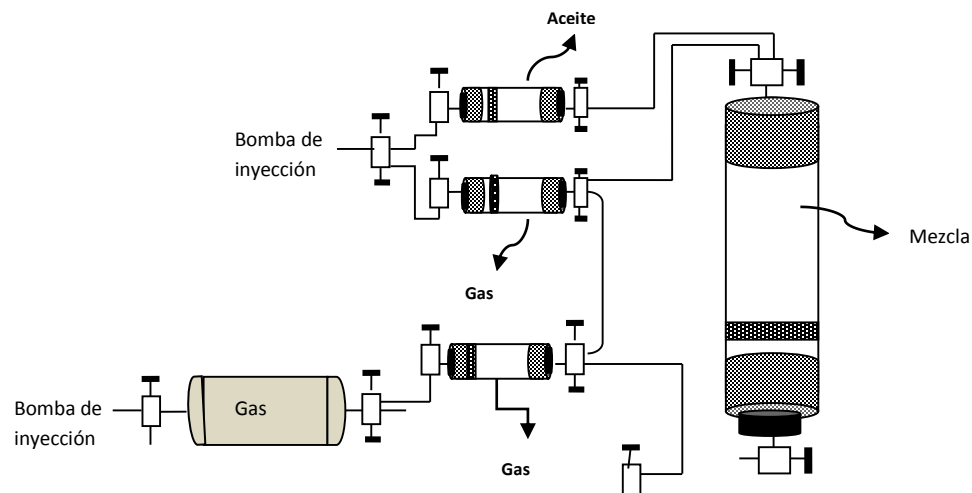


Figura III.2 Esquema de proceso del recombined

1. Se hizo conexión del tanque que contenía el gas o sustancia que necesitaba el gas sintético al cilindro de transferencia inyectándolo a una presión de 2300 psi.
2. El gas se mandó a cromatografía para poder visualizar de manera numérica las proporciones que contenía de cada componente.
3. Se metió a una estufa para poder llevarlo a condiciones de yacimiento
 $P = 2300 \text{ psi}$
 $T = 60 \text{ }^\circ\text{C}$
4. Una vez que se llegó a las condiciones de yacimiento se pudo determinar la presión de saturación

III.3 Análisis de mezclas gas - aceite reconstituido

Inyección de gas sintético

Para poder determinar de forma física el comportamiento que tiene la inyección del gas sobre el aceite se realizó una prueba donde se inyectó 25 % de gas sintético a una mezcla de aceite reconstituido de 75 %, para poder obtener la caracterización de los fluidos, tanto de la fase líquida como de la fase gaseosa.

Una vez hecha la mezcla del aceite reconstituido y creado el gas sintético se realizó la prueba de inyección con el siguiente procedimiento:

- 1) Inyección de gas (25 %) a una determinada cantidad de aceite ---ml
- 2) Acondicionar la mezcla @ c.y. y agitarla para que se vuelva homogénea
- 3) Se realizó una separación diferencial por medio de una mirilla, para poder observar como el gas se separa del aceite
- 4) Se mandaron los fluidos ya separados a cromatografía para analizar sus propiedades y tener la caracterización obtenida después de la inyección.

Prueba de difusión

Como sabemos en un inicio de haber hecho una inyección de aceite y de gas las moléculas de cada uno de los fluidos se encuentran dispersas por toda la celda entonces nuestro objetivo de esta prueba es lograr que estas moléculas lleguen a unirse y quedar así un fluido totalmente homogéneo.

1. Se tuvo que hacer un acondicionar de un sistema de monitoreo de presión y temperatura por medio del programa llamado Labview.
 - Calibración de transductores de presión
 - Calibración de termopares
2. Se realizó el acondicionamiento y armado del sistema de los elementos a utilizar en la prueba
 - RPI
 - Cilindro de transferencia
 - Celda

3. Se procedió a hacer la inyección del gas a condiciones de yacimiento se deja estabilizar todo el sistema.
4. Se inició la inyección del aceite igualmente a condiciones de yacimiento.
5. Se aisló el sistema y se deja monitoreando la presión y temperatura hasta que la presión llegue a un punto que se vuelva constante.

Las condiciones a las que encuentra el gas y el aceite son:

- *Gas sintético Tres Hermanos:*

$$p = 2000 \text{ [psi] @ } 60^{\circ}\text{C}$$

$$p = 995 \text{ [psi] @ temperatura ambiente}$$

Se inyectaron 108 [ml] para poder alcanzar $p=2100$ [psi] hasta la línea que contiene la válvula antes de llegar a la celda

- *Aceite recombinado Tres Hermanos:*

$$688 \text{ [ml]}$$

$$P = 3500 \text{ [psi] @ } 60^{\circ}\text{C}$$

Se inyectaron 125 [ml] de agua en total para poder llenar la celda con la presión necesaria. A la celda le cabe un total de 17.865 [ml]

Una vez que se tiene el aceite y el gas dentro de la celda se comienza con la prueba, entonces se inició la contabilización de presión y temperatura del programa Labview.

Prueba de Presión Mínima de Miscibilidad

Para la realización de la prueba de la determinación de la Presión Mínima de Miscibilidad entre el gas y el aceite fue necesario grabar todo el procedimiento de inyección del gas y del aceite en la mirilla e ir subiendo poco a poco la presión del sistema para poder determinar en qué punto sucedió el fenómeno.

Procedimiento

1. Instalación del equipo de inyección
 - Válvulas
 - Mirilla
 - Líneas
 - Cilindro de transferencia

2. Acondicionamiento de aceite a condiciones de yacimiento
3. Inyección de gas a la mirilla aprox. 50%
4. Inyección de aceite a la mirilla aprox. 50%
5. Aumento de presión en cada aumento de volumen.

Estos dos últimos pasos fueron los que se estuvieron repitiendo para poder representar el fenómeno, ya que la prueba consistió en estar inyectando determinada cantidad de aceite y gas para poder ir aumentando la presión del sistema, hasta lograr la presión requerida.

Prueba de desplazamiento en el núcleo

La última etapa consistió en la realización del desplazamiento en el núcleo. Esta prueba se fue desarrollando simulando las condiciones iniciales del yacimiento lo más similares que se pudo hasta llegar a la fecha actual.

La descripción de la prueba se presenta en los siguientes pasos y se muestra en la Figura III.3.

1. Limpieza del núcleo mediante la metodología establecida por el laboratorio de Recuperación de Hidrocarburos del IMP
2. Obtención de características del núcleo.
 - Peso
 - Diámetro
 - Longitud
 - Volumen
 - Área
3. Armado de Core Holder
4. Instalación del equipo con en el que se va a hacer la inyección y desplazamiento de los fluidos (agua, aceite y gas)
 - Sistema de Válvulas
 - Core Holder
 - Sistema de inyección (bombas y programa)
 - Líneas

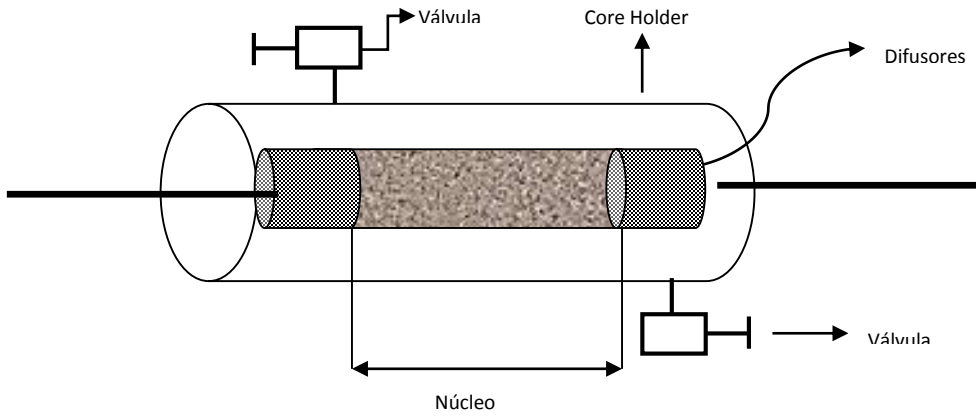


Figura III.3 Diagrama de proceso de desplazamiento en el núcleo

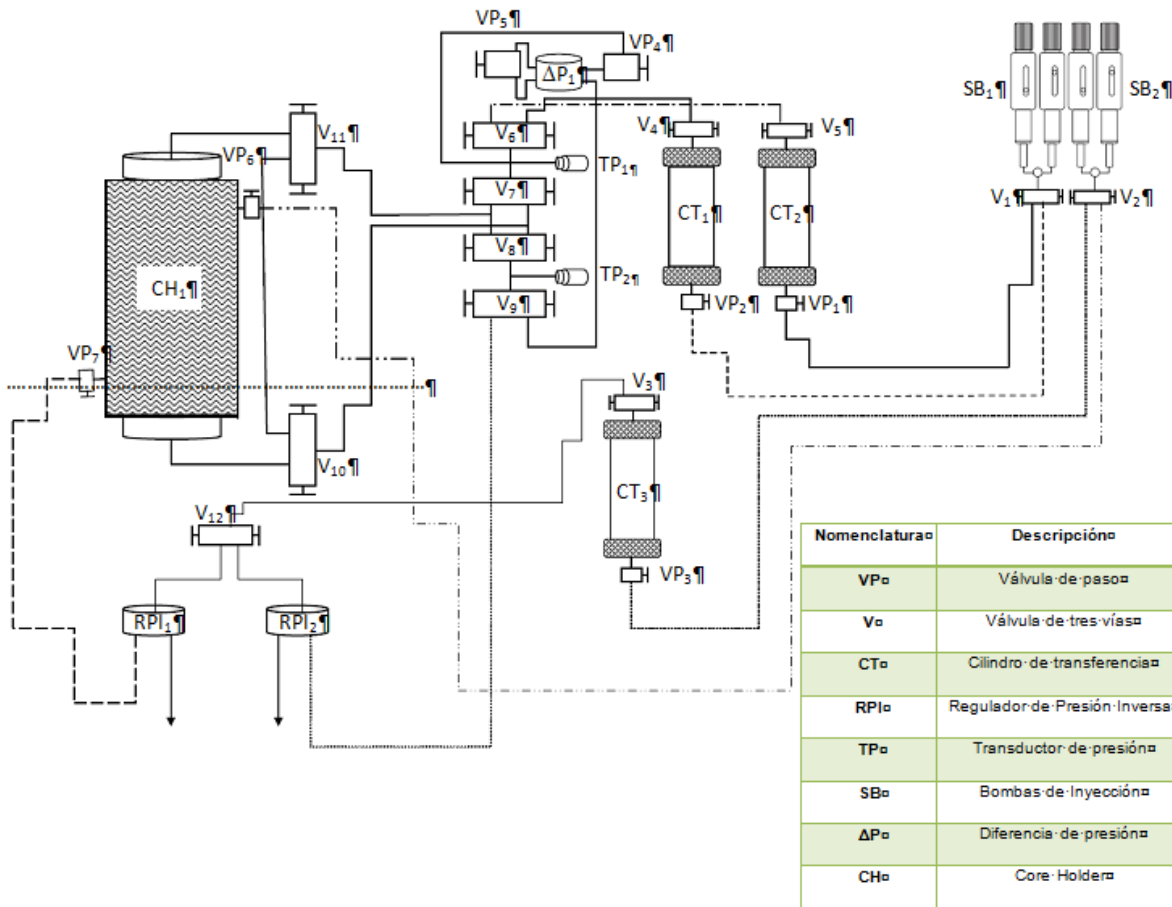


Figura III.4 Diagrama de desplazamiento en el núcleo

5. Se hizo vacío a todo el sistema para asegurar que no tenga aire, e iniciar la saturación de agua de formación sintética.
6. Se mide permeabilidad por medio de la ecuación de Darcy.
7. Desplazamiento de agua por inyección de aceite hasta llegar a la saturación de agua irreducible del 16% a un gasto de 2.5 ml/hr, contabilizando el volumen inyectado de aceite y volumen de agua producida.
8. Disminución de la presión gradualmente para simular las condiciones actuales del yacimiento llegando de la presión de 3200 hasta 2100 psi, produciendo y contabilizando el aceite, este proceso se hace por medio de escalonamiento.
9. Medición de Bo y RGA
10. Inyección de gas sintético para lograr a recuperación final. Hasta que se deje de producir aceite de la celda.

Capítulo IV Resultados

IV.1 Caracterización de fluidos

Aceite muerto

Para poder realizar las pruebas antes mencionadas en este trabajo se debió contar con una determinada cantidad de aceite muerto del Campo Tres Hermanos Pozo No.190 al cual fue necesario hacerle una caracterización, obteniendo un contenido de agua de 0.001% y 0.03% de sólidos, sin encontrar alguna señal de inorgánicos.

31.4 °API

5 cp @ 90°C

En la Tabla IV.1 se muestran los valores de las variables más importantes para la caracterización del aceite muerto (SARA).

SARA	%
Saturados	25.26
Aromáticos	29.94
Resinas	42.46
Asfáltenos	2.34
Total	100

Tabla IV.1 Caracterización de aceite muerto (SARA)

También se realizó un análisis elemental donde se encontró determinadas cantidades de Azufre, Carbono, Hidrogeno y Nitrógeno, mostradas en la Tabla IV.2.

Análisis Elemental	
S (%)	2.651
C (%)	85.66
H (%)	11.31
N2 (mg/g)	1872
Cl (mg/g)	< 2

Tabla IV.2 Análisis Elemental

Gas sintético y aceite vivo reconstituido

Una vez contando con el aceite muerto y su caracterización fue necesario generar una cantidad de gas sintético, esto para poder agregarlo al aceite muerto y con ello hacer la simulación de un aceite de yacimiento con su gas. Tanto la creación del gas como la del aceite fue en base a los análisis PVT del pozo No. 154 con los que ya se contaba (mencionados en el Capítulo II), dentro de la información del gas con la que se cuenta es el contenido de cada elemento en % mol y en cuanto la cantidad de aceite necesario para la creación de 1 Lt de aceite @ c.y. es requerido el Bo de éste.

El procedimiento del cálculo de la cantidad de gas y de aceite necesaria es el siguiente:

- 1) Partiendo de la definición de Bo:

$$Bo = \frac{\text{volumen de aceite y gas disuelto @ c.y.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{\text{volumen de aceite @ c.s.}}$$

- 2) Conociendo el valor de Bo del PVT 154 y sabiendo que la cantidad de aceite @ c.y. requerida es de 1 Lt.

$$Bo = 1.4486 \text{ m}^3$$

- 3) Se despeja *volumen de aceite @ c.s.* dea definición de Bo quedando:

$$Bo = \frac{\text{Vol. aceite @ c.y.}}{\text{Vol. aceite @ c.s.}}$$

$$\text{Vol. aceite @ c.s.} = \frac{\text{Vol. aceite @ c.y.}}{Bo}$$

- 4) Haciendo sustitución de valores:

$$\text{Vol. aceite @ c.s.} = \frac{0.01 \text{ m}^3}{1.4486 \text{ m}^3} = 6.9032 \times 10^{-4} \text{ m}^3$$

Que corresponden a

$$\text{Vol. aceite @ c.s.} = \mathbf{0.690 \text{ lt}}$$

Para la creación del gas:

- 5) Partiendo de la definición de $RGA = \frac{Vg @ c.s.}{Vo @ c.s.}$, se puede despejar $Vg @ c.s.$ dado que se conoce el valor de RGA del análisis PVT 154 y ya se obtuvo la cantidad de $Vo @ c.s.$ necesario para la mezcla.

$$RGA = 758 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$Vg @ c.s = RGA * Vo @ c.s;$$

$$Vg @ c.s = 758 * 6.9032 \times 10^{-4} m^3 = 0.523 m^3$$

Debido a que el volumen necesario para hacer la mezcla @ c.s. es demasiado grande, debió comprimirse ese gas transformando el volumen de gas @ c.y. por medio de la ecuación de los gases.

$$PV = nzRT$$

$$6) Vg @ c.s. \rightarrow P_1V_1 = nz_1RT_1 \text{ y } Vg @ c.y. \rightarrow P_2V_2 = nz_2RT_2$$

$$14.7 [psi] * V_1 = nRT \quad \text{y} \quad \frac{pV}{z} = nRT$$

7) Igualando ecuaciones:

$$14.7 [psi] * V_1 = \frac{p V@c.y}{z}$$

$$z = \frac{p V@c.y}{14.7 [psi] * V_1}$$

8) El valor de z se determina por medio de la P_{pr} y T_{pr} pero como en este caso la presión y Temperatura son constantes $P_{pr} = 1$, $T_{pr} = 1$ con estos valores se entra a la gráfica de Standing (Figura IV.1) para determinar el valor de z, dando como resultado $z = 0.25$

9) Se sustituyeron los valores correspondientes:

$$0.25 = \frac{2300 * V@c.y}{14.7 [psi] * 0.523 m^3} \rightarrow V@c.y = \frac{(0.25)(14.7)(0.523)}{2300} = 8.566 \times 10^{-4} m^3$$

Entonces:

Vol. gas @ c.y.=0.856 Lt

Para determinar la cantidad de cada componente en la mezcla de gas, se usó la composición del gas del PVT-154, haciendo:

$$Vol. = (856 ml * \% mol) / 100 \text{ (para cada componente Tabla IV.3)}$$

COMPONENTE	% Mol	Vol. (ml)
N2	0	0
CO2	61.12	523.1872
C1	8.1	69.336
C2	15.51	132.7656
C3	6.38	54.6128
C4	3.61	30.9016
C5	3.45	29.532
C6+	1.83	15.6648
Total	100	856

Tabla. IV.3 Volumen requerido para cada componente de la mezcla

Conocidas las cantidades de gas y aceite muerto, para la preparación del aceite vivo reconstituido, se colocaron estas cantidades en una celda de mezclado de acero inoxidable a las condiciones de mezclado ($p = 2300 \text{ psi}$, $T = 60^\circ\text{C}$) y se permitió el equilibrio termodinámico durante 2 semanas.

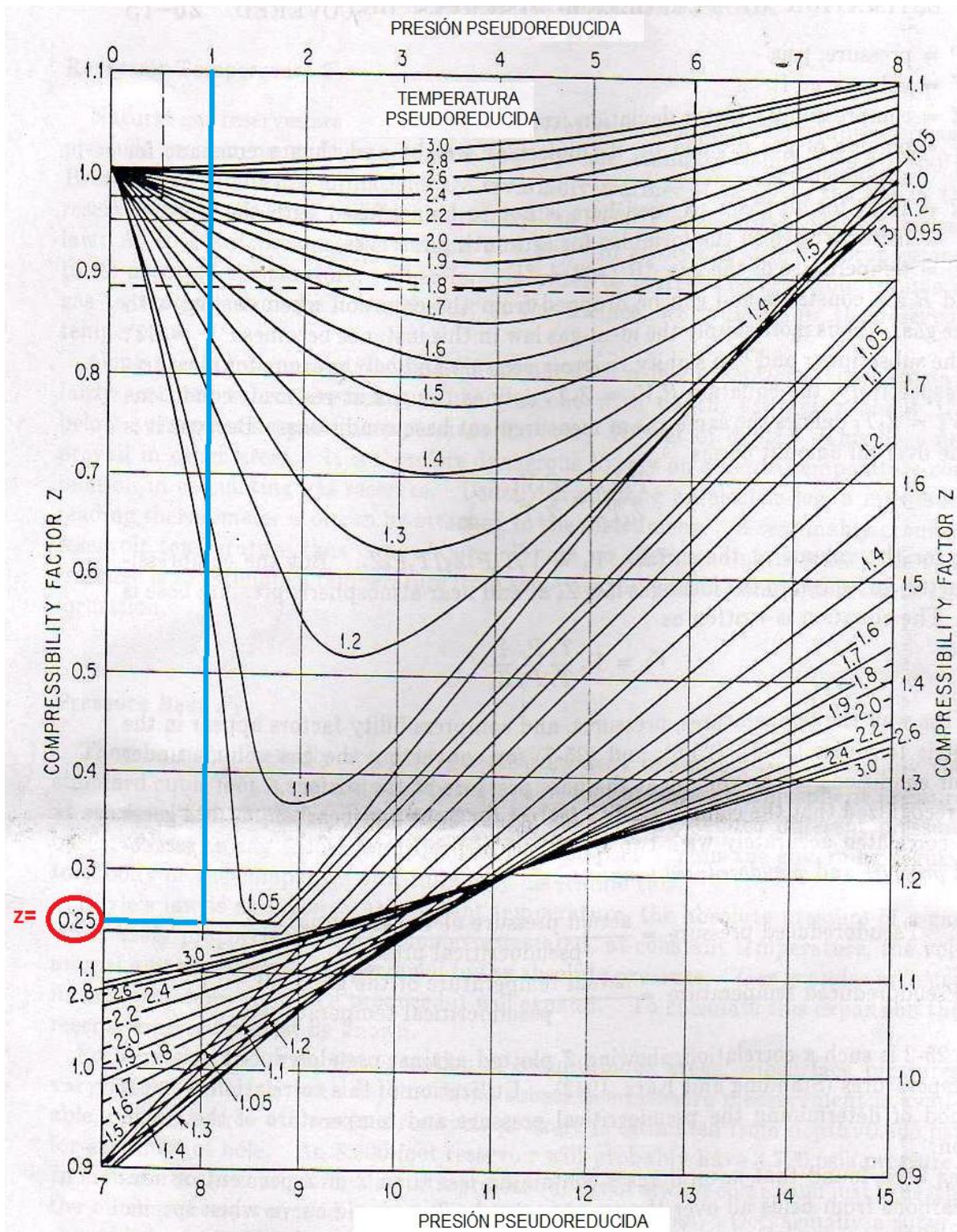


Figura IV.1 Factor de compresibilidad Standing

Validación del gas sintético.

Una vez creado el gas sintético fue necesario enviarlo a cromatografía para poder comparar cada uno de los volúmenes de los componentes del gas creado con los

valores de los componentes del gas que se presentan en el análisis PVT. Revisando la Figura IV.2 donde se muestra la gráfica de la comparación de esos valores se puede observar que los cálculos de volúmenes fueron correctos ya que el margen de error es mínimo.

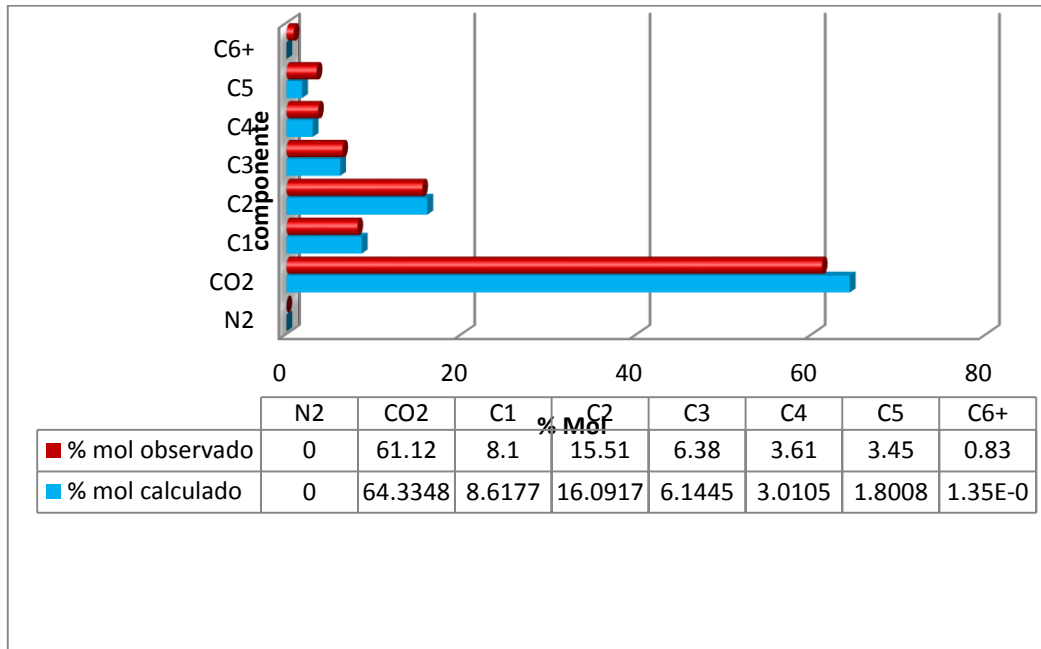


Figura IV.2 Componentes valores gas PVT vs valores calculados

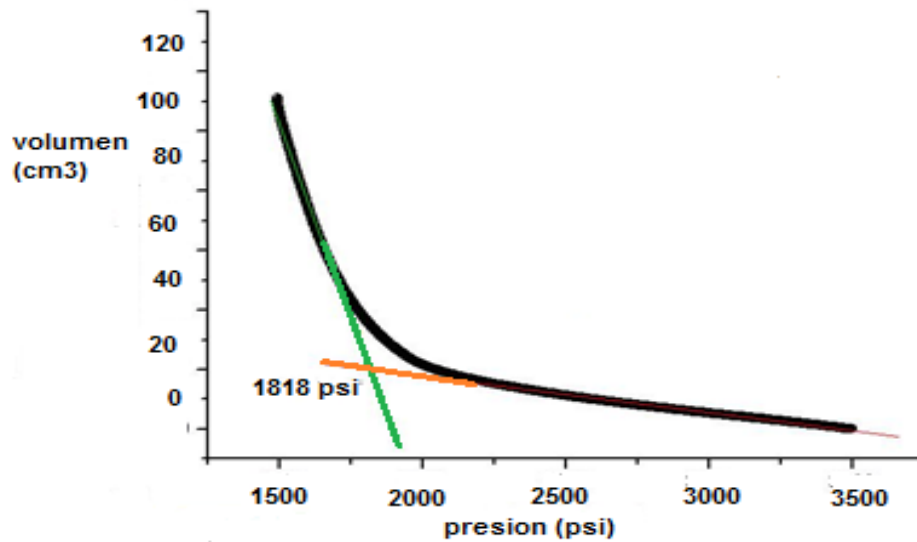
Validación a partir de la Presión de saturación

Para poder tener mayor seguridad en las características del aceite vivo reconstituido, fue necesario hacer un experimento de declinación de presión tipo flash para determinar su presión de saturación (P_b). Este proceso consistió en extraer volumen de agua de la parte inferior de la celda (que cuenta con un pistón movilizadopor agua) para reducir la presión de la misma gradualmente. La Figura IV.3 muestra el comportamiento de la presión con respecto al volumen. Aplicando el método de las tangentes es factible determinar la P_{sat} .

Los resultados obtenidos son consistentes con el análisis PVT-154, a diferentes temperaturas (Tabla IV.4).

Determinación de presión de burbuja	
Análisis PVTi	Análisis Experimental
2873.11 @ 92 °C	1777.91 @ 60 °C
1849.03 @ 40 °C	

Tabla IV.4 Presión de saturación

Figura IV.3 Representación gráfica de la P_b

Ajuste de la EoS

Una ecuación de estado es útil para describir las propiedades de los fluidos o mezclas, sobre todo predecir las propiedades de gases. El uso de la ecuación de estado puede ser simulada por distintos programas, en este trabajo como se mencionó anteriormente el simulador que se utilizó fue ECLIPSE, PVTi para determinar la P_b , B_o , RGA, densidad, viscosidad, R_s

El ajuste de la ecuación consiste esencialmente en cargar los componentes del gas y del aceite muerto en PVTi, hacer una mezcla gas-aceite para simular el aceite reconstituido y determinar sus propiedades mediante experimentos Flash, separación diferencial a volumen constante (SDVC) y separación diferencial a composición constante (SDCC). Si se observa mucha diferencia entre los valores obtenidos (calculados) y los del PVT de referencia (observados) se procede al ajuste de las propiedades de la fracción pesada (C_6^+ o C_7^+) y de la proporción de la mezcla gas/aceite para ajustar principalmente la P_{sat} , el B_o y la RGA.

En la Figura IV.4 se muestra el diagrama de fase de la mezcla que se extrajo del simulador. Teniendo $P_b = 2900 \text{ psi}$ correspondiente a la presión mencionada anteriormente en la prueba saturación.

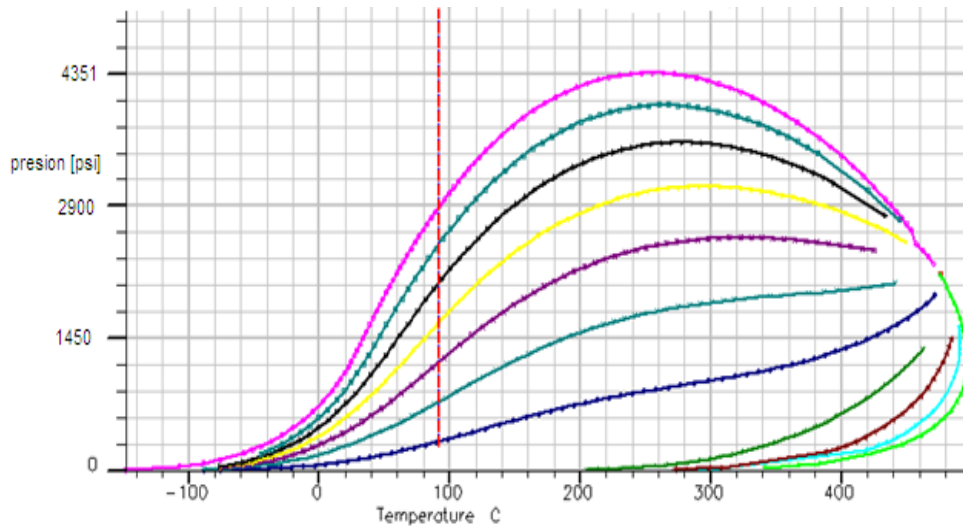


Figura IV.4 Diagrama de fase de aceite reconstituido PVTi

En la Figura IV.5 se muestran los resultados de los experimentos hechos en la simulación del aceite vivo. Se aprecia un error menor al 1 % en todos los parámetros de comparación lo que conlleva a suponer que el ajuste es aceptable.

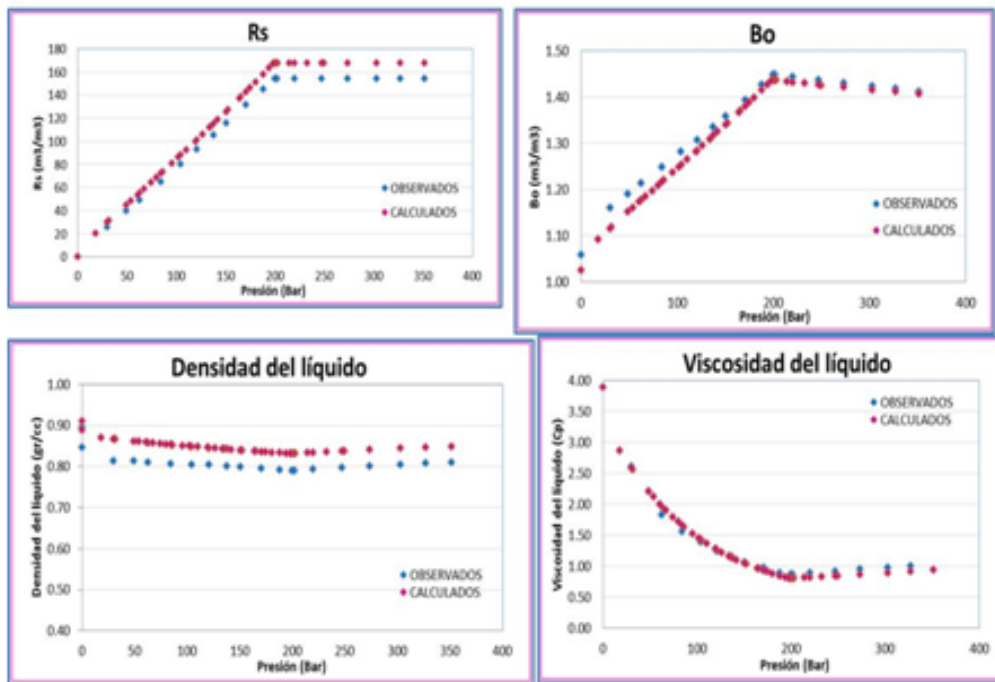


Figura IV.5 Propiedades de la mezcla PVTi vs PVT

La Tabla IV.5 muestra cómo se fueron correlacionando las propiedades del fluido de datos de PVT con Simulador.

	T [°C]	P _b [kg/cm ²]	ρ [gr/cm ³]	μ [cp]	Bo [m ³ /m ³]	RGA [m ³ /m ³]
Datos Observados	92	203.9	0.7899	0.8713	1.4486	154.4
Datos Calculados	92	198.8640	0.8312	0.8298	1.4371	154.45

Tabla IV.5 Propiedades del análisis PVT

IV.2 Caracterización de la Roca

Para poder realizar la prueba de desplazamiento fue necesario utilizar un núcleo del Campo “Constituciones”, intervalo 1876-1877 mostrado en la Figura IV.6, y para poder trabajar con esta muestra se tuvo que hacer un previo acondicionamiento y limpiarlo, por ello se presentan la Tabla IV.6 en donde aparecen las condiciones del núcleo previas al careo.

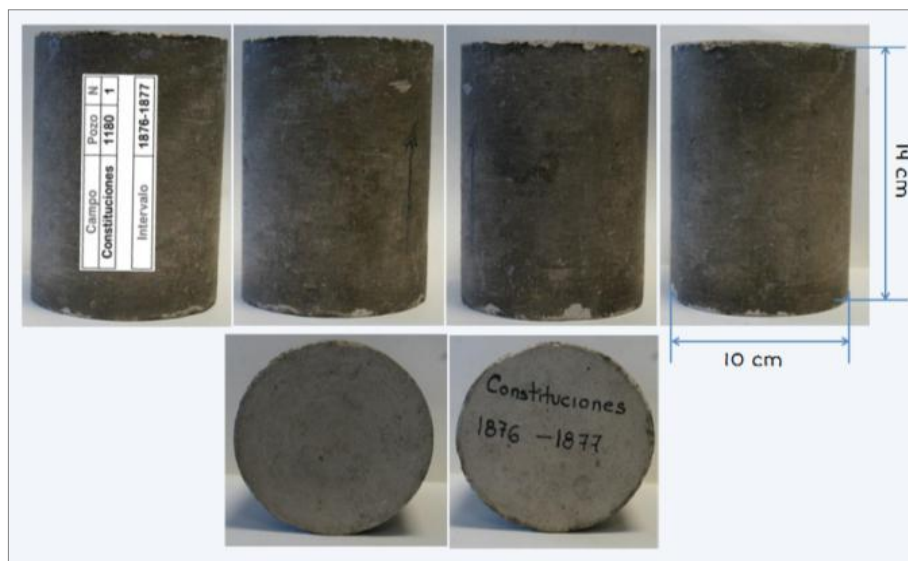


Figura IV.6 Núcleo Constituciones 1876-1877

	Condiciones previas al careo	Condiciones después de careo
Peso	2555 gr	2543 gr
Diámetro	10.055 cm	9.99 cm
Radio	5.026 cm	4.998 cm
Longitud	14.269 cm	13.997 cm
Área	79.379 cm ²	81.07 cm ²
Volumen	1132.72 cm ³	1098.83cm ³

Tabla IV.6 Condiciones del núcleo

Determinación de porosidad y permeabilidad

La porosidad y permeabilidad son propiedades importantes que tuvieron que ser determinadas para la realización de la prueba de desplazamiento y para la obtención de resultados.

El volumen poroso es una propiedad fundamental de donde partió la prueba. El volumen poroso es la suma de todos los poros de la roca obteniendo el volumen total de la parte de la roca que está vacía y por ende ese volumen está disponible para ser ocupado por un fluido. Matemáticamente el volumen poroso está dado por:

$$\text{Volumen Poroso} = \text{Porosidad} * \text{Volumen total de la roca}$$

La porosidad es la relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma.

$$\text{Porosidad} = \text{Volumen poroso} / \text{Volumen Total de la roca}$$

La determinación del volumen poroso fue por medio de la inyección de salmuera al núcleo obteniendo el volumen requerido para llegar a la saturación de esta.

$$\text{Volumen total inyectado} = 183.477 \text{ ml}$$

$$\text{Volumen muerto de líneas} = 2.57 \text{ ml}$$

Entonces se tiene:

$$\text{Vol. Poroso} = \text{vol. total inyectado} - \text{vol. muerto}$$

$$\text{Vol. poroso} = 180.9017 \text{ ml}$$

$$\text{Porosidad} = 180.9017 / 1098.83 = 16.46 \%$$

Permeabilidad (K). Se define como la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido a través de ella y está dada por la ecuación de Darcy:

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta p}$$

Para medir la permeabilidad cuando solo se tiene una corrida se utiliza la ecuación de Darcy, pero si se cuenta con más pruebas a diferentes gastos, la permeabilidad es determinada por medio de la pendiente de los datos de Δp y q . En la Tabla IV.7 se muestran tres gastos distintos y sus respectivos Δp .

q [ml/min]	q [cm ³ /seg]	Δp [psi]	Δp [atm]	k [darcy]	k [mD]
0.8333	0.0138	6.8221	0.4639	0.005210	5.210
1.6667	0.0277	13.71	0.93228	0.005204	4.126
2.5	0.0416	20.4957	1.3937	0.005227	4.426

Tabla IV.7 Datos de permeabilidad

- 1) Se graficaron los valores de Δp y q obteniendo la gráfica mostrada en la Figura IV.7.

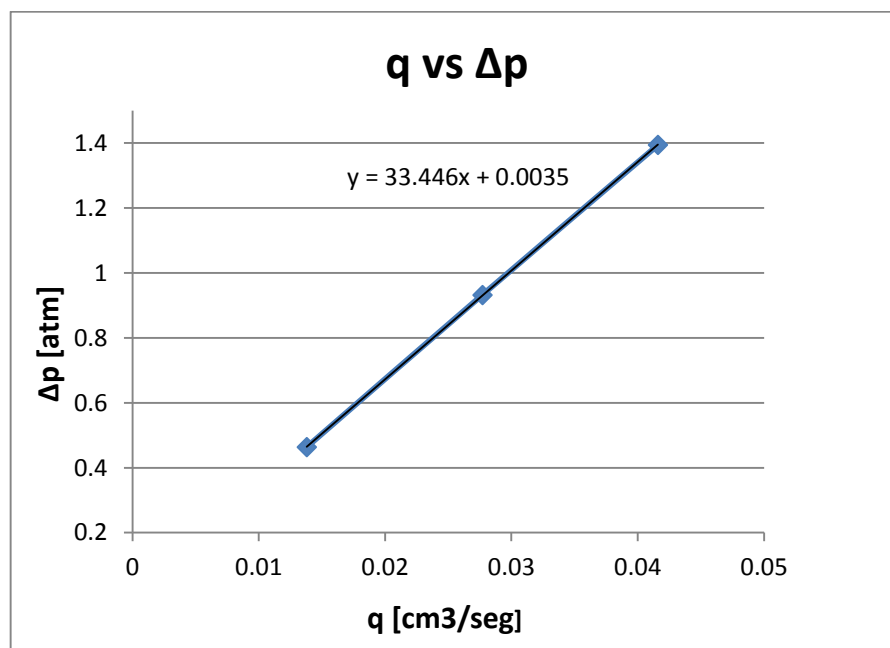


Figura IV.7 Δp vs q

- 2) De la ecuación de Darcy se despeja q por ser variable independiente de la ecuación :

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta p} \rightarrow q = \frac{kA}{\mu L} \Delta p$$

3) Y obteniendo la ecuación de la recta en la gráfica:

$$y = mx + b ; m = \frac{kA}{\mu L}$$

$$y = 33.44x + 0.003$$

Entonces: $m = 33.44$

4) Para determinar el valor de k :

$$m = \frac{kA}{\mu L} \rightarrow k = \frac{m\mu L}{A}$$

Teniendo este despeje se hace la sustitución de valores:

$$k = \frac{(33.44)(1 \text{ cp})(14.2 \text{ cm})}{81.073 \text{ cm}^2}$$

Entonces $K = 5.85 \text{ mD}$

IV.3 Interacción fluido-fluido

Mezclas gas hidrocarburo con Aceite reconstituido

Medición experimental

En este caso se simuló la inyección de gas dentro de la zona de aceite para tener una mejor recuperación lo ideal sería hacer distintos experimentos físicos con diferentes porcentajes partiendo desde la más mínima cantidad hasta un 90% de gas y para poder realizarlas, prácticamente nos llevaríamos casi una vida por proceso y lapso de tiempo que tarda entre una y otra. Por ello se decidió hacer solo un experimento con inyección de 25% de gas y 75 % de aceite vivo reconstituido. Con esta inyección es posible tener una buena caracterización de los fluidos,

La prueba de inyección de gas sintético fue realizada @ c.y. con una presión de 2800 psi a 90°C, la mezcla se mantuvo en agitación durante cierto tiempo y cuando se cumplió el tiempo de estabilización se realizó la separación de fases para así llevar cada una a cromatografía, en la Figura IV.8 se muestra este procedimiento hasta llegar a la cromatografía.

El objetivo de la cromatografía es obtener y analizar μL , ρL , P_b , B_o , factor de compresibilidad y la tensión interfacial, con estas propiedades calculadas es posible determinar si la inyección de gas es eficiente cuando se aplica esta cantidad de gas.

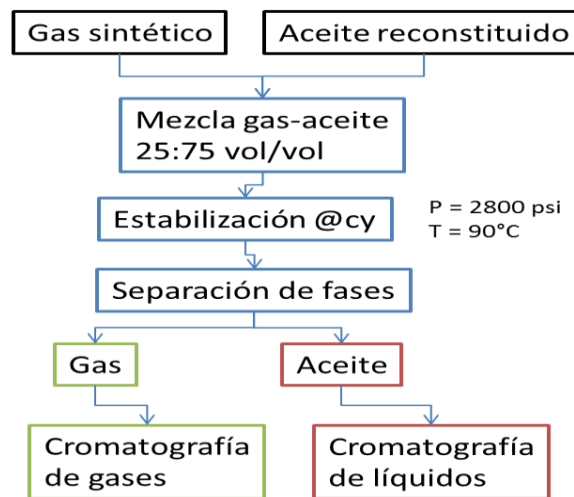


Figura IV.8 Proceso de la generación de datos de inyección

El uso de la cromatografía ayudo a determinar que componentes son evaporados y condensados por medio de la inyección de gas sintético, en la FiguraIV.9 se muestra como se da la transferencia de masa entre los componentes de los fluidos.

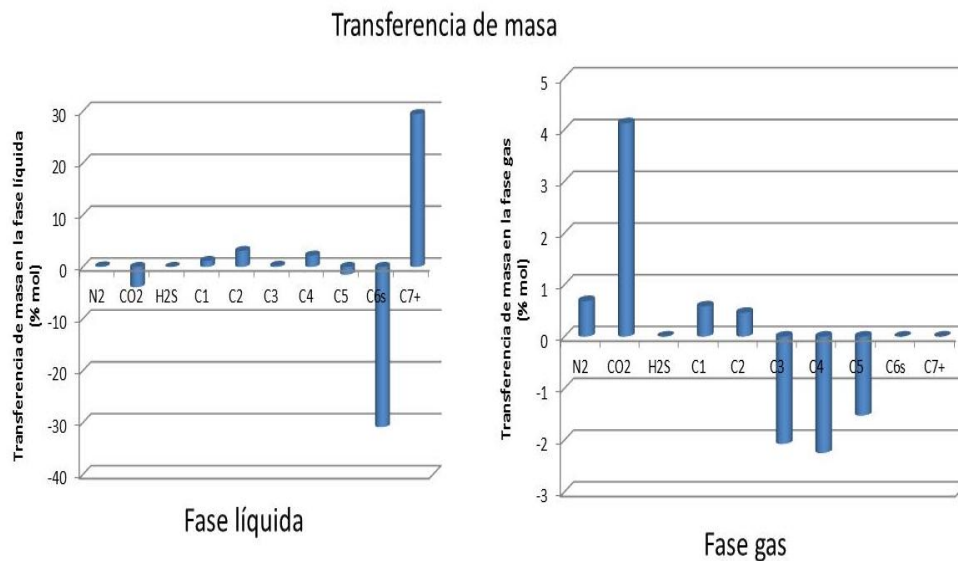


Figura IV.9 Transferencia de masa de la inyección de gas sintético

Simulación del comportamiento de mezclas gas-aceite (PVTi-Eclipse®)

Una vez que se validó la información del aceite reconstituido y del gas sintético, se pudo realizar la mezcla gas-aceite para dar paso a la realización de una prueba donde se determinó la presión de saturación y su composición y partió a realizar la prueba

más importante que fue la inyección de gas sintético al aceite reconstituido a diferentes porcentajes, estas dos pruebas por medio del simulador PVTi, comenzando con una inyección del 5 %, el análisis de estas pruebas esta mostrado en la Figura IV.10.

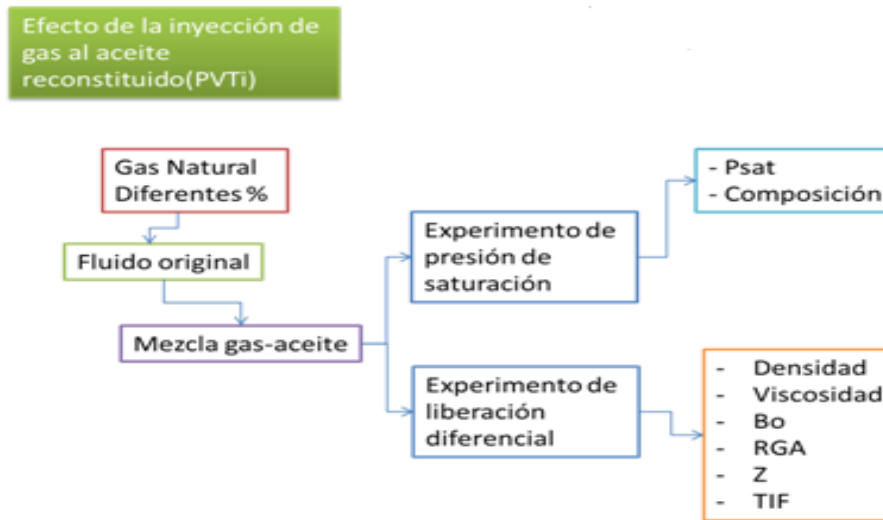


Figura IV.10 Esquema de la inyección de gas por medio de Simulador PVT

Todo este proceso fue necesario para poder determinar qué efecto tiene el aceite al ser sometido a un proceso de Recuperación Mejorada por medio de la inyección de gas natural con alto contenido de CO₂

En esta sección se presenta de forma gráfica como las propiedades del aceite que se mencionan en el cuadro anterior se van modificando a medida que se fue incrementando el volumen de gas, en la Figura IV.11 y IV.12 se muestra como la composición del aceite y la composición del gas se van modificando a medida que se incrementa el volumen de gas de la inyección de gas sintético.

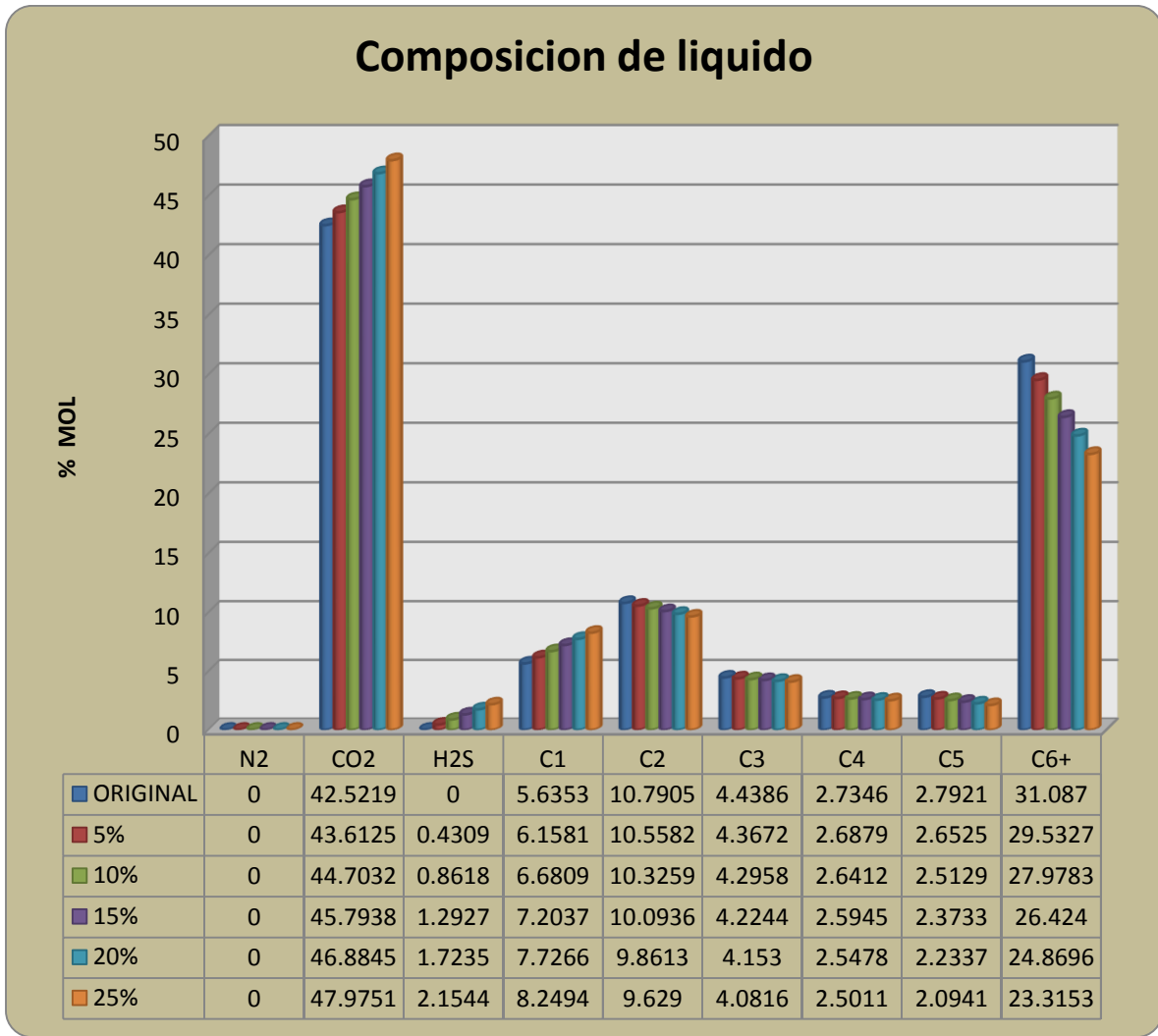


Figura IV.11 Cambio de composición en la fase líquida

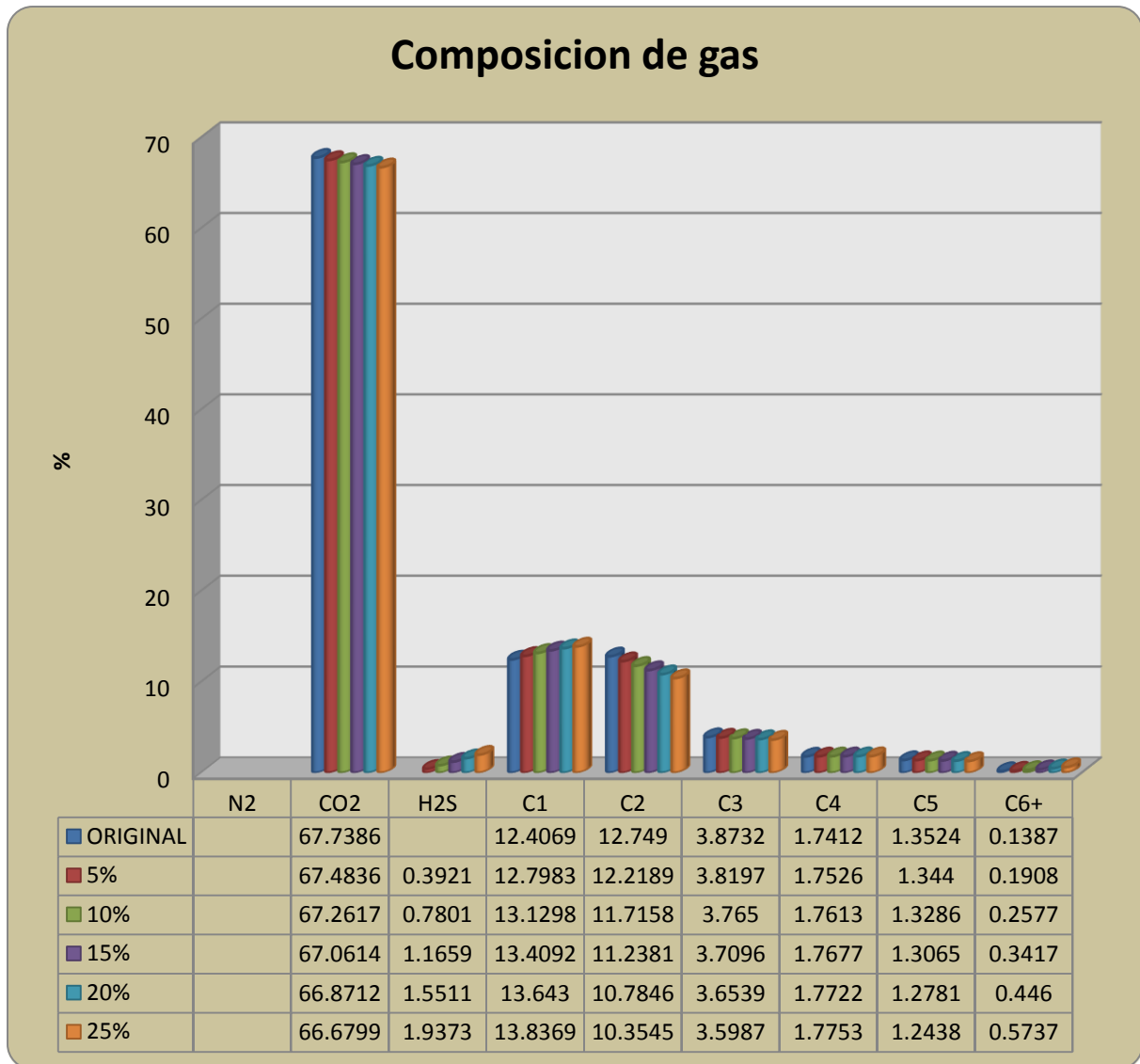


Figura IV.12 Cambio de composición en la fase gaseosa

Estos cambios de composición de los fluidos dieron como resultado el cambio el diagrama de fase. En la Figura IV.13 se presenta este cambio representado en la presión de saturación para cada porcentaje de inyección, presentando en la Tabla IV.8 el cambio de las propiedades de los diferentes porcentajes de inyección de gas.

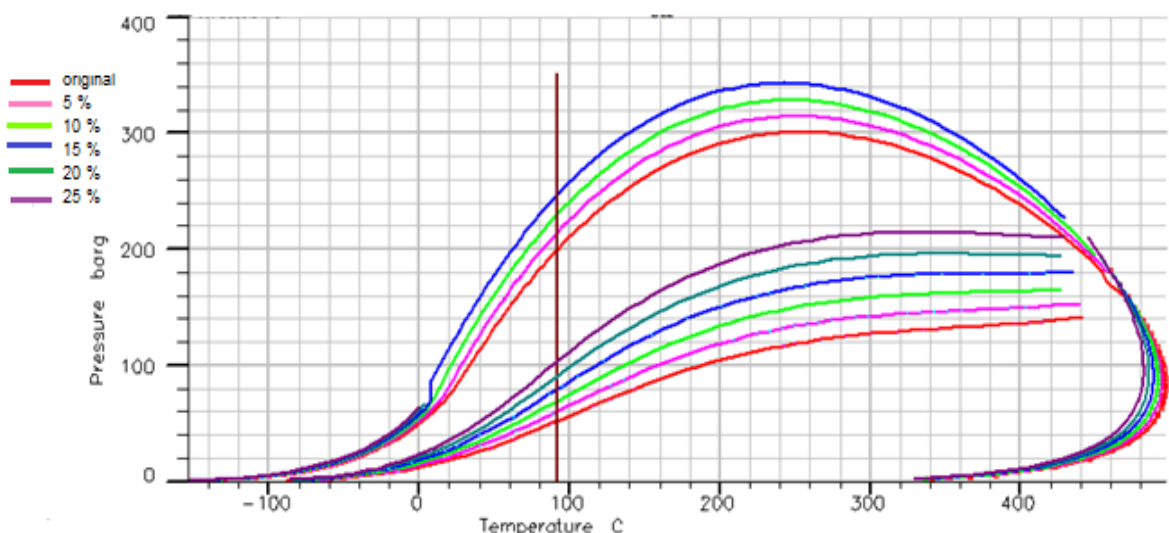


Figura IV.13 Comparación de presión de saturación a distintos porcentajes de inyección de gas

Caracterización fase líquida					
% inyección	Bo [m ³ /m ³]	Pb [psi]	Factor z	Viscosidad [cp]	Densidad [gr/cm ³]
5 %	1.4661	3098.677	0.9515	0.7798	0.8293
10 %	1.4985	3327.329	0.9883	0.7304	0.8273
15 %	1.5348	3571.267	1.0249	0.6816	0.8252
20 %	1.5759	3837.700	1.0608	0.6336	0.823
25 %	1.6228	4104.786	1.0957	0.5865	0.8206

Tabla IV.8 Cambio de propiedades con el aumento de volumen gas sintético al aceite recombinado

En la Figura IV.13 se puede ver claramente como la presión de burbuja fue aumentando conforme la inyección de gas aumentaba. Cuando se llegó a la inyección de gas del 25%, el programa ya no pudo resolver la gráfica debido a que el contenido de gas (CO₂) ya es muy alto, por lo tanto ya no se mostró el diagrama para este volumen de inyección.

En este apartado se muestra la forma en que el gas fue modificando las propiedades del aceite a los distintos porcentajes de inyecciones.

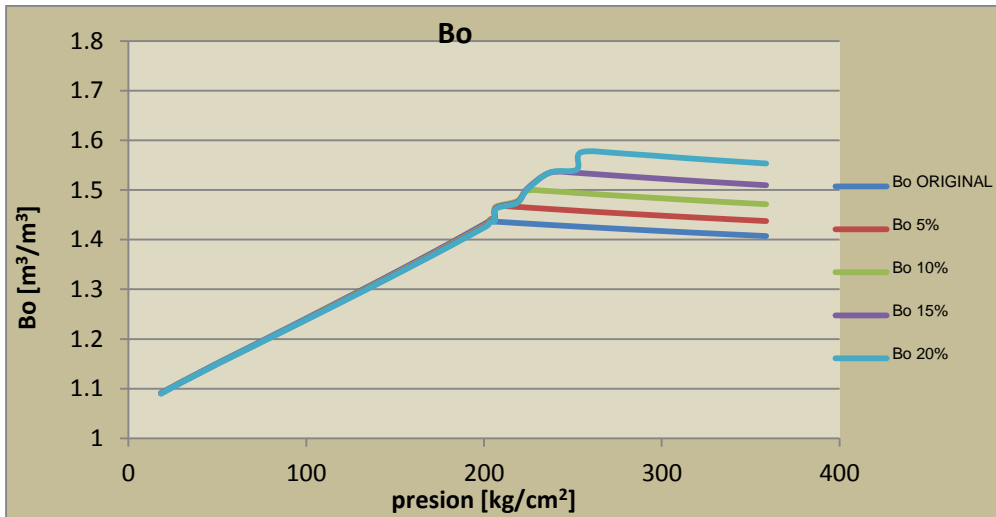


Figura IV.14 Factor de Volumen de Aceite (Bo) de cada porcentaje de inyección

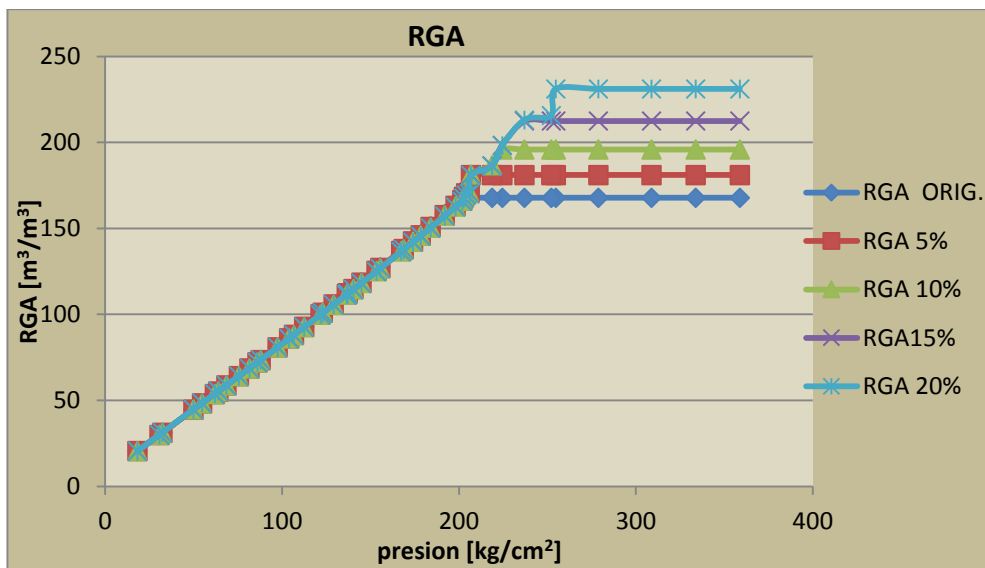


Figura IV.15 Relación Gas Aceite (RGA)

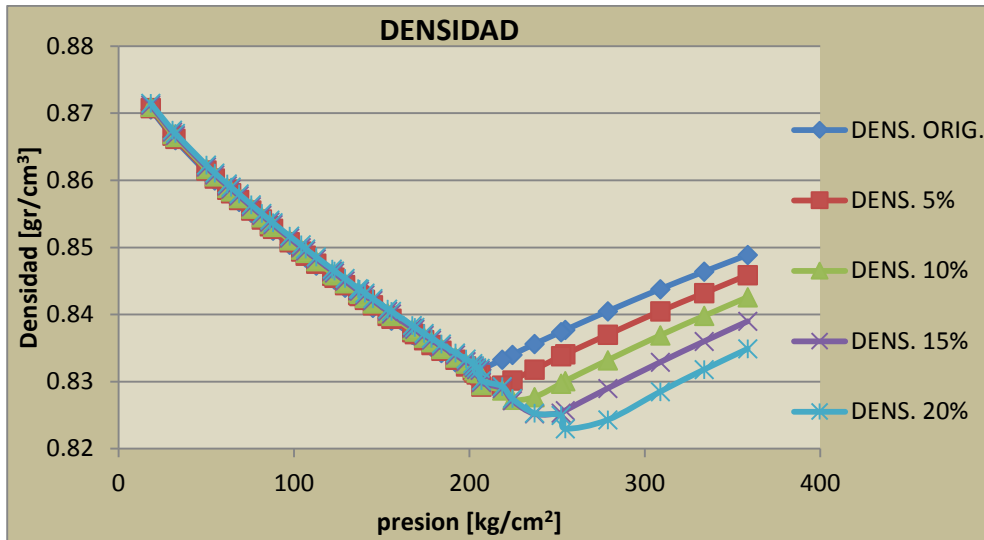


Figura IV.16 Densidad del aceite (ρ_o)

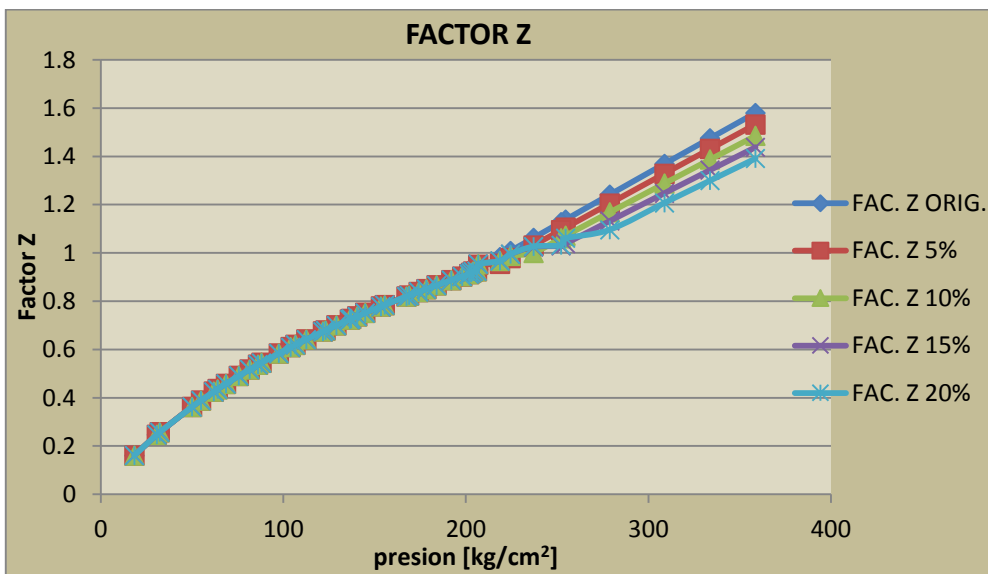


Figura IV.17 Factor de compresibilidad (z)

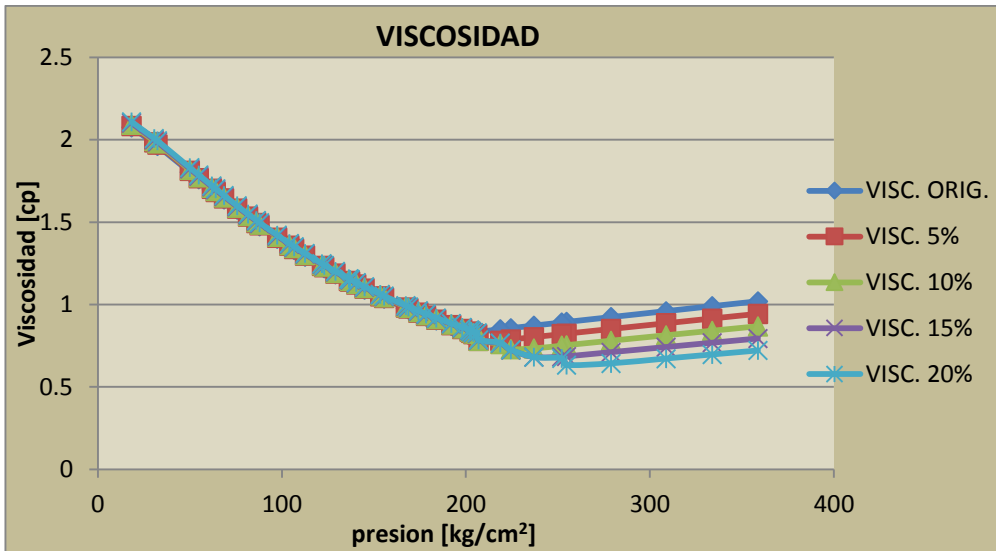


Figura IV.18 Viscosidad del aceite (μ)

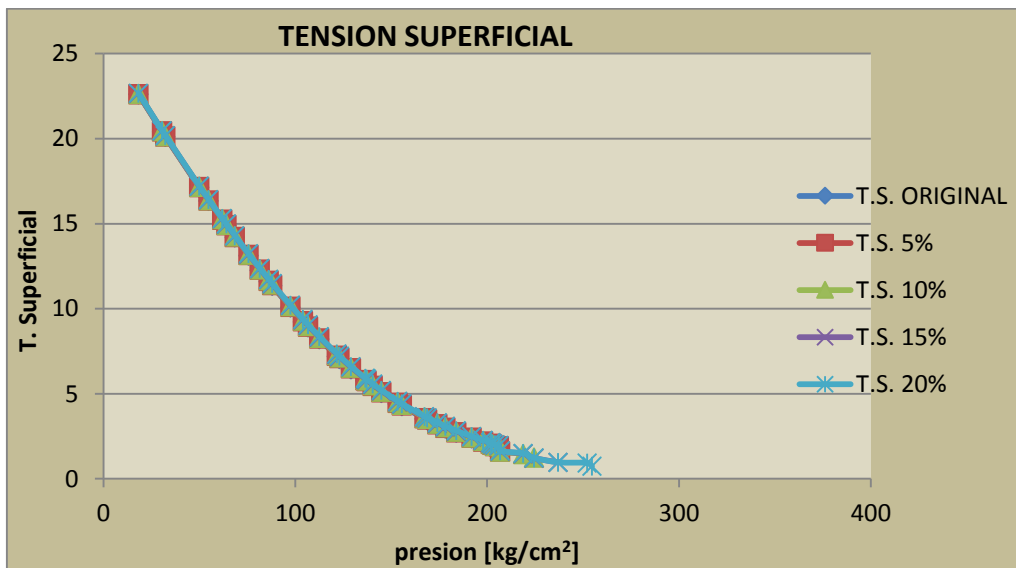


Figura IV.19 Tensión Superficial

Presión Mínima de Miscibilidad

Medición experimental

Para estimar la Presión Mínima de Miscibilidad fue necesario grabar todo el proceso de la inyección de gas al aceite que se describió en el Capítulo III de Procedimientos, y al final se analizaron los videos para poder apreciar el efecto donde se da la miscibilidad entre el gas y el aceite pudiendo determinar la presión en la cual paso la miscibilidad entre el aceite y gas.

Lo que se pretende observar es la formación de pequeñas plumas de color naranja en la parte superior del aceite en la mirilla, como se aprecia en la Figura IV.20, donde este efecto indica que hay una transferencia de masa gas – aceite (C2 - C6) en la miscibilidad del proceso. Este proceso se logró determinar en el video a las presiones de 2690, 2700 y 2730 [psi].

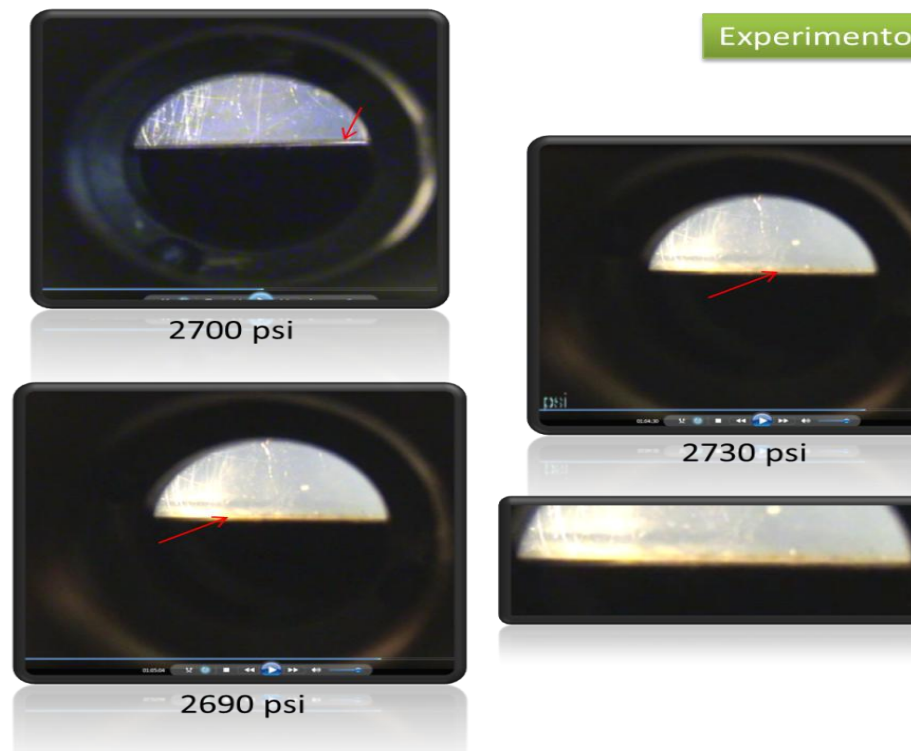


Figura IV.20 Apreciación del efecto de la Presión Mínima de Miscibilidad

Para poder completar esta prueba y poder apreciar la Presión Mínima de Miscibilidad con mayor claridad fue necesario repetir la prueba 4 veces con distinta presión inicial de inyección debido a que la utilización de este método de obtener la PMM no es el más eficaz, pues se llevó más tiempo del esperado obtener esa presión y además no es muy claro el cambio en la interfaz gas – aceite.

Al ir analizando los videos se pudo ir determinando a que presión se observaba un cambio en la mezcla, así que el intervalo aproximado donde surgió este efecto fue de 2600 – 2800 [psi] como es mostrado en la Figura IV.20.

Existen otras técnicas para poder determinar la Presión Mínima de Miscibilidad, como se mencionó en el capítulo donde se explicó el método de burbuja ascendente, el método del slim tube, por medio de correlaciones y el uso de un simulador.

Para que este trabajo quedara mejor validado se decidió determinar la PMM por medio de los otros métodos, como la utilización de la correlación de Yuan H. et al, el método de slim tube y el uso del simulador PVTi.

Para este caso en donde la temperatura de yacimiento es de 90 °C se utilizó la correlación de Yuan et.al. simulando inyección de CO2 puro, ya que como se dijo en un principio la temperatura en la PMM es un factor muy importante.

Simulación de PMM

El simulador que se ocupó para determinar la PMM también fue el simulador PVTi ya que en los últimos años ha sido de gran importancia para la industria petrolera.

Se inició ingresando los valores necesarios al simulador y por medio del porcentaje de gas y de líquido se pudo calcular la constante de equilibrio “k”, por medio de la ecuación de estado obteniendo la relación de Log k vs presión que se encuentra en la Figura IV.21, por medio de esta simulación se pudo obtener una $PMM = 244 \text{ kg/cm}^2$

En un principio la fase gas –aceite se encuentran divididas por una línea de contacto en donde cada una tiene una fuerza que provoca su separación, pero al ir incrementando el volumen de inyección de gas se provoca que las moléculas de gas –aceite interactúen entre si y se mezclen hasta que desaparezca esa línea de contacto entre ellas llamada Tensión Interfacial, en la Figura IV.22 se muestra como la TIF va en decremento a medida que aumenta la presión en el sistema, esto por el aumento de inyección de gas que provoca que las moléculas se vuelvan más ligeras.

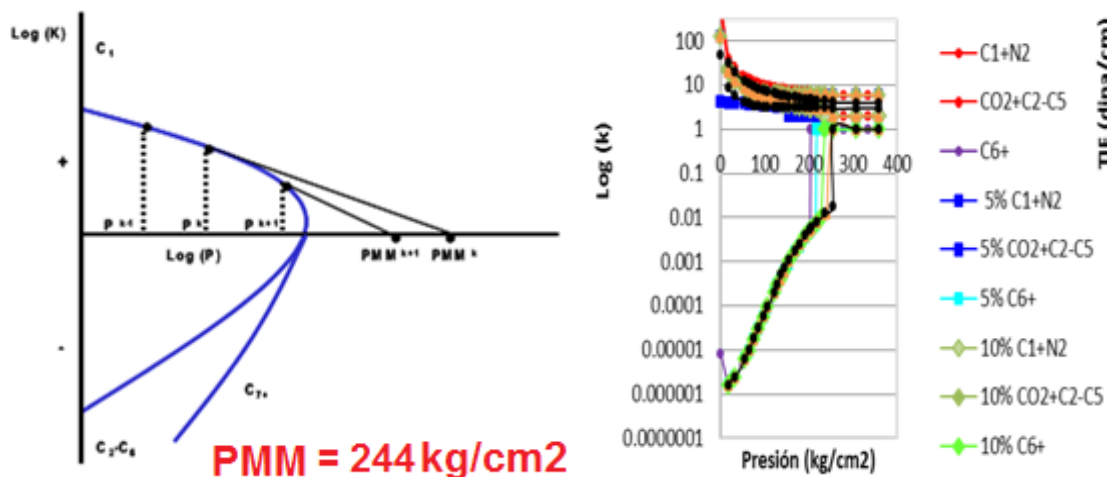
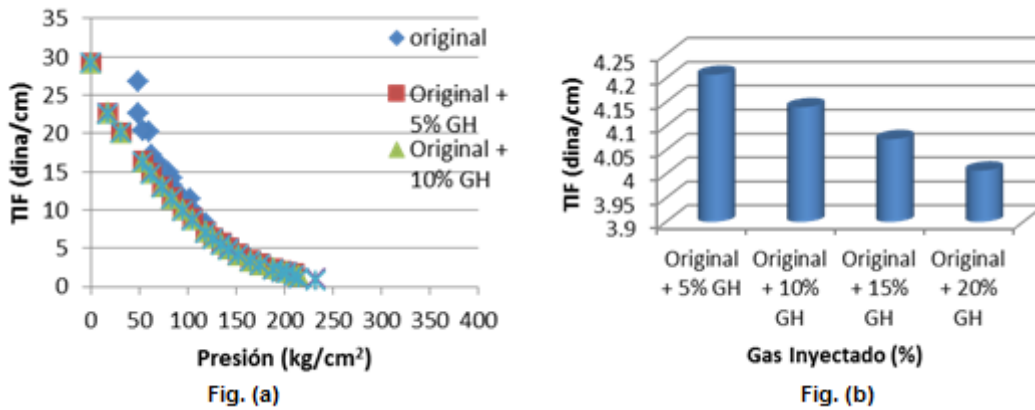
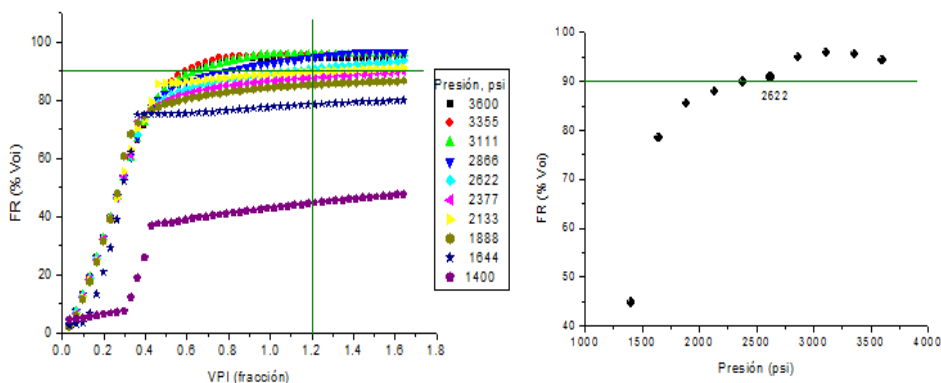


Figura IV.21 Determinación de PMM por medio de la ecuación de estado



FiguraIV.22 (a) La TIF va disminuyendo a medida que se va haciendo un incremento de presión hasta llegar el punto en donde ya no cambia el valor TIF = 0; (b) La TIF va disminuyendo a medida que el porcentaje de inyección de gas va aumentando.

También se realizó una simulación para determinar la PPM mediante la simulación del tubo delgado, debido a falta de tiempo ya no se pudo hacer la prueba experimentalmente. En la FiguraIV.23 se presenta el ajuste de la simulación de slim tube, donde se presenta el factor de recuperación vs volumen de poro inyectado (VPI) y el ajuste con el factor de recuperación vs presión.



PMM~2600 psi



FiguraIV.23Estimación de PMM por medio del Simulador PVTi

Coeficiente de Difusión

La velocidad en que las moléculas de los fluidos lograron cruzar la interface que existe entre el gas y el aceite (TIF) para que ocurriera la miscibilidad, tomo más de 30 días.

Para poder determinar el coeficiente de difusión se hace una ajuste de la curva obtenida de la prueba y entonces se mide la diferencia que existe entre la gráfica ajustada y la original, de ahí se parte a resolver las correlaciones adecuadas para determinar el valor del CD.

En la Figura IV.24 se puede apreciar la caída de presión del sistema, esto quiere decir que la transferencia de moléculas del gas al aceite iba haciéndose aunque poco a poco.

El resultado de la gráfica conlleva al cálculo del Coeficiente de Difusión a través del ajuste de una curva teórica (resuelta a partir de la ecuación de Fick, la ecuación del gas ideal con dos condiciones iniciales y dos condiciones de frontera) con la experimental minimizando la diferencia entre ambas.

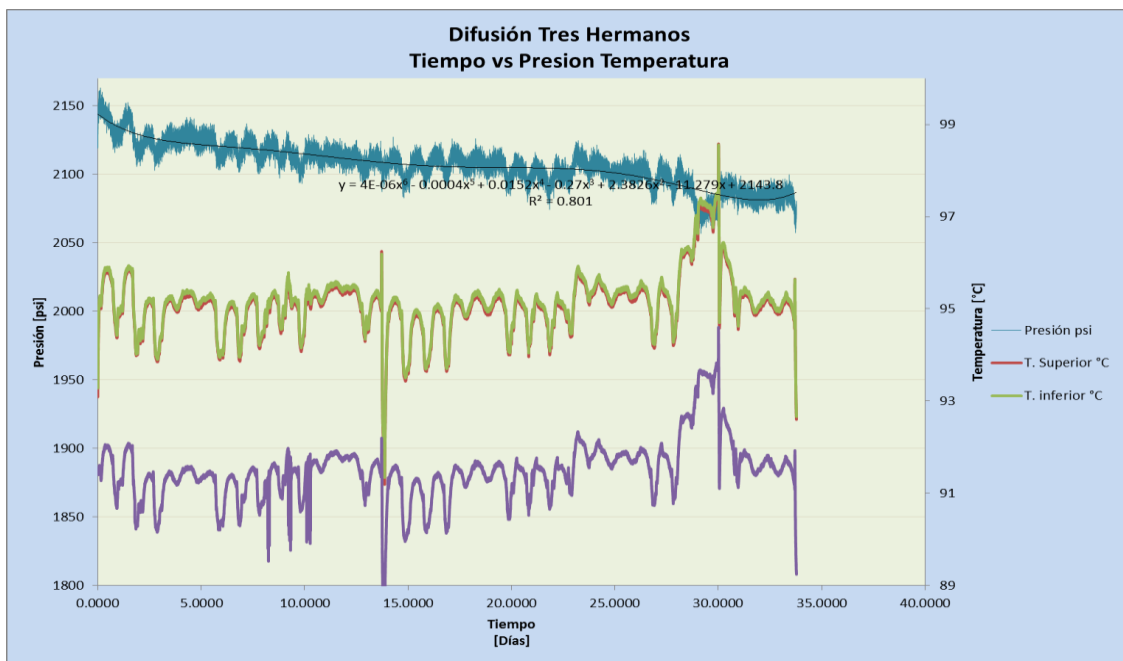


Figura IV.24 Comportamiento de la curva para determinar el coeficiente de difusión

Una vez que se resolvió la ecuación de la presión teórica con información de la prueba, se hizo un ajuste con la curva experimental. Dado que el fenómeno importante en la celda PVT ocurre en las primeras horas, el ajuste se enfocó en el primer segmento de la curva experimental donde ocurrió el incremento de presión. Se consideraron 3 ensayos, el criterio del mejor de ellos fue para el mayor valor de: $1/\sum(P_{Eq} - P_{cal})$.

A partir de las alturas experimentales del gas ($h_g = 5.4082$ cm) y del aceite ($h_l = 6.5918$ cm) en la celda, se determinaron los coeficientes de difusión globales de gas en el aceite de $D_l = 2.5201 \times 10^{-10}$ m²/s y del aceite en el gas de $D_g = 4.074 \times 10^{-7}$ m²/s.

IV.5 Interacción gas/roca, fluidos (prueba de desplazamiento)

El desplazamiento del núcleo fue la cuarta y última prueba para la validación de ese trabajo, donde el objetivo fue obtener un factor de recuperación al someter la muestra a un proceso de Recuperación Mejorada por medio de inyección de gas con alto contenido de CO₂, y como se ha mencionado en capítulos anteriores el método de inyección de gas de CO₂ ha resultado ser muy eficiente en distintos campos a nivel mundial.

El procedimiento para la realización de la prueba de desplazamiento se describió en el Capítulo III. A medida que se fue avanzando en esta prueba se podía ir registrando los resultantes de cada etapa de la prueba. Los resultados del desplazamiento presentados están dados por etapas.

❖ Condiciones iniciales

$$S_w = 100 \%$$

$$V_{poroso} = 180.9017 \text{ ml}$$

$$S_{wi} @ S_o = 48 \% \rightarrow q_{iny} = 2.5 \frac{cm^3}{hr}$$

S_o :

$$p_{iny} = 2200 \text{ psi} \rightarrow p_{conf} = 3100 \text{ psi}$$

$$T = 60 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$q = 5 \text{ ml/hr}$$

$$V_{o_{iny}} = 224.143 \text{ ml}$$

$$V_{p_{iny}} = 1.1067$$

$$V_{w_{rec}} = 65.2 \text{ ml}$$

$$N_p = 121.6 \text{ ml}$$

En esta parte se pudo calcular las distintas propiedades del aceite mostradas en la Tabla IV.9

q (ml/hr)	Vol. aceite rec. (ml)	Vol. gas (lt)	Vol. gas (ml)	Bo [m ³ /m ³]	RGA
5	1.5	0.3075	307.5	1.111111111	205
10	2	0.5	500	1.666666667	250
15	3.4	0.68	680	1.47058824	200
Promedio				1.416122	218.333333

Tabla IV.9 Medición de propiedades dl fluido (Bo y RGA)

❖ Depresionamiento

Aunque no se tiene el historial de presión, se conoce que la declinación anual es de 8.39%, y para simular esta declinación se utilizó un programa instalado en el laboratorio del IMP. El tiempo programado de la duración del depresionamiento fue de 72 hr

$$p_i = 3100 \text{ [psi]}$$

$$p_{final} = 2200 \text{ [psi]}$$

$$p_{conf} = 4802 \text{ [psi]}$$

$$T = 90 \text{ }^\circ\text{C}$$

$N_p =$ no se tuvo recuperacion de aceite

❖ Aplicación del proceso

Desplazamiento de aceite por inyección de gas Tres Hermanos

$$q_{iny} = 5 \text{ ml/hr}$$

$$V_{p_{inyg}} = 1.9886$$

$$V_{g_{rec}} = 132.0575 \text{ lt}$$

$$N_p = 50.6 \text{ ml}$$

hubo oscilacion de presion durante este proceso

$$p_{iny i} = 2700 \text{ psi}$$

$$p_{iny f} = 2083 \text{ psi}$$

Capítulo V Análisis de resultados

Como se vio en el capítulo anterior por medio de los datos arrojados de cada experimento se pudo simular la caracterización del yacimiento para así poder determinar cómo estas propiedades cambian al hacer una inyección. En esta sección se analizaron los datos y simulaciones obtenidas de cada experimento.

En la prueba en la que se hizo una mezcla de gas sintético (25 %) y de aceite recombinado (75 %) se deberían de haber determinado los parámetros de, ρ_L , P_b , B_o , factor de compresibilidad z y TIF pero al realizar la prueba en la mirilla ésta se rompió quedando sólo una pequeña proporción de gas para mandar analizar a cromatografía, de ahí solo se pudo ver la transferencia de masa mostrada en la Figura IV.9 concluyendo que los ligeros del aceite se evaporan, mientras que los pesados se condensan en el aceite.

Los resultados obtenidos en el simulador PVTi, muestran que a medida que se incrementa el porcentaje de inyección de gas el aceite se va expandiendo y cuanto más se expanda el aceite mejor será el factor de recuperación. Como puede observarse en el B_o , densidad y viscosidad del aceite, disminuyen parcialmente debido del alto porcentaje de CO_2 contenido en el gas inyectado. Sin embargo esto ocurre solo a presiones superiores a la P_{sat} .

En cuanto a la determinación de la PMM se realizaron distintos métodos, para que este valor quedara mejor validado, ya que por medio del experimento para determinar la PMM no se pudo tener un resultado claro. En la Tabla V.1 se muestran los valores de PMM para cada método utilizado.

	<i>Experimental</i>	<i>Correlación Yuan et. al</i>	<i>Ajuste EoS</i>	<i>Slim Tube</i>	<i>TIF</i>
PMM [psi]	2600-2800	3514	3470	2600	2850-3200

Tabla V.1 Valores de PMM con distintos métodos

Con estos datos se podría decir que la Presión Mínima de Miscibilidad podría alcanzarse en un rango de entre las 2700-3200 psi. Aunque sin tomar muy en cuenta el valor determinado por la correlación para CO_2 puro, ya que ese valor solo sería como referencia. Por lo tanto la presión a la cual se debería de hacerse la inyección para la recuperación de petróleo sería por debajo de la $P_b = 2900 \text{ psi}$. La presión actual del yacimiento es del orden de 2100 psi, por lo que se tendría que incrementar la presión en el yacimiento a valores superiores a 3000 psi para lograr miscibilidad entre el gas inyectado y el aceite en su estado actual.

En la prueba de desplazamiento la Sw y So se repitió 2 veces por fallas en el equipo. El problema principal fue que la manga no soportó el alto contenido de CO_2 en el gas que a su vez estuvo en presencia de agua, con lo cual presumiblemente se formó ácido carbónico. Tampoco los sellos de las tapas soportaron esta condición, el aceite

que debió estar en el núcleo solo se estaba re-circulando por el by-pass que conecta la entrada con la salida del sistema.

Por lo tanto la recuperación que se hizo de aceite fue por medio del by-pass, sin haber tocado a la roca, obteniendo un $NP = 50.6 \text{ ml}$. En la Figura V.1 se observa la recuperación que se obtuvo de la inyección de gas.



Figura V.1 N_p obtenido de la Recuperación con gas

Cuando la prueba concluyó, y se desinstalo el equipo, se descubrió que el núcleo estaba limpio, solo la parte superior de este se encontraba manchado de aceite. En la Figura V.2 se muestra como la manga inflada por el efecto del gas y de la presión a la que fue sometida. En la Figura V.3 se puede ver como el aceite solo quedo en la parte superior del núcleo, mostrando que no hubo S_o .

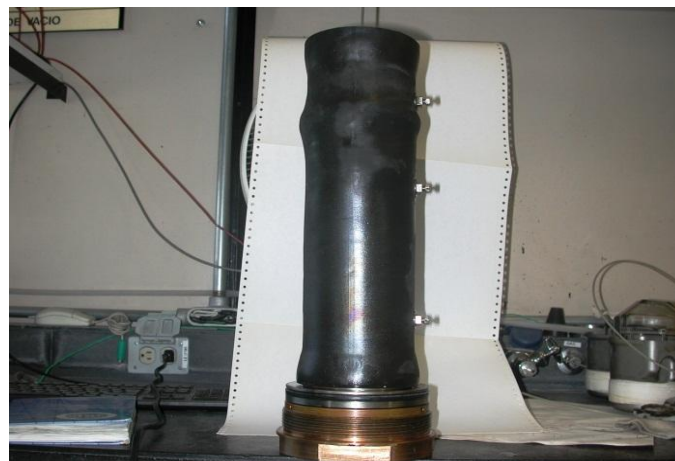


Figura V.2 Manga dañada, consecuencia de la presión y del gas de inyección por el alto % CO_2

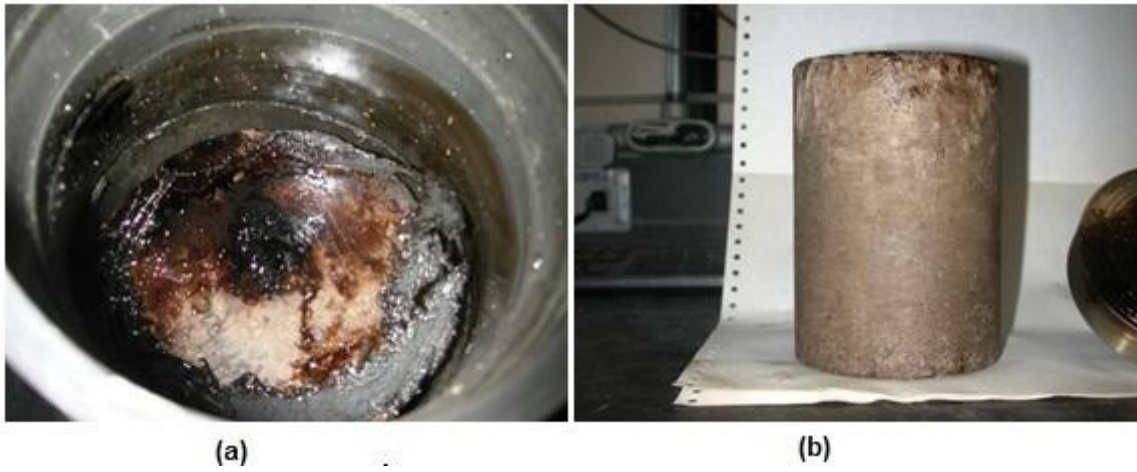


Figura V.3 (a) El aceite no entro al núcleo, solo se quedó en la parte superior de este; (b) No hubo saturación del núcleo, por lo tanto permaneció limpio.

Conclusiones y Recomendaciones

Debido al alto contenido de CO₂ en el gas de Tres Hermanos (TH) es de esperarse que funcione como un buen agente desplazante, pues ayuda a mejorar el comportamiento de fase del aceite. Sin embargo, los resultados que se obtuvieron en dos pruebas realizadas (mezcla de gas-aceite y desplazamiento en el núcleo) no fueron muy concretos debido a fallas en el equipo y en la prueba de miscibilidad los la presión fue muy distinta a la que se esperaba.

A mayor cantidad de gas inyectado se logra una mayor disminución de viscosidad y también un mayor hinchamiento, pero con el gas TH el máximo hinchamiento es del orden de 5 %, que es un valor muy bajo comparado con el que tendría el CO₂ con el aceite bajo condiciones favorables. Sin embargo esto puede ocurrir solo a presiones superiores a la PMM.

Con el trabajo realizado se llegó a la conclusión de que la hipótesis planteada no es válida, ya que se demostró que el gas de TH a la condición actual no mueve significativamente las propiedades del aceite y en todo caso se tendría que subir la presión al yacimiento para lograr miscibilidad y favorecer los efectos de fase que ocasiona el gas de inyección.

Recomendaciones

- ❖ Es necesario volver a hacer una prueba de desplazamiento solo para corroborar los datos de comportamiento de fase de los fluidos, donde quede demostrado que el gas de TH no mueve significativamente la saturación de aceite remanente. .
- ❖ Realizar el experimento de la burbuja ascendente, para tener ese dato como comparación con los otros métodos ya realizados.
- ❖ No tener almacenado el Gas sintético por mucho tiempo, ya que como es altamente corrosivo daña el equipo.
- ❖ Realizar un estudio económico para evaluar la factibilidad de usar el gas producido para incrementar la presión del yacimiento.

Referencias Bibliográficas

1. CNH. (4 junio, 2010). *Documento Técnico 1, Factores de Recuperación de aceite y gas en México*. México.
2. *Enciclopedia de los gases*. (s.f.). Recuperado el Abril de 2013, de <http://encyclopedia.airliquide.com/encyclopedia.asp?languageid=9&GasID=26&CountryID=19>
3. Ramírez Rodríguez, V. (Marzo, 2012). *Tesis "Recuperación de Hidrocarburos con Dioxido de Carbono, como proceso de Recuperación Mejorada, caso México"*. Mexico: Facultad de Ingeniería, UNAM
4. Don W. Green, G. P. (1998). *Enhanced Oil Recovery*. Texas.
5. CNH. *El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada. IOR-EOR*.
6. Salager, J.-L. (2005). *Cuadern FIRP S357-C. Modulo de enseñanza en fenomenos interfaciales. Recuperación Mejorada del Petróleo*. Merida-Venezuela .
7. J.J. Taber, S. F. (1997). *EOR Screening Criteria Revised-Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects*.
8. Ferrer, M. P. (2007). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Segunda Edición*.
9. Rodríguez Manzo Luis Enrique, F. d. (2009). *Tesis " Inyección de un bache de as hidrocarburo iscible como proceso de Recuperación Mejorada"*.
10. CNH. (Diciembre, 2011). *Documento Tecnico2: La Tecnología de Exploración y Producción en México y en el mundo: Situación Actual y Retos* .
11. CNH. (Mayo, 2011). *Dictamen del Proyecto de Explotación Poza Rica*.
12. Verdanga, D. J. *Comunicación Personal del APPRA* .
13. PEMEX, P., & Jose Luis Sanchez Bujanos, R. G. (Julio 2008). *Experiencia en PEMEX en reinyección de CO2*.
14. William D. McCain, J. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids, Second Edition*.
15. Rojas, G. (2003). *Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado*.
16. Ping Guo, Z. W. (2009). *Molecular Diffusion Coefficients of the Multicomponent Gas -Crude Oil Systems under High Temperature and Pressure*.
17. H. Yuan, R. J. (2006). *Improved MMP Correlations for CO2 Floods Using Analytical Gas Flooding theory*.
18. *Tesis: "Metodología para estimar Presión Mínima de Miscibilidad mediante una ecuación de estado"*. (Abril 2002). Jesus Enrique Marin González.

19. Lake, L. (1989). *Enhanced Oil Recovery*.
20. E.C. Donaldson, G. C. (1989). *Developments in Petroleum Science Enhanced Oil Recovery, II processes and operations*.
21. Heron Gachuz Muro, P. E. (2005). Yacimientos de CO₂ en México. Alternativa viable para programas de Recuperación Terciaria. *CIPM* .
22. E. Manrique, A. R. *Perspectives of CO₂ Injection in Venezuela*.
23. Jose Luís Sanchez Bujanos, R. G. (Julio 2008). Experiencia de PEMEX reinyección de CO₂.
24. Manrique, V. A. (2010). Enhanced Oil Recovery: A Update Review. *energies* .
25. Martínez, R., Campos, R., Villar, L. P., Suárez, I., & A.Zapatero, M. (Junio 2008). *Analogos Industriales de Almacenamiento del CO₂*. España.
26. J.J. Taber, F. M. (1997). *EOR Screening Criteria Revisited- Part 2: Applications and Impact on Oil Prices*.