



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DESCRIPCIÓN DE LA
METODOLOGÍA PARA
REALIZAR UN
DESPLAZAMIENTO
MISCIBLE CON CO₂ EN EL
LABORATORIO.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

OMAR RUBIO NAVA

DIRECTOR:

M. en I. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA.

DIRECTOR ADJUNTO:

ING. ARMANDO PINEDA MUÑOZ.



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F. 2009



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

SR. OMAR RUBIO NAVA
Presente

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-091

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Tomás Eduardo Pérez García y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA REALIZAR UN DESPLAZAMIENTO MISCIBLE
CON CO₂ EN EL LABORATORIO**

RESUMEN

- I MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS**
- II GENERALIDADES DEL DIÓXIDO DE CARBONO**
- III PROCESO MISCIBLE CON CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN
MEJORADA DE HIDROCARBUROS**
- IV DESPLAZAMIENTO MISCIBLE CON CO₂ EN EL LABORATORIO**

CONCLUSIONES

APÉNDICES

REFERENCIAS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar del informe el título de éste..

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 3 de Febrero de 2009

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

AGRADECIMIENTOS

Al M. en I. Tomás Eduardo Pérez García.

Con agradecimiento y admiración por su apoyo desinteresado, dirección, consejos y constante disponibilidad para la elaboración de este trabajo.

Al Ingeniero Armando Pineda Muñoz.

Asesor interno del laboratorio de Recuperación de Hidrocarburos del Instituto Mexicano del Petróleo-Sede, gracias por su apoyo, confianza y amistad.

A mis sinodales

Ing. Manuel Villamar Viguera, Dr. Rafael Herrera Gómez, Ing. Agustín Velasco Esquivel e Ing. María Guadalupe Galicia Muñoz, que amablemente revisaron este trabajo y lo enriquecieron con sus comentarios.

A todos ustedes que de una u otra forma me brindaron su apoyo para culminar este trabajo:

Ing. Martín C. Velásquez Franco, M. en C. Heron Gachuz Muro, Ing. Edgar Meza Pérez, Dra. Juana Cruz Hernández, Dr. Andrés E. Moctezuma Berthier, Dr. Enrique Serrano Saldaña, Ing. Arturo Medina Gonzáles.

A mis Amigos:

Lucino B. Amaya Santiago, Guillermo Cárdenas Vences, Gilberto Castillo Gonzáles, Roger Córdova Hernández, Ricardo R. Chagoya Morales, Germán Escobedo Resendiz, J. David Guzmán Arévalo, Juan José Laurrabaquio Reyes, Mario Noe Martínez Ramos, Ángel Paz Segura, Miriam Pérez Gonzaga, Alberto J. Rosales Rangel, Rubén Rodríguez Tapia, Juan Carlos Sabido Alcántara, Miguel A. F. Sánchez Máximo, Obed Sánchez, Carlos Torres Méndez, Osvaldo Villar Álvarez, J. Mateo Velásquez Ortega, Roberto Zúñiga Vásquez, y a todos aquellos que me faltó mencionar.

A mi alma Mater.

Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente a la Facultad de Ingeniería, por darme la oportunidad de ser parte de ella.

Al Instituto Mexicano de Petróleo Sede.

En especial a los compañeros del laboratorio de Recuperación de Hidrocarburos.

DEDICATORIAS

A mis Padres:

VICENTE RUBIO HERNÁNDEZ y LEONOR NAVA TIXTECO, no tengo más que ofrecerles mi agradecimiento por su: sangre, amor, esfuerzo, sacrificios, lágrimas y sudor. Gracias por confiar en mí y darme la fuerza para superar los momentos difíciles, se veía lejos pero lo hemos logrado.

A mis Hermanos:

Oscar, Oliver, Oasis: Decirles gracias es poco, simplemente puedo decir que soy muy afortunado de ser su hermano.

A Claudia A. Flores Valenzuela.

Dicen que la Universidad te cambia la vida y es cierto a mi me la cambio cuando te conocí, ahora eres parte fundamental en mi vida, gracias por compartir éste sueño conmigo, te amo.

A Osmar Rubio Flores.

Y a ti por haber aparecido y cambiado mi vida, así entendiendo que el amor a un hijo es ilimitado e infinito.

A la Familia Flores Valenzuela.

Gracias a todos ustedes por su apoyo, confianza y atenciones que han tenido conmigo.

“Dios no te hubiera dado la capacidad de soñar sin darte también la posibilidad de convertir tus sueños en realidad”.

Héctor Tassinari

ÍNDICE

	Pág.
RESUMEN	I
LISTA DE FIGURAS	II
LISTA DE TABLAS	IV
ECUACIONES	IV
I. MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS	1
I.1 Recuperación Primaria de Hidrocarburos.	1
I.1.1 Expansión de la Roca y los Fluidos.	1
I.1.2 Empuje de Gas Disuelto Liberado.	1
I.1.3 Empuje por Capa o Casquete de Gas.	2
I.1.4 Empuje por Entrada de Agua.	3
I.1.5 Desplazamiento por Segregación Gravitacional.	4
I.1.6 Combinación de Empujes.	5
I.2 Métodos de Recuperación Secundaria.	6
I.2.1 Inyección de Agua.	6
I.2.2 Inyección de Gas.	8
I.2.3 Inyección Alternada o Combinada de Agua y Gas.	9
I.3 Recuperación Terciaria o Mejorada de Hidrocarburos.	10
I.3.1 Clasificación de los Métodos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos.	11
I.3.2 Guías Técnicas de Selección para los Métodos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos.	13
I.4 Métodos Térmicos.	16
I.4.1 Desplazamiento por Inyección de Vapor de Agua.	16
I.4.2 Desplazamiento por Combustión "in-situ".	18
I.5 Métodos Químicos.	21
I.5.1 Desplazamiento por Inyección de Polímeros.	21
I.5.2 Desplazamiento por Inyección de Alcalinos.	22
I.5.3 Desplazamiento por Inyección de Polímeros-Miscelares.	24
I.6 Métodos Miscibles.	26
I.7 Métodos Microbianos.	28
II. GENERALIDADES DEL DIÓXIDO DE CARBONO	29
II.1 Origen del Dióxido de Carbono.	29
II.2 Fuentes del Bióxido de Carbono.	30
II.2.1 Plantas de Amoniaco.	30
II.2.2 Fuentes Naturales de CO ₂ .	31
II.3 Purificación y Deshidratación del CO ₂ .	33
II.4 Fases del Dióxido de Carbono.	34

II.5	Densidad del CO ₂ .	35
II.6	Viscosidad del CO ₂ .	36
II.7	Solubilidad del CO ₂ en el Agua.	37
II.8	Factor de Volumen del CO ₂ .	38
II.9	Factor de Compresibilidad del CO ₂ .	39
III. PROCESO MISCIBLE CON CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN		
MEJORADA DE HIDROCARBUROS		40
III.1	Teoría del Desplazamiento Miscible.	40
III.2	Miscibilidad.	43
III.2.1	Miscibilidad en Diagramas Ternarios.	45
III.2.2	Miscibilidad por Primer Contacto.	46
III.2.3	Miscibilidad por Contacto Múltiple o Dinámica.	46
III.2.3.1	Miscibilidad por Condensación de Gas (Inyección de Gas Enriquecido).	47
III.2.3.2	Miscibilidad por Vaporización de Gas (Inyección de Gas a Alta Presión).	47
III.3	Presión Mínima de Miscibilidad.	49
III.3.1	Correlación Yellig and Metcalfe.	51
III.3.2	Correlación de Holm & Josendal.	52
III.3.3	Correlación Nacional Petroleum Council (NPC).	53
III.4	Proceso Miscible con Dióxido de Carbono.	54
III.5	Eficiencia del Desplazamiento Miscible.	56
III.5.1	Eficiencia Macroscópica.	57
III.5.2	Eficiencia Microscópica.	58
III.6	Régimen de Flujo en un Desplazamiento Miscible.	58
III.7	Factores que Afectan la Eficiencia del Desplazamiento.	59
III.7.1	Presión, Temperatura y Composición del Aceite.	60
III.7.2	Comportamiento de Fase.	60
III.7.3	Saturaciones de Fluidos en el Sistema Roca-Fluido.	61
III.7.4	Difusión.	61
III.7.5	Dispersión.	62
III.7.6	Interdigitación.	62
III.7.7	Flujo Cruzado.	63
III.7.8	Volumen del Bache de CO ₂ .	63
III.7.9	Geometría del Yacimiento.	64
III.7.10	Buzamiento del yacimiento.	64
III.7.11	Heterogeneidad tanto en Porosidad y Permeabilidad.	64
IV. DESPLAZAMIENTO MISCIBLE CON CO₂ EN EL LABORATORIO		66
IV.1	Pruebas Convencionales o Rutinarias de Laboratorio.	67
IV.1.1	Pruebas Especiales de Laboratorio.	68
IV.2	Preparación de los Fluidos para las Pruebas Experimentales en el Laboratorio.	69

IV.2.1	Agua de Formación.	70
IV.2.2	Aceite.	71
IV.2.3	Dióxido de Carbono.	73
IV.3	Preparación del Medio Poroso para las Pruebas Experimentales en el Laboratorio.	75
VI.3.1	Elección de la Muestra de Roca.	75
VI.3.1.1	Núcleos de Afloramiento.	76
VI.3.1.2	Núcleos de Fondo.	77
VI.3.2.	Métodos de Limpieza del Núcleo.	78
IV.3.2.1	Destilación-Extracción de Fluidos.	78
IV.3.2.2	Limpieza por Inyección Forzada de Solvente.	79
IV.4	Determinación de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) en un Sistema Fluido.	80
IV.5	Determinación de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) a través del Tubo Delgado.	82
IV.6	Preparación del Sistema Roca-Fluido.	85
IV.7	Sistema de Desplazamiento Experimental en el Laboratorio.	87
IV.8	Diagrama de Flujo de un Desplazamiento Miscible con CO ₂ .	91
	CONCLUSIONES	94
	ANEXOS	96
A.1	Cálculos para la Preparación de una Salmuera Sintética.	96
A.2	Cálculos para Preparación de un Aceite Recombinado.	97
A.3	Cálculo del volumen requerido de CO ₂ .	98
A.4	Determinación del Ajuste Histórico Experimental de Presión del Núcleo.	100
A5	Equipos Acoplados para Desarrollar Pruebas Experimentales en el Laboratorio	102
	BIBLIOGRAFÍA	104

RESUMEN

La industria petrolera mexicana hace frente al reto de incrementar las reservas probadas de hidrocarburos existentes a través del descubrimiento y desarrollo de nuevos campos petroleros, además de tecnologías que permitan aumentar la recuperación de los hidrocarburos. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que el descubrimiento de nuevos campos se torna cada vez más difícil y costoso, por lo anterior la importancia que tiene actualmente la Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH). Es importante saber que para poder implementar un proyecto de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH), se requiere una evaluación integral técnica-económica en una serie de etapas.

En este trabajo se hace una breve descripción de los métodos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos existentes, enfocándose a los procesos miscibles, particularmente por inyección de Dióxido de Carbono en condiciones miscibles, considerado entre los desplazamientos más eficientes, bajo ciertas condiciones.

Debido a la experiencia laboral dentro del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP-Sede), en el área de Recuperación de Hidrocarburos particularmente en el laboratorio, gracias al apoyo y asesoría del personal de esta área, el presente trabajo tiene como objetivo el contar como una fuente de información básica y útil de la metodología para realizar un desplazamiento miscible con CO₂ en el laboratorio. Así permitiendo al ingeniero petrolero conocer los trabajos de laboratorio requeridos para realizar una evaluación de un método de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH), como es un proceso miscible con dióxido de carbono.

LISTA DE FIGURAS

No.	FIGURA	Pág.
1.1	Presión del yacimiento versus eficiencia de la recuperación para los mecanismos naturales de producción.	5
1.2	Clasificación de procesos y etapas de la recuperación de hidrocarburos.	11
1.3	Clasificación de los métodos de recuperación mejorada de hidrocarburos por mecanismo.	12
1.4	Clasificación de las técnicas de recuperación mejorada de hidrocarburos.	12
1.5	Clasificación de métodos de recuperación de hidrocarburos.	13
1.6	Guías de escrutinio para la viscosidad del aceite.	14
1.7	Guías de escrutinio para la permeabilidad del yacimiento.	15
1.8	Guías de escrutinio para la profundidad del yacimiento.	15
1.9	Desplazamiento por inyección de vapor.	17
1.10	Desplazamiento por inyección de aire (combustión in-situ).	20
1.11	Desplazamiento por inyección de polímeros.	22
1.12	Desplazamiento por inyección de alcalinos.	24
1.13	Desplazamiento por inyección de polímeros-miscelares.	25
2.1	Diagrama de fase del CO ₂ .	34
2.2	Diagrama de densidad del CO ₂ .	35
2.3	Diagrama de viscosidad del CO ₂ .	36
2.4	Diagrama de solubilidad del CO ₂ en el agua.	37
2.5	Factor de Volumen del CO ₂ y otros gases.	38
2.6	Factor de compresibilidad del CO ₂ .	39
3.1	Desplazamiento de aceite por inyección de gas.	40
3.2	Entrampamiento de aceite residual en canales de baja permeabilidad.	40
3.3	Saturación de aceite respecto a las fuerzas capilares en un medio poroso.	41
3.4	Reducción de la saturación causada por la tensión interfacial.	41
3.5	Saturación de aceite residual.	42
3.6	Movimiento del aceite residual debido a la reducción de la tensión interfacial.	42
3.7	Inmiscibilidad entre metano y aceite a condiciones de yacimiento.	44
3.8	Miscibilidad entre metano y propano a condiciones de yacimiento.	44
3.9	Miscibilidad del propano (o LPG), y el aceite a condiciones de yacimiento.	44
3.10	Análisis de un desplazamiento miscible mediante diagrama ternario.	46
3.11	Diagrama ternario para un desplazamiento miscible por vaporización de gas.	49
3.12	Comparación entre correlaciones para la determinación de la presión mínima de miscibilidad, basado en métodos analíticos y experimentales.	51
3.13	Presión mínima de miscibilidad versus temperatura (Yelling & Metcalfe).	52

3.14	Presión mínima de miscibilidad versus temperatura (Holm & Josendal).	53
3.15	Desplazamiento miscible con propano como solvente empujado por gas.	54
3.16	Desplazamiento miscible con dióxido de carbono.	55
3.17	Patrones de flujo de un desplazamiento miscible.	59
3.18	Zona de mezclado, distribución longitudinal y transversal.	62
3.19	Fenómeno de interdigitación viscosa.	63
4.1	Etapas de un proyecto de recuperación mejorada de hidrocarburos.	66
4.2	Relación entre las propiedades petrofísicas.	68
4.3	Celda de mezclado.	72
4.4	Dióxido de carbono supercrítico.	73
4.5	Traspaso del CO ₂ .	74
4.6	Soxhlet.	79
4.7	Limpieza por inyección forzada de solvente.	79
4.8	Vista lateral de una mirilla para alta presión y temperatura.	80
4.9	Elementos para realizar una prueba experimental en la mirilla.	81
4.10	Determinación de la PMM a través de una mirilla para alta presión.	82
4.11	Diagrama esquemático de una prueba experimental en tubo delgado.	84
4.12	Interpretación gráfica de la presión mínima de miscibilidad.	85
4.13	Saturación de fluidos dentro de un núcleo restaurado.	86
4.14	Sistema de desplazamiento experimental en el laboratorio.	90
4.15	Diagrama de flujo primera parte.	91
4.16	Diagrama de flujo segunda parte.	92
4.17	Diagrama de flujo tercera parte.	92

I. MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS.

1.1 Recuperación Primaria de Hidrocarburos.

La recuperación primaria de hidrocarburos es mediante el aprovechamiento de la energía inherente al yacimiento. Esta recuperación es por un proceso de desplazamiento, debido a un gradiente de presión, el cual obliga al aceite a fluir hacia los pozos productores, pero ese movimiento se verifica solamente si otro fluido llena el espacio desocupado por el aceite y mantiene en dicho espacio la presión requerida para continuar el movimiento. Los posibles mecanismos de empuje presentes en un yacimiento, los cuales contribuyen a dicho desplazamiento son:

- Expansión de la roca y los fluidos.
- Empuje por gas disuelto liberado.
- Empuje por capa de gas.
- Empuje por entrada de agua.
- Desplazamiento por segregación.
- Combinación de empujes.

1.1.1 Expansión de la Roca y los Fluidos.

Este tipo de desplazamiento ocurre en yacimientos bajosaturados ($P_y > P_b$) hasta alcanzar la presión de saturación (P_b). La producción del aceite se debe a la expansión del sistema roca-fluido. El aceite, agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores los fluidos contenidos en los poros del yacimiento. Dada la baja compresibilidad del sistema, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción es muy pronunciada. La liberación del gas disuelto en el aceite ocurre en la tubería de producción (T_p), al nivel en que se obtiene la presión de saturación (P_b).

1.1.2 Empuje por Gas Disuelto Liberado.

Este tipo de empuje se presenta en yacimientos saturados ($P_y \leq P_b$), existe una liberación del gas disuelto en el aceite, el desplazamiento del aceite se

deberá primordialmente al empuje del gas liberado; ya que si bien es cierto que tanto el agua intersticial y la roca continuarán expandiéndose, su efecto resulta despreciable, debido a que la compresibilidad del gas es mucho mayor que la compresibilidad de la formación.

El gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, sino que se acumula en pequeñas burbujas aisladas, las cuales mediante la declinación de la presión llegan a formar posteriormente una fase continua, la cual fluirá posteriormente hacia los pozos productores.

La saturación del aceite (S_o) disminuirá constantemente, a causa de su producción y encogimiento por la liberación del gas disuelto; por lo tanto, mientras que la permeabilidad al aceite disminuye continuamente, la permeabilidad al gas aumentará. El gas fluirá más fácilmente que el aceite, debido a que es más ligero, menos viscoso, además que se desplaza por la parte central de los poros (bajo condiciones equivalentes, su movilidad es mucho mayor que la del aceite). Las recuperaciones por este tipo de empuje, son casi siempre bajas, variando generalmente entre 5 y 35% del aceite contenido a la presión de saturación. Cuando este mecanismo de desplazamiento ocurre en un yacimiento que no presenta condiciones favorables de segregación, la recuperación es totalmente independiente del ritmo de extracción.

1.1.3 Empuje por Capa o Casquete de Gas.

El empuje por capa de gas consiste en la invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite. La producción de aceite proviene de los pozos localizados en la zona de aceite, pero el aceite producido es reemplazado por el que se mueve adelante del frente de gas. En esta forma, el proceso obliga al aceite a moverse hacia la parte inferior del yacimiento.

Los requerimientos básicos para este tipo de empuje son:

- Que la parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas.

- Que exista un continuo crecimiento o agrandamiento de la zona ocupada por el casquete de gas.

La zona de gas libre requerida puede presentarse de tres maneras:

1. Existir inicialmente en el yacimiento como un casquete.
2. Bajo ciertas condiciones, puede formarse por la acumulación del gas liberado por el aceite, al abatirse la presión del yacimiento a consecuencia de la segregación gravitacional.
3. La capa de gas puede crearse artificialmente por inyección de gas en la parte superior del yacimiento, si existen condiciones favorables para su segregación.

Las recuperaciones por capa de gas varían normalmente del 20 al 40%, del aceite contenido originalmente. Pero si existen condiciones favorables de segregación se pueden obtener recuperaciones del orden del 60% o más.

1.1.4 Empuje por Entrada de Agua.

El desplazamiento por invasión de agua es similar al empuje por casquete de gas. El desplazamiento de los hidrocarburos tiene lugar en este caso atrás y en la interfase agua-aceite móvil. En este proceso el agua invade y desplaza al aceite progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir solo un ligero abatimiento, entonces el aceite será casi totalmente recuperado por desplazamiento con agua, puesto que no habrá liberación de gas en solución o dicha liberación será pequeña y así mismo el desplazamiento que ocasione.

Los requerimientos básicos para este empuje son:

- Una fuente adecuada que suministre agua en forma accesible al yacimiento.
- Una presión diferencial entre la zona de aceite, y la zona de agua, que induzca y mantenga la invasión.
- El empuje hidráulico puede ser natural o artificial. Para que se presente en forma natural debe existir junto a la zona productora, un gran

volumen de agua de formación, sin barreras entre el aceite y el agua, además de una buena permeabilidad. En un empuje artificial, la inyección de agua será por debajo del contacto agua - aceite.

Tan pronto como el agua invade una sección de la zona de aceite y desplaza algo de él, la saturación de agua aumenta, la formación adquiere e incrementa su permeabilidad al agua y ésta tiende a fluir junto con el aceite. Como agente desplazante el agua tiene una ventaja sobre el gas, ya que debido a su menor movilidad (mayor viscosidad), a un volumen dado de agua introducido en el espacio poroso desalojará más aceite que el mismo volumen de gas, y se acumulará también en mayor grado mostrando menos tendencia que el gas a fluir a través del aceite.

Las recuperaciones varían normalmente entre el 35 y el 75%, del volumen original de aceite en el yacimiento, éstas son sensibles al ritmo de explotación. Las recuperaciones bajas corresponden a yacimientos heterogéneos o con aceites viscosos.

1.1.5 Desplazamiento por Segregación Gravitacional.

La segregación gravitacional o drene gravitacional, puede clasificarse como un mecanismo de empuje; sin embargo, se considera mas bien como una modificación de los demás. La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. El drene por gravedad puede participar activamente en la recuperación del aceite. Los yacimientos presentan condiciones propicias a la segregación de sus fluidos, cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad y cuando los gradientes de presión aplicados, no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos. La recuperación en yacimientos donde existe segregación de gas y/o agua, es sensible al ritmo de producción. Mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión y mayor la segregación.

1.1.6 Combinación de Empujes.

La mayoría de los yacimientos quedan sometidos durante su explotación a más de uno de los mecanismos de desplazamiento explicados anteriormente. Por ejemplo; un yacimiento grande puede comportarse inicialmente como productor por empuje de gas disuelto. Después de un corto periodo de producción, la capa de gas asociado actúa efectivamente y contribuye substancialmente a desplazar aceite. Posteriormente, después de una extensa extracción, la presión del yacimiento caerá lo suficiente como para establecer la entrada de agua del acuífero, de modo que el empuje se presentará como parte importante del mecanismo de desplazamiento.

En la figura 1.1, se muestra la influencia que tienen los empujes naturales de recuperación de hidrocarburos sobre la presión del yacimiento y la eficiencia de recuperación.

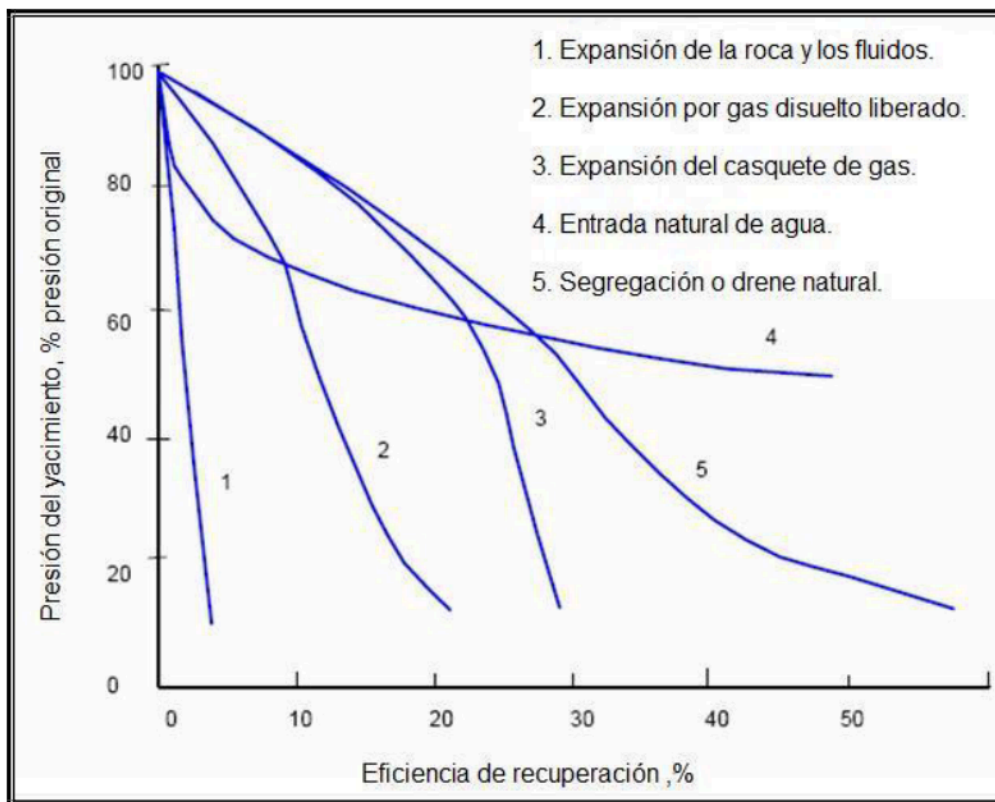


Figura 1.1 Presión del yacimiento versus eficiencia de la recuperación para los distintos mecanismos naturales de producción.¹

¹ Freddy Humberto Escobar Macualo, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2004, p 27.

1.2 Métodos de Recuperación Secundaria.

Un proceso de Recuperación Secundaria, queda definido por el hecho de adicionar energía al yacimiento mediante la inyección de un fluido inmisible, manteniendo y/o reiniciando el desplazamiento del aceite hacia los pozos productores. Hay que enfatizar que un proceso secundario, las propiedades de los fluidos y del medio poroso no son modificados respecto a su comportamiento original, y es solamente la energía del movimiento, la competencia de movilidades y la zonificación del petróleo a contactar, los factores que se definen el incremento de la recuperación.²

1.2.1 Inyección de Agua.

En la actualidad, es el principal y más conocido Método de Recuperación Secundaria, constituyéndose en el proceso que más ha contribuido a la recuperación de aceite extra, su popularidad se explica por:

- La disponibilidad general del agua.
- La relativa facilidad con la que se inyecta, debido a la carga hidrostática que se logra en el pozo de inyección.
- La facilidad con que el agua se extiende a través de la formación.
- La eficiencia del agua en el desplazamiento del aceite.

Los factores que son favorables para una alta recuperación por inyección de agua incluyen: baja viscosidad del aceite, permeabilidad uniforme y continuidad del yacimiento.

Una de las primeras consideraciones en la planeación de un proyecto de inyección de agua es localizar una fuente accesible de agua para la inyección.

- El agua no debe ser corrosiva. El sulfuro de hidrógeno y el oxígeno son dos fuentes comunes de problemas de corrosión.
- El agua no debe depositar minerales bajo condiciones de operación.
- El agua no debe contener sólidos suspendidos, debido a que pueden causar taponamiento de los poros de la formación productora.

² Gerencia de Explotación de Yacimientos-SCTECT-PEMEX, Informe Anual 2007 Recuperación Secundaria y Mejorada en México, p 13.

- El agua inyectada no debe reaccionar para causar hinchamiento de los minerales arcillosos presentes en la formación. La importancia de ésta consideración depende de la cantidad y tipo de minerales arcillosos presentes en la formación, así como de las sales minerales disueltas en el agua inyectada y la permeabilidad de la roca.
- El agua de inyección debe ser compatible con el agua presente inicialmente en la formación.

La profundidad del yacimiento es otro factor que debe ser considerado en el diseño de un proyecto de inyección de agua. El agua debe ser inyectada a una presión de tal manera que no fracture la formación. Si la presión de fracturamiento se excede, el agua fluirá a través de la fractura hacia el pozo productor.

La viscosidad del aceite es una propiedad muy importante para determinar el comportamiento de la inyección, la recuperación para un aceite ligero será mayor que para un aceite pesado.

La selección del arreglo de inyección depende de; la estructura, límites del yacimiento, continuidad, variaciones de permeabilidad y porosidad, además del número y posición de los pozos existentes.

De acuerdo con la posición de los pozos inyectores y productores, la inyección de agua se puede llevarse a cabo de dos formas:

- **Inyección periférica o externa:** Este método consiste en inyectar el agua fuera de la zona de aceite, en los flancos del yacimiento, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua-aceite.
- **Inyección en arreglo o dispersa:** Este método consiste en inyectar el agua dentro zona de aceite. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos (aceite/gas) del volumen invadido, hacia los pozos productores. Este tipo de inyección se lleva a través de un número apreciable de pozos inyectores que forman un arreglo geométrico con los pozos productores.

1.2.2 Inyección de Gas.

Como el gas es más liviano que el aceite, éste tiende a formar una capa artificial de gas bien definida, aún en formaciones de poco buzamiento. Si la producción se extrae por debajo de la capa, esto resultará en una forma de mantenimiento de presión y las tasas de producción pueden mantenerse.

El comportamiento de cualquier gas como fluido desplazante inmiscible (Aire, Nitrógeno, Dióxido de Carbono), dependerá de su viscosidad; la cual controla la eficiencia del desplazamiento, la densidad; a condiciones de yacimiento determinará la segregación gravitacional, y el coeficiente de difusión tendrá menor efecto sobre la eficiencia microscópica del desplazamiento.

La presión de inyección es un factor muy importante, en un proceso de Recuperación Secundaria, la presión de inyección debe estar por debajo de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM), con la cual se garantiza un mantenimiento de presión por un desplazamiento inmiscible.

Si el yacimiento tiene alta permeabilidad en algunas partes y baja en otras, el gas tiende a canalizarse rápidamente a través de los canales porosos de alta permeabilidad hacia los pozos productores, y puede dejar una buena cantidad de aceite atrapado en los canales porosos menos permeables.

La inyección de gas interna o dispersa; se refiere a la inyección de gas dentro de la zona de aceite, se aplica por lo general en yacimientos con empuje por gas en solución, sin casquete inicial de gas y donde no hay tendencia a desarrollar una capa de gas secundaria. El gas inyectado emerge junto con el aceite al poco tiempo de haber sido inyectado.

La inyección de gas externa; se refiere a la inyección de gas en la cima de la estructura donde se encuentra la capa de gas, bien sea primaria o secundaria. Por lo general, se lleva a cabo en yacimientos donde ocurre segregación debido a la influencia de las fuerzas de gravedad.

Dentro de los aspectos económicos para la selección de algún gas dependerá; disponibilidad del fluido (volumen), propiedades. Los costos de compresión dependerán; combustible, presión de descarga, compresores, requerimientos de instalaciones superficiales y subsuperficiales. El impacto ambiental, además de otros factores. Esto tiende a reducir el número de yacimientos que sean adecuados para que la inyección de gas sea rentable.

1.2.3 Inyección Alternada o Combinada de Agua y Gas.³

A partir de los dos tipos básicos de inyección, agua y gas, surgen otros dos resultados de la combinación o uso alternado de los mismos, estos se definen como WAG (Water Alternating Gas) y el D.D. (Doble Desplazamiento).

El WAG; consiste en alternar la inyección de agua y gas, esta se realiza en condiciones internas, es decir por medio de arreglos, el principio se fundamenta en la diferencia de movilidades, por ende la redistribución de los patrones de flujo obtenidos en la zona de saturación residual de aceite.

El D.D; es un concepto que utiliza el mismo fundamento, redistribuir el aceite a nivel de poro, y sin embargo, se realiza como un proceso de inyección externa de gas, al final de la inyección o invasión del yacimiento por agua.

Si bien este procedimiento ha sido utilizado en yacimientos que no presentan fracturas, en los cuales dan resultados satisfactorios, en yacimientos fracturados no está aún del todo válido. Alternando el tipo de fluido que desplaza al aceite, se logran contactar diferentes líneas de flujo, y por consiguiente se puede recontactar, para desplazamiento, una mayor cantidad de aceite, incrementando con esto el valor de la recuperación.

³ Gerencia de Explotación de Yacimientos-SCTECT-PEMEX, Informe Anual 2007 Recuperación Secundaria y Mejorada en México, p 21.

1.3 Recuperación Terciaria o Mejorada de Hidrocarburos.

Los procesos de Recuperación Mejorada comprenden los procedimientos que modifican las propiedades de los fluidos o la roca, con el fin de obtener relación de movilidades favorables entre el fluido desplazante y el aceite, incidiendo en el aumento de la recuperación.⁴

Es toda actividad encaminada a una recuperación de hidrocarburos adicional a que la que se obtendría con la energía propia del yacimiento, impartiendo al yacimiento una energía extraña, cualquiera que sea el tipo de ella.⁵

Comúnmente esta energía se imparte al yacimiento ya sea en forma mecánica o calorífica. La energía en forma mecánica se suministra al yacimiento cuando se inyectan a éste, fluidos que desplazarán al aceite remanente en el yacimiento hacia los pozos productores. La energía en forma calorífica se imparte al yacimiento cuando se inyecta a éste; vapor de agua o cuando se desarrolla una combustión en el seno de la roca.

Hay básicamente tres factores físicos que conducen a la alta saturación de aceite remanente en los yacimientos después de la recuperación primaria y secundaria:

1. Alta viscosidad del aceite.
2. Fuerzas interfaciales.
3. Heterogeneidades del yacimiento.

Los fluidos inyectados interactúan con el sistema roca-fluido del yacimiento para crear condiciones favorables para la recuperación de aceite por medio de:

- Reducción de la tensión interfacial.
- Cambio de Mojabilidad.
- Reducción de la viscosidad del aceite.
- Hinchamiento del aceite.

⁴ Gerencia de Explotación de Yacimientos-SCTECT-PEMEX, Informe Anual 2007 Recuperación Secundaria y Mejorada en México, p 22.

⁵ Loreto Mendoza Eduardo, Apuntes de Recuperación Secundaria, 1976, p 2.

1.3.1 Clasificación de los Métodos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos.

Los métodos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH) pueden englobarse en cuatro subprocesos:

- Térmicos.
- Químicos.
- Miscibles.
- Bacteriológicos.

Cada de uno de estos pueden ser subdivididos en forma mas particular dependiendo del tipo de fluido utilizado para desplazar al aceite.⁶

Existen diversas clasificación expuestas por algunos autores, aquí se presentará de forma esquemática al menos tres clasificaciones tomadas de la literatura disponibles sobre el tema.

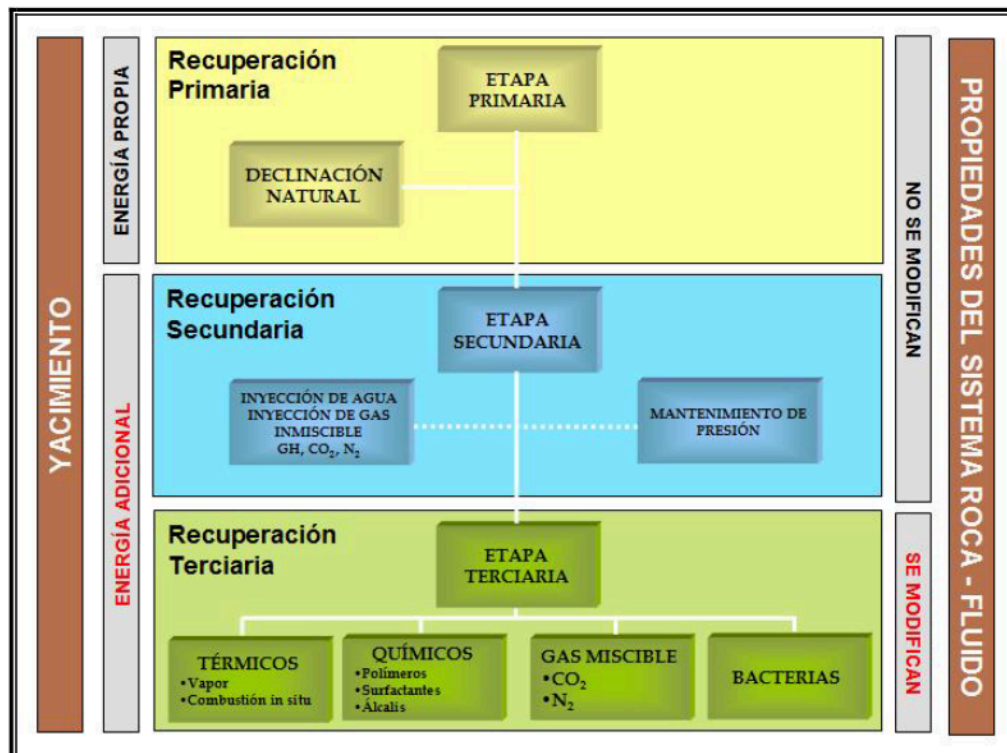


Figura 1.2. Clasificación de procesos y etapas de la recuperación de hidrocarburos.⁷

⁶ Gerencia de Explotación de Yacimientos-SCTECT-PEMEX, Informe Anual 2007 Recuperación Secundaria y Mejorada en México, p 22.

⁷ Ibidem, p 13.

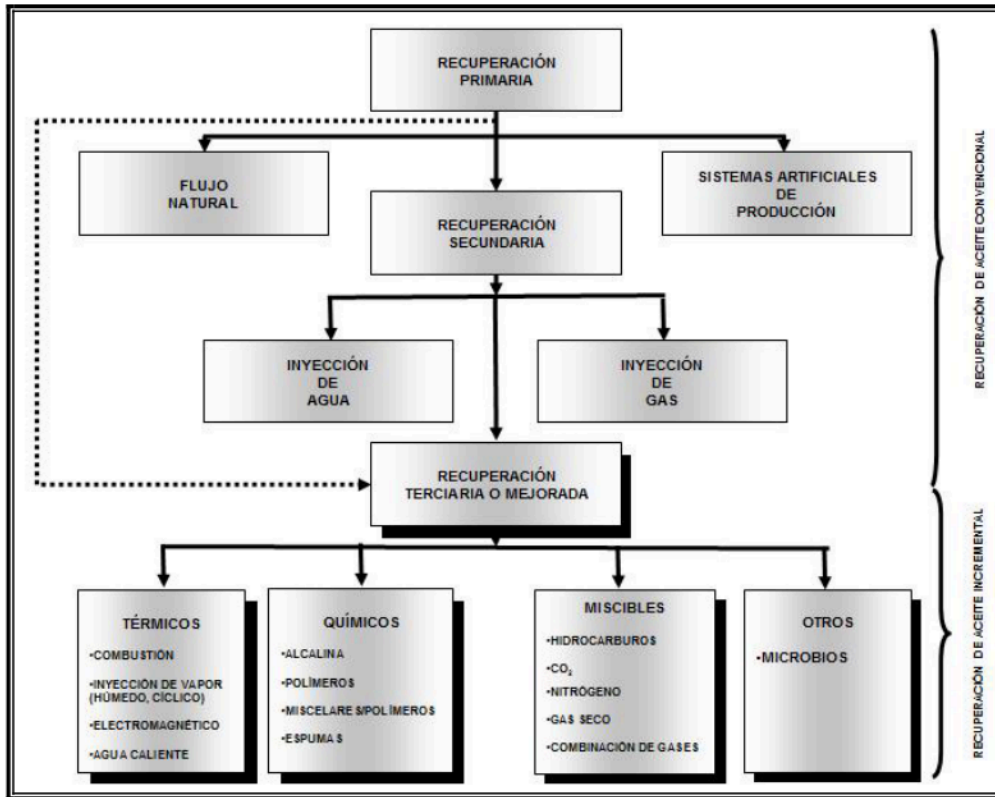


Figura 1.3. Clasificación de los métodos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos por mecanismo.⁸

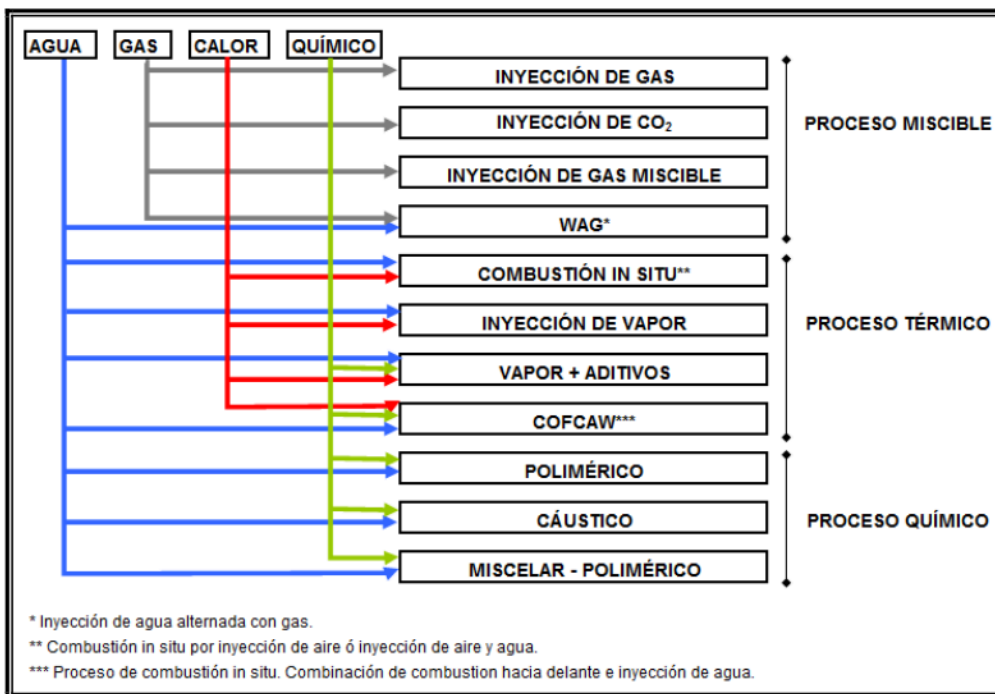


Figura 1.4. Clasificación de las técnicas de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos.⁹

⁸ Setter Adbus, Integrated Petroleum Reservoir Management: a team approach, 1994, p 172.

⁹ Burnett David B., Screening Test for Enhanced Oil Recovery Projects, 1981, p 10.

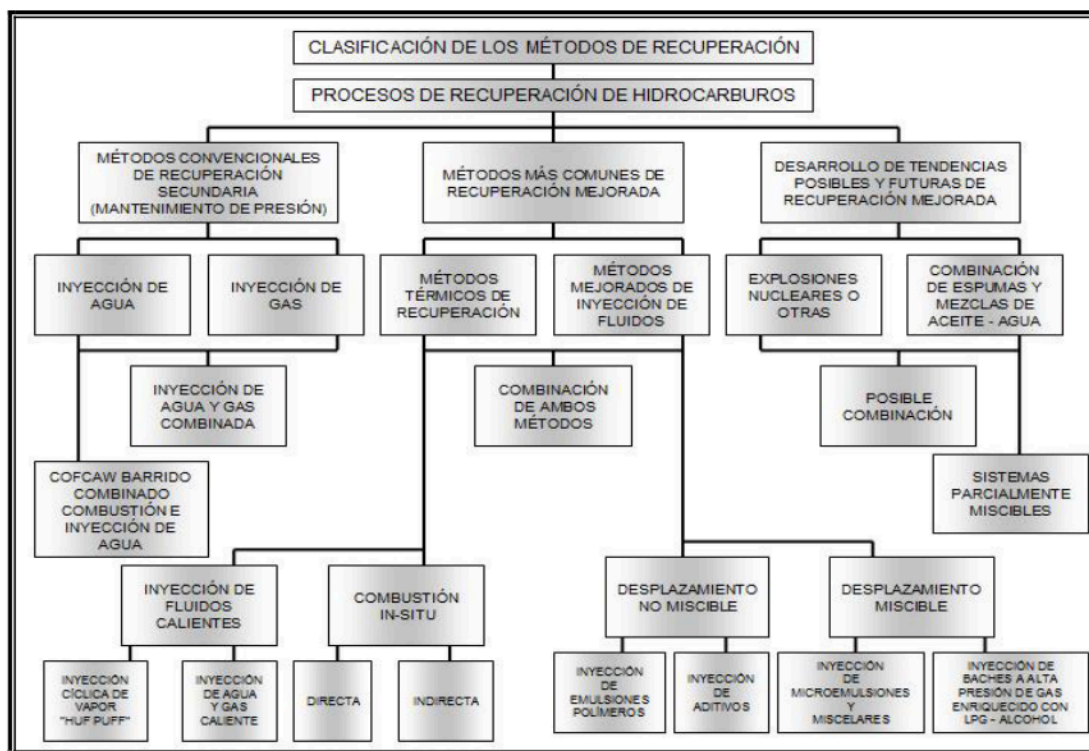


Figura 1.5. Clasificación de métodos de Recuperación de Hidrocarburos.¹⁰

1.3.2 Guías Técnicas de Selección para los Métodos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos.

Estos criterios han sido propuestos para todos los métodos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH), a partir de proyectos óptimos realizados en todo el mundo.

Las guías técnicas o criterios de selección reportadas por la Nacional Petroleum Council en 1976, están diseñadas para la selección de algún método de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH).

Estas guías describen los principios o mecanismos básicos de los procesos, los cuales están limitados al éxito técnico de cada método. Considerando que los criterios no son absolutos, diferentes autores y organizaciones utilizan diferentes parámetros para un mismo proceso, estando sujeto a cambios como nuevas investigaciones de laboratorio e información de campo.

¹⁰ Martínez Luís Agustín, Los Procesos Miscibles en la Recuperación de Hidrocarburos, 2001, capítulo 1, p 4.

La implementación de proyectos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH) involucra algunos aspectos como; costos, tiempo, infraestructura necesaria y personal. Algunas veces se asocian costos elevados de operación debido a la calidad del yacimiento, la cantidad de aceite que es potencialmente recuperable, trabajos de laboratorio asociados con los procesos de recuperación mejorada, simulaciones para la predicción de la recuperación, y el funcionamiento del proyecto. Uno de los primeros pasos en la decisión del empleo de un método de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH) es la rentabilidad de la cantidad de aceite recuperable.

La naturaleza del yacimiento es dominante en el éxito o falla del proyecto, muchos de los fracasos con proyectos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH), han resultado por desconocimiento del yacimiento o problemas inesperados. Las guías técnicas de selección son solo parte, para el ajuste del mejor método de recuperación de hidrocarburos para un yacimiento en particular, la decisión final invariablemente dependerá de la evaluación técnica - económica del yacimiento en particular.

A continuación se muestran las guías de escrutinio para la viscosidad del aceite, figura 1.6. La permeabilidad del yacimiento (figura 1.7) y profundidad del yacimiento (figura 1.8).

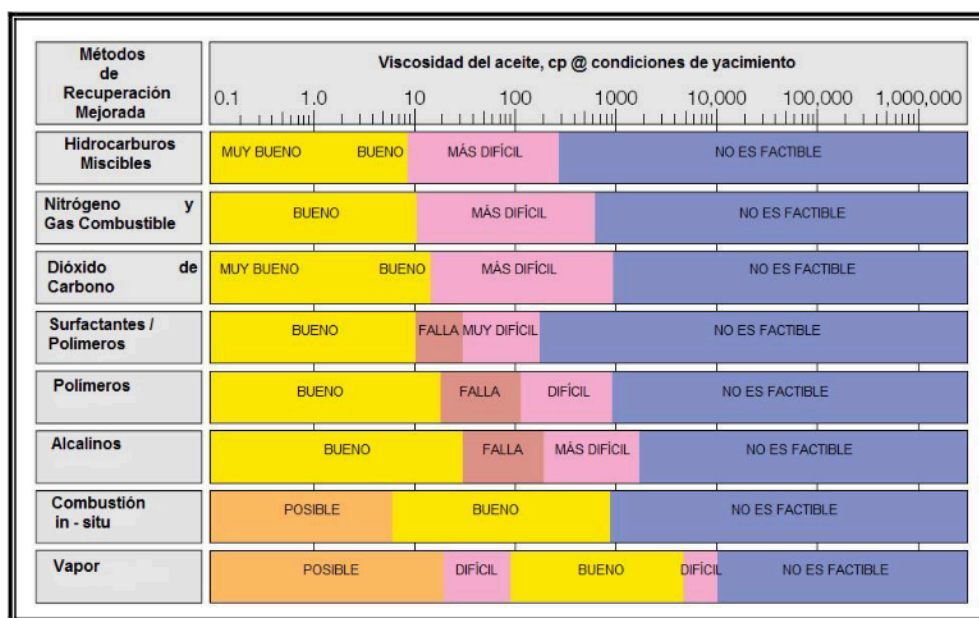


Figura 1.6. Guías de escrutinio para la viscosidad del aceite.¹¹

¹¹ Taber, J. J., Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil, 1983, p 20.

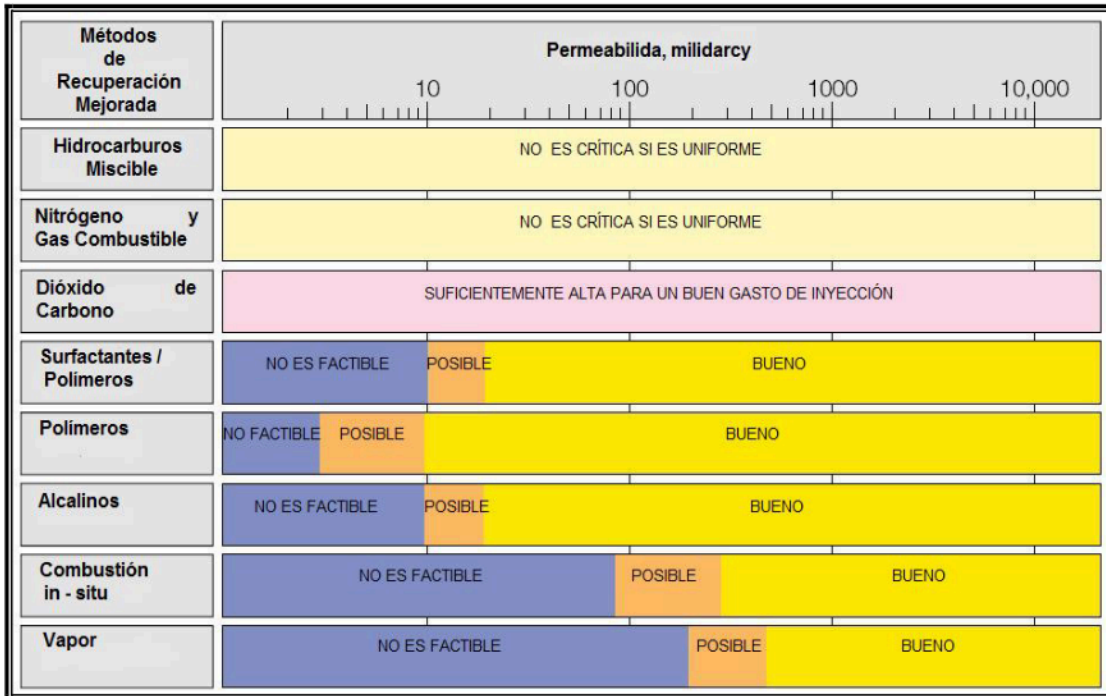


Figura 1.7. Guías de escrutinio para la permeabilidad del yacimiento.¹²

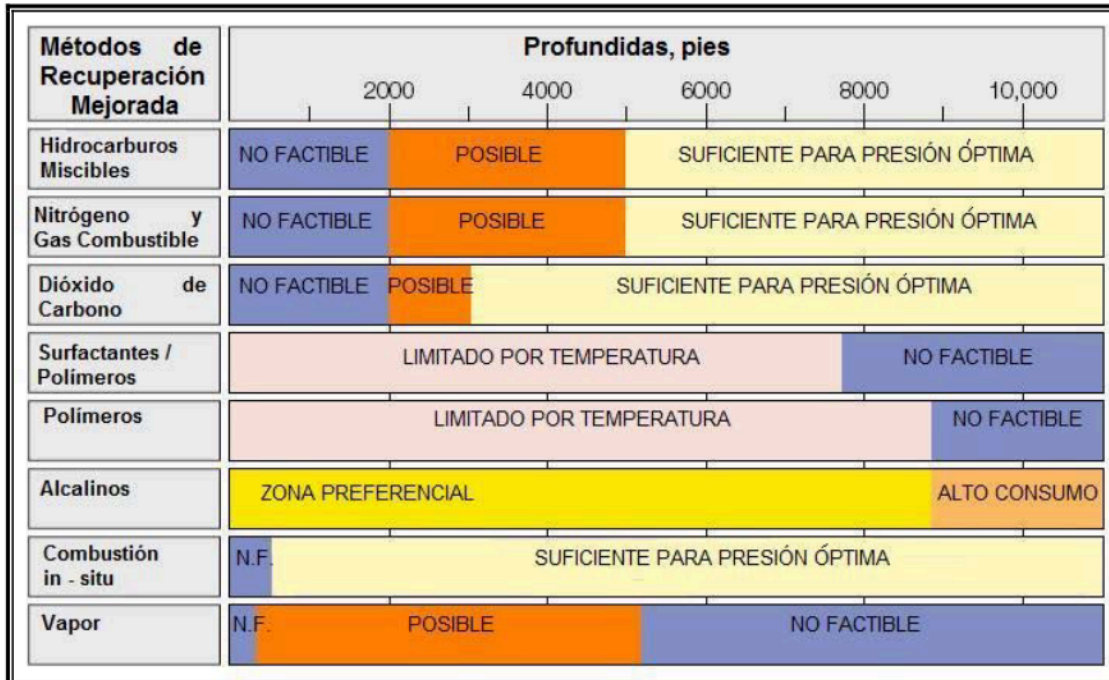


Figura 1.8. Guías de escrutinio para la profundidad del yacimiento.¹³

¹² Idem.

¹³ Idem.

1.4 Métodos Térmicos.

Proporcionan energía por adición de calor al yacimiento, así reduciendo la viscosidad del aceite. Esto hace al aceite más volátil, por consiguiente es más eficaz tanto la conducción y producción del aceite. La inyección de vapor ha sido comercialmente utilizada desde principios de los 60s y es el método más avanzado en términos de experiencias de campo. La combustión “in-situ” es normalmente aplicado a aceites de bajos grados API (American Petroleum Institute), pero ha probado en aceites medianos (22.3 - 31.1 °API) y ligeros (31.1 – 39 °API), obteniendo buenos resultados (Nacional Petroleum Council, 1984).

1.4.1 Desplazamiento por Inyección de Vapor de Agua.

La inyección de vapor de agua es un proceso térmico, el cual suministra el calor necesario para incrementar la temperatura dentro del yacimiento además de la energía necesaria para desplazar el aceite. Solo cuando las características específicas del yacimiento son favorables como; yacimientos poco profundos, alto buzamiento y alta permeabilidad lateral, la estimulación con vapor incrementa tanto los efectos gravitacionales como de drenaje e incrementa el factor de recuperación.

El calor disminuye la viscosidad del aceite e incrementa la movilidad. El agua condensada es producida en la misma corriente del aceite, por lo tanto se tendrá que realizar tratamientos posteriores para la separación de la corriente. Existen dos alternativas para la aplicación de este método de recuperación:

1. Inyección cíclica de vapor de agua.

La primera etapa corresponde a la inyección de vapor al yacimiento, durante un tiempo, el cual varía dependiendo de las características del sistema roca-fluido de cada yacimiento. Durante esta etapa ocurren pérdidas de calor a través de todo el sistema de inyección.

La segunda etapa es un tiempo de cierre en el cual se permite que el vapor se condense dentro del yacimiento y ceda el calor latente al aceite con la finalidad

de reducir la viscosidad y pueda fluir con mayor facilidad. Esta puede ser la etapa más crítica del proceso, ya que hasta la fecha no se ha logrado definir el tiempo óptimo de cierre. El tiempo de cierre, en general, depende de las características del yacimiento. La última etapa del ciclo, el pozo es abierto a producir durante un periodo que será el necesario para que el gasto de aceite decline a un gasto predeterminado.

2. Inyección continua de vapor de agua.

Este tipo de proceso es similar a los patrones de inyección de agua, el espaciado es frecuentemente menor que para una inyección de agua. El calor que es liberado cuando el vapor se condensa es llamado calor latente de vaporización, un valor alto de éste, tiende a incrementar la eficiencia térmica de los proyectos de inyección continua. De esta manera los proyectos a baja presión tienden a tener mejores resultados que los proyectos a alta presión.¹⁴

En la figura 1.9, se muestra una sección transversal de un yacimiento con un arreglo idealizado representado por un pozo inyector y un productor, con una permeabilidad uniforme, además de mostrar esquemáticamente las zonas formadas por el desplazamiento.

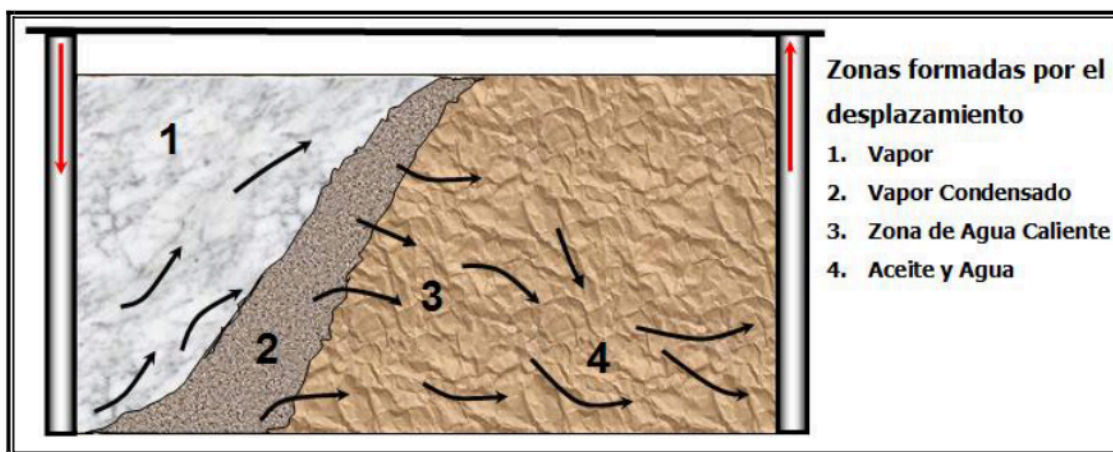


Figura 1.9. Desplazamiento por inyección de vapor.

¹⁴ Juana Cruz Hernández, Criterios de Selección para Métodos de Recuperación Secundaria y Mejorada, 2006, p 34.

Se observa que debido a la diferencia de densidades, existe una segregación gravitacional del vapor. Esta tendencia favorece a un temprano rompimiento del vapor en el pozo productor. Como consecuencia solo una tercera parte del yacimiento es barrido por el vapor. En la tabla 1.1 se muestran la guía de escrutinio para un desplazamiento por inyección de vapor.

MECANISMO	
Calentamiento del aceite y reducción de la viscosidad.	
Proporcionar la presión necesaria para desplazar el aceite hacia los pozos productores.	
ACEITE	
Gravedad API:	< 25, normalmente rangos de: 10-25
Viscosidad, [cp]:	> 20, normalmente rangos de: 100- 5000
Composición:	No es crítica, pero algunos componentes ligeros ayudarán a la destilación.
YACIMIENTO	
Saturación de aceite:	40 – 50% del volumen poroso
Formación:	Arena o areniscas con alta porosidad y permeabilidad
Espesor neto, [m]:	> 6.096
Permeabilidad, [md]:	> 200
Profundidad, [m]:	91.44 - 1524
Temperatura, [°C]:	No es crítica
LIMITACIONES	
Zona productora no más de 6.096 metros, para minimizar la pérdida de calor.	
La inyección de vapor es aplicable a yacimientos de aceites viscosos, altamente permeables o arenas inconsolidadas.	
La inyección de vapor no es usado en yacimientos carbonatados.	
Este tipo de operaciones incrementan los costos de un barril producido, por la generación del vapor requerido.	
Un bajo porcentaje de arcillas, mejorara el proceso (absorción de agua).	
PROBLEMAS	
Relación de movilidades desfavorables.	
Canalización del vapor.	

Tabla 1.1. Criterios de selección para un desplazamiento por inyección de vapor.

1.4.2 Desplazamiento por Combustión “in-situ”.

La combustión “in situ” es un desplazamiento por una combinación de procesos como son:¹⁵

- Desplazamiento inmisible con N₂.
- Desplazamiento con CO₂.
- Desplazamiento por vapor de agua caliente.
- Desplazamiento miscible con hidrocarburos.
- Desplazamiento por agua caliente y fría.

¹⁵ Partha S. Sarathi, In-Situ Combustion HandBook- Principles and Practices, 1999, p 18.

La combustión “in-situ” involucra un calentamiento alrededor del pozo por medio de una ignición o por una reacción espontánea del aceite con el aire inyectado en la formación. El calor generado:

- Reduce la viscosidad del aceite, incrementando su movilidad.
- Incrementa la eficiencia de barrido y reduce la saturación de aceite.
- Vaporiza algunos de los fluidos en la formación generando vapor y gases calientes.
- Produce miscibilidad entre fluidos por condensación de los componentes ligeros en el aceite vaporizado.

La continua inyección de aire puro o enriquecido con oxígeno es un eficiente mecanismo de mantenimiento de presión. Como resultado el aceite es más fácil de desplazar hacia los pozos productores por la lenta combustión a través del yacimiento.

La técnica más común es una combustión hacia adelante en la cual hay una ignición en el fondo del pozo inyector, para mantener el frente se inyecta continuamente aire, así desplazando el aceite hacia los pozos productores. Una de las variaciones de esta técnica es la combinación de combustión hacia adelante y la inyección de agua. Una segunda técnica es la combustión reversible en la cual la ignición comienza en el pozo que eventualmente será productor, y el aire será inyectado en un pozo adyacente.

En la figura 1.10, se muestra una sección transversal de un yacimiento con un arreglo idealizado representado por un pozo inyector y un pozo productor con una permeabilidad uniforme, además de mostrar esquemáticamente las zonas formadas por el desplazamiento.

Debido a la diferencia entre las densidades de los fluidos (aceite y aire), existe una segregación gravitacional, además de una posible canalización del aire. Esta tendencia se acentúa cuando el espesor del yacimiento es considerable, por el contrario disminuye cuando el yacimiento es inclinado. En el frente de combustión, donde el oxígeno es consumido, alcanza temperatura alrededor de 300 a 650 °C.

En la tabla 1.2 se muestran la guía de escrutinio para un desplazamiento por inyección de aire (combustión in situ).

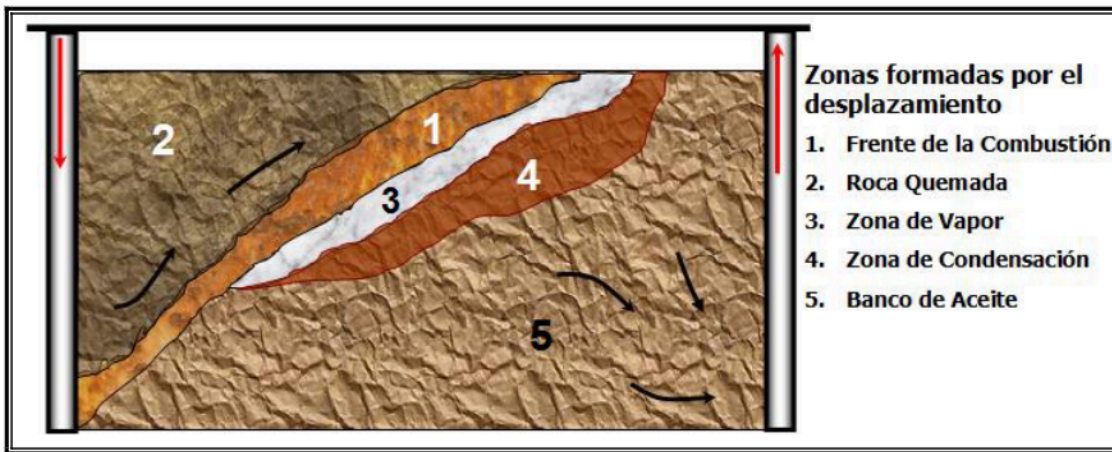


Figura 1.10. Desplazamiento por inyección de aire (combustión “in situ”).

MECANISMO
La aplicación de calor el cual es transferido corriente abajo por conducción y convección, así reducir la viscosidad del aceite.
La inyección de aire mantiene la presión.
ACEITE
Gravedad API: < 40, normalmente rangos de: 10-25
Viscosidad, [cp]: < 1000
Composición: Algunos asfáltenos ayudan a la depositación de coque.
YACIMIENTO
Saturación de aceite: 40 – 50% del volumen poroso.
Formación: Arena o areniscas con alta porosidad y permeabilidad.
Espesor neto, [m]: > 3.048
Permeabilidad, [md]: > 100
Profundidad, [m]: > 152.4
Temperatura, [°C]: > 65.5
LIMITACIONES
Si no existe suficiente coque depositado al comienzo de la ignición, la combustión no puede ser sostenida.
Si existe un excesivo depósito de coque, la velocidad de avance de la zona de combustión será lenta, y la cantidad de aire requerido para mantener la combustión sería sustancial.
La saturación de aceite y la porosidad pueden ser altas, para minimizar la pérdida de calor.
Este proceso tiende a un barrido a través de la parte superior del yacimiento, con esto se concluye la eficiencia de barrido es pobre en formaciones gruesas.
PROBLEMAS
Relación de movilidades desfavorables.
Proceso complejo, requiere gran capital de inversión, difícil de controlar.
Problemas operacionales tales como; corrosión causada por bajo pH de el agua caliente, emulsiones de aceite-agua, incremento de la producción de arena, depositación de parafinas, fallas en la tuberías de producción resultado de las altas temperaturas.
Produce gases combustibles que pueden presentar problemas ambientales.

Tabla 1.2. Criterios de selección para un desplazamiento por inyección de aire (combustión “in-situ”).

1.5 Métodos Químicos.

Este método de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH) incluye el desplazamiento por; Polímeros, Surfactantes-Polímeros (variaciones también llamadas Micelas-Polímeros, Microemulsiones y álcalis (cáusticos).

Todos estos procesos incluyen el mezclado de químicos en el agua de inyección a fin de mejorar las condiciones interfaciales más favorables para el desplazamiento de aceite.

La inyección de agua con polímeros es conceptualmente sencilla, económica y su uso comercial se incrementa a pesar de que la recuperación de aceite no es proporcional. La inyección de surfactantes es compleja, requiriendo pruebas de laboratorio detalladas para apoyar el diseño de los proyectos de campo. La inyección alcalina ha sido usada en aquellos yacimientos que contienen tipos específicos de aceite crudo con un índice de acidez alto.

1.5.1 Desplazamiento por Inyección de Polímeros.

La inyección de polímeros no reduce la saturación residual del aceite. Este mejora la recuperación de aceite sobre la inyección de agua debido al incremento de volumen de contacto dentro del yacimiento.

En comparación con la inyección de solamente agua, la inyección de solución polimérica acelera la producción de aceite obteniendo altas recuperaciones al rompimiento. La inyección de polímeros es exitosa cuando se aplica en las primeras etapas de los procesos de inyección de agua.

El objetivo de la inyección de polímeros es proporciones mejor desplazamiento y eficiencia de barrido volumétrica durante la inyección de agua. Incremento de la viscosidad del agua por medio de los polímeros y disminuyendo la movilidad del agua.

En la figura 1.11, se muestra una sección transversal de un yacimiento con un arreglo idealizado representado por un pozo inyector y un pozo productor con una permeabilidad uniforme, además de mostrar esquemáticamente las zonas formadas por el desplazamiento. En la tabla 1.3 se muestran la guía de escrutinio para un desplazamiento por inyección de polímeros.

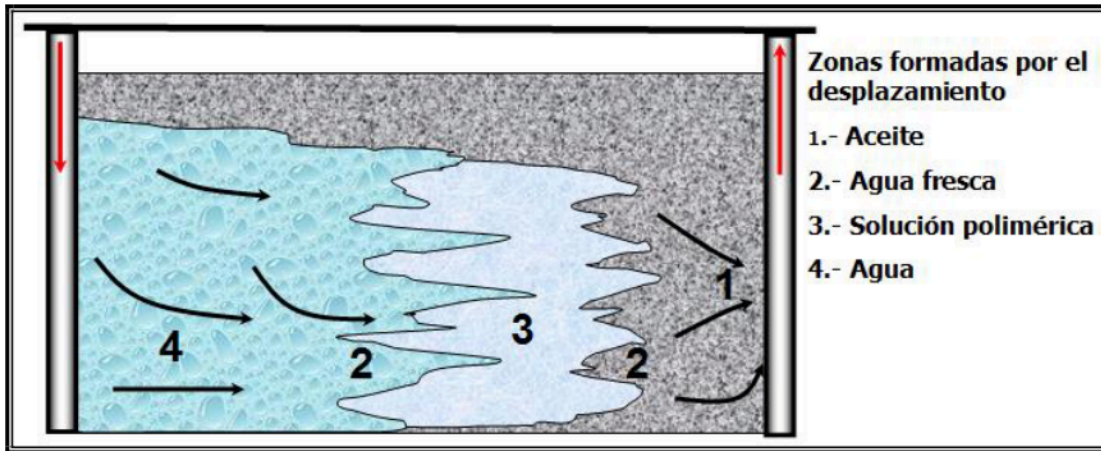


Figura 1.11. Desplazamiento por inyección de polímeros.

MECANISMO	
Incremento de la viscosidad del agua por medio de los polímeros.	
Disminución de la movilidad del agua.	
ACEITE	
Gravedad API:	> 25
Viscosidad, [cp]:	< 150, preferiblemente < 100
Composición:	no es crítica
YACIMIENTO	
Saturación de aceite:	>10% del volumen poroso
Formación:	areniscas preferentemente, se ha empleado en carbonatos
Espesor neto, [m]:	no es crítico
Permeabilidad, [md]:	> 10
Profundidad, [m]:	< 2743.2
Temperatura, [°C]:	< 93.3, para minimizar la degradación
LIMITACIONES	
Si la viscosidad del aceite es alta, se necesitan altas concentraciones de polímeros para obtener el control de la movilidad deseada.	
El incremento de arcillas incrementa la absorción de polímeros.	
No se recomienda en yacimientos altamente fracturados.	
PROBLEMAS	
Degradación de polímeros.	
Taponamiento de la tubería.	

Tabla 1.3. Criterios de selección para inyección de polímeros.

1.5.2 Desplazamiento por Inyección de Alcalinos.

Consiste en inyectar una solución acuosa alcalina conteniendo del orden de 0.1 - 2.5% de hidróxido de sodio, carbonato de sodio u otro producto para lograr un pH entre 8 y 10. A tal pH los ácidos nafténicos contenidos en ciertos crudos reaccionan con la fase acuosa alcalina para formar "in situ" las sales de sodio, que son surfactantes similares a los jabones, y a menudo se llaman así. Estos

jabones poseen propiedades surfactantes y son susceptibles de modificar la mojabilidad de la roca y de reducir la tensión interfacial. La concentración del agente alcalino es normalmente 0.2 a 5%; si el bache es del 10 a 50% del volumen poroso, aunque en desplazamientos exitosos emplean solo de 2% del volumen de poroso, (estos proyectos incluyen polímeros para el control de la movilidad).

En la figura 1.12, se muestra una sección transversal de un yacimiento con un arreglo idealizado representado por un pozo inyector y un pozo productor con una permeabilidad uniforme, además de mostrar esquemáticamente las zonas formadas por el desplazamiento. En la tabla 1.4 se muestran la guía de escrutinio para un desplazamiento por inyección de alcalinos.

MECANISMO	
Reducción de la tensión interfacial.	
Cambios de mojabilidad de: mojado por aceite a mojado por agua.	
Emulsificación y arrastre del aceite.	
Emulsificación y entrapamiento del aceite, para ayudar al control de la movilidad.	
Solubilidad en la interfase.	
ACEITE	
Gravedad API:	13 – 35
Viscosidad, [cp]:	< 200
Composición:	Requiere algunos ácidos orgánicos
YACIMIENTO	
Saturación de aceite:	Por encima de la saturación, después de un desplazamiento por inyección de agua
Formación:	Areniscas preferentemente
Espesor neto, [m]:	no es crítico
Permeabilidad, [md]:	> 20
Profundidad, [m]:	< 2743.2
Temperatura, [°C]:	< 93.3
LIMITACIONES	
Para obtener mejores resultados, si el material alcalino reacciona con el aceite; el aceite debería tener un número ácido más del 0.2 mg. KOH/g de aceite.	
La tensión interfacial entre la solución alcalina y el aceite, deberá ser menor a 0.01 dinas/cm.	
A altas temperaturas y en algunos ambiente químicos, una cantidad excesiva de químicos alcalinos se pueden con sumir por reacciones con las arcillas, minerales, o sílice en los yacimientos de areniscas.	
Los yacimientos de carbonatos son evitados, por el alto contenido de anhidrita o yeso, que es una interacción adversa con los alcalinos.	
Para obtener mejores resultados, si el material alcalino reacciona con el aceite; el aceite debería tener un número ácido más del 0.2 mg. KOH/g de aceite.	
PROBLEMAS	
Incrustaciones y taponamiento de instalaciones.	
Altamente corrosivo.	
Consumo de los químicos.	

Tabla 1.4. Criterios de selección para inyección de alcalinos.

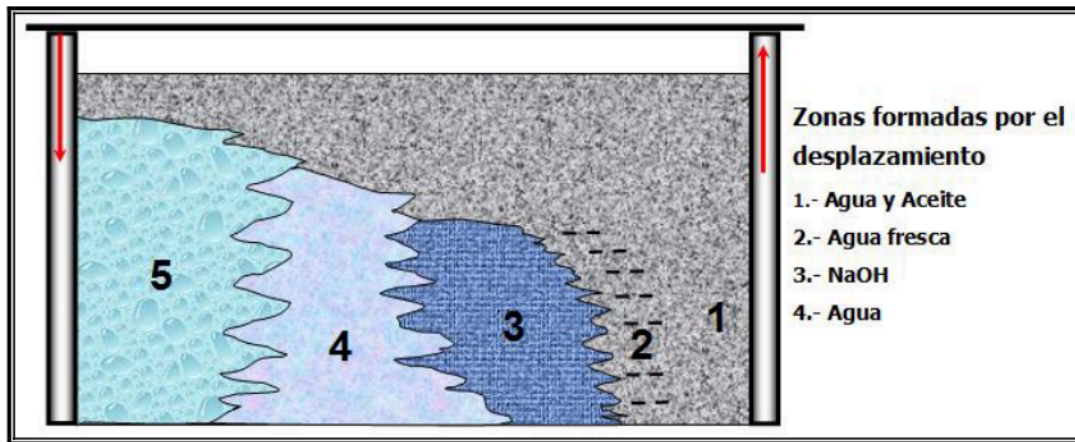


Figura 1.12. Desplazamiento por inyección de alcalinos.

1.5.3 Desplazamiento por Inyección de Polímeros – Miscelares.

La inyección de polímeros-surfactantes, también llamado miscelares-polímeros, o microemulsiones, consiste en la inyección de un bache que contiene: agua, surfactante, un electrolito (sal), solvente (alcohol), y posiblemente un hidrocarburo (aceite).

El tamaño del bache es cerca del 5-15% del volumen poroso, con una concentración de surfactante del 15-50% del volumen poroso para bajas concentraciones. Las concentraciones de los polímeros se encuentra en el rango; 500 – 2000 mg/L.

El volumen de la solución de polímeros inyectado puede ser de 50% del volumen poroso, más o menos, dependiendo del diseño del proceso. Este tipo de proceso es aplicado en general después de una operación de inyección de agua.

En la figura 1.13, se muestra una sección transversal de un yacimiento con un arreglo idealizado representado por un pozo inyector y un pozo productor con una permeabilidad uniforme, además de mostrar esquemáticamente las zonas formadas por el desplazamiento. En la tabla 1.5 se muestran la guía de escrutinio para un desplazamiento por inyección de polímeros - miscelares.

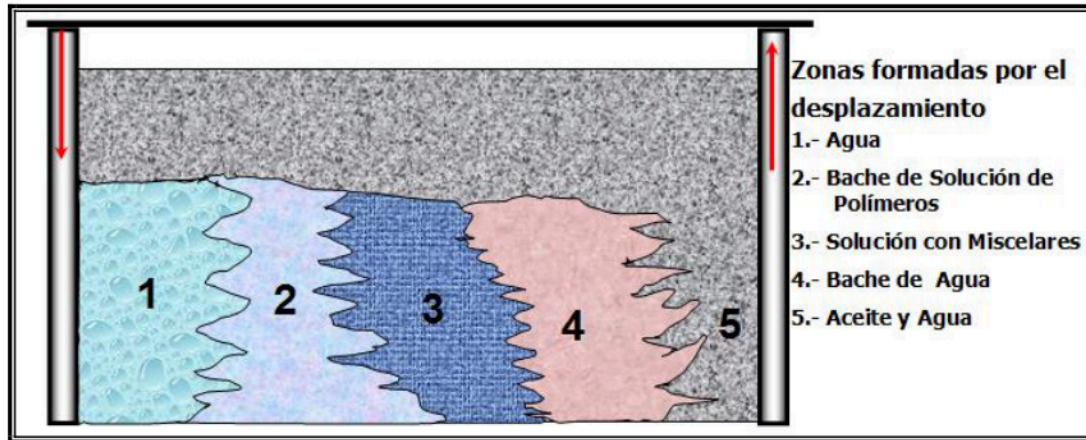


Figura 1.13. Desplazamiento por inyección de polímeros-miscelares.

MECANISMO
Disminución de la tensión interfacial entre el aceite y el agua.
Solubilización del aceite.
Emulsificación del aceite en el agua.
Mejoramiento de las movilidades.
ACEITE
Gravedad API: > 25
Viscosidad, [cp]: < 30
Composición: Hidrocarburos ligeros e intermedios son deseables
YACIMIENTO
Saturación de aceite: > 30% del volumen poroso
Formación: Areniscas preferentemente
Espesor neto, [m]: > 3.048
Permeabilidad, [md]: > 20
Profundidad, [m]: < 2438.4
Temperatura, [°C]: < 79.4
LIMITACIONES
Preferentemente formaciones relativamente homogéneas.
Altas cantidades de anhidrita, yeso o arcilla son indeseables.
Disponibilidad comercial de los surfactantes.
PROBLEMAS
Sistemas complejos y de altos costos.
Posiblemente la separación cromatografía de químicos.
Alta absorción de surfactantes.
Interacciones entre polímeros y surfactantes.
Degradación de químicos en el incremento de la temperatura.

Tabla 1.5. Criterios de selección para inyección de polímeros-miscelares.

1.6 Métodos Miscibles.

Este tipo de desplazamiento se puede subdividir en dos tipos de proceso:

- Miscible de primer contacto.
- Miscible de contacto múltiple.

El desplazamiento de primer contacto el solvente es totalmente miscible con el aceite del yacimiento formando una sola fase.

Otros solvente que son directamente miscibles con el aceite del yacimiento, pero bajo condiciones apropiadas de presión y la composición del solvente puede lograrse la miscibilidad "in situ" por la transferencia de masa a través de contacto múltiple entre los fluidos.

Un proceso miscible por vaporización se logra por la vaporización "in situ" de los componentes intermedios de aceite del yacimiento en el gas inyectado.

Un proceso miscible por condensación se logra por la transferencia de componentes intermedios del gas al aceite del yacimiento. En las tablas 1.6, 1.7, 1.8 se muestran las guías de escrutinio para un desplazamiento miscible.

MECANISMO
<p>Generación de miscibilidad (empuje por condensación o vaporización de gas). Incremento del volumen del aceite (hinchamiento). Disminución de la viscosidad del aceite.</p>
ACEITE
<p>Gravedad API: > 35 °API Viscosidad, [cp]: < 10 cp Composición: Alto %, de hidrocarburos ligeros (C₂ - C₇)</p>
YACIMIENTO
<p>Saturación de aceite: > 30% del volumen poroso Formación: Areniscas o carbonatos poco fracturados y alta permeabilidad Espesor neto, [m]: Formaciones relativamente delgadas y poco buzamiento Permeabilidad, [md]: No es crítica si es uniforme Profundidad, [m]: >609.6 (LPG), > 1524 (gas a alta presión) Temperatura, [°C]: No es crítica.</p>
LIMITACIONES
<p>La presión necesaria para mantener la miscibilidad, esta en relación con la profundidad del yacimiento. Formaciones con alto buzamientos, existe una estabilidad gravitacional del desplazamiento, lo cual es desfavorable para las relaciones de movilidad.</p>
PROBLEMAS
<p>La digitación viscosa es el resultado de una deficiencia de barrido tanto; horizontal como vertical. En ocasiones se requieren grandes volúmenes del fluido desplazante, lo cual por las características del mismo se ve reflejado en el incremento del costo.</p>

Tabla 1.6. Criterios de selección para un desplazamiento miscible.

MECANISMO	
Generación de la miscibilidad.	
Incremento del volumen de aceite (hinchamiento).	
Disminución de la viscosidad del aceite.	
Reducción de la tensión interfacial entre el aceite y la zona de transición (zona de miscibilidad entre CO ₂ y el aceite)	
ACEITE	
Gravedad API:	>26, preferentemente >30
Viscosidad, [cp]:	< 15, preferentemente >10
Composición:	Alto porcentaje en contenido de hidrocarburos intermedios (C ₅ – C ₂₀), especialmente C ₅ – C ₁₂
YACIMIENTO	
Saturación de aceite:	> 30%, del volumen poroso
Formación:	Areniscas o carbonatos poco fracturados y alta permeabilidad
Espesor neto, [m]:	Formaciones relativamente delgadas y poco buzamiento
Permeabilidad, [md]:	No es crítica, si la velocidad de inyección se puede mantener
Profundidad, [m]:	> 609.6
Temperatura, [°C]:	No es crítica, pero la presión requerida se incrementa con la temperatura
LIMITACIONES	
La baja viscosidad del CO ₂ , resulta en un bajo control de la movilidad.	
Disponibilidad del CO ₂ .	
PROBLEMAS	
Corrosión en las aparejo de producción.	
Tratamiento para la separación del CO ₂ , para venta.	
Represionamiento del CO ₂ , para recirculación.	
Altos requerimientos de CO ₂ para incrementar un barril producido.	

Tabla 1.7. Criterios de selección para un desplazamiento por inyección de CO₂.

MECANISMO	
Vaporización de los componentes ligeros del aceite y generando una miscibilidad si la presión es bastante alta.	
Proporciona empuje por gas, donde una porción del aceite del yacimiento es barrido.	
ACEITE	
Gravedad API:	> 24 para Gas Combustible, > 35 para Nitrógeno
Viscosidad, [cp]:	< 10
Composición:	alto contenido en hidrocarburos ligeros (C ₂ - C ₇)
YACIMIENTO	
Saturación de aceite:	> 30%
Formación:	Areniscas o carbonatos poco fracturados y alta permeabilidad
Espesor neto, [m]:	Formaciones relativamente delgadas y poco buzamiento
Permeabilidad, [md]:	no es crítica si es uniforme.
Profundidad, [m]:	> 1371.6
Temperatura, [°C]:	No es crítica
LIMITACIONES	
Para el desarrollo de la miscibilidad puede ser lograda con aceites ligeros y altas presiones, la profundidad del yacimiento es esencial.	
Formaciones con alto buzamientos, existe una estabilidad gravitacional del desplazamiento, lo cual es desfavorable para las relaciones de movilidad.	
PROBLEMAS	
La digitación viscosa es el resultado de una deficiencia de barrido tanto; horizontal como vertical.	
Problemas de corrosión en las instalaciones, por el empleo de este desplazamiento.	
Tratamientos de separación del aceite y los no hidrocarburos producidos.	

Tabla 1.8. Criterios de selección para un desplazamiento por inyección de nitrógeno y gas combustible.

1.7 Métodos Microbianos.

La tecnología de la recuperación de aceite a partir de microbios está aún en su etapa de desarrollo. En el laboratorio se ha probado que los microorganismos producen "in situ", sustancias tales como surfactantes, polímeros, solventes y ácidos, así como gases, principalmente dióxido de carbono, las cuales pueden ser efectivas en la movilización de aceite.

Algunos de los principales mecanismos que se generan son la disminución de la tensión interfacial agua-aceite y el taponamiento selectivo de zonas de alta permeabilidad. Otro mecanismo importante que mejora la producción de aceite es el incremento de la presión del yacimiento, reducción de la viscosidad e hinchamiento del aceite, como resultado de la producción de gases, (Dióxido de Carbono, Nitrógeno y Metano), los cuales en parte se disuelven en el aceite. La selección del microorganismo para una aplicación a un yacimiento específico, es la parte técnica mas importante en el diseño de éste proceso, no existiendo aún una metodología bien establecida para llevarse a cabo, la caracterización del yacimiento es fundamental en el diseño de un tratamiento microbial. Existen en los yacimientos microorganismos nativos los cuales pueden variar de uno a otro, por consiguiente es necesario efectuar un análisis microbial del agua y aceite producidos. Estos microorganismos pueden tener un efecto adverso o benéfico sobre el inyectado. Los requerimientos mínimos que deben satisfacer los yacimientos candidatos al tratamiento microbial son los que se muestran en la tabla 1.9.

Contenido total de sólidos disueltos en la salmuera	100,000 ppm
Temperatura del yacimiento	71°C
Profundidad del yacimiento	3048 mts
Saturación de aceite residual	25%
Permeabilidad	100 md.

Tabla 1.9. Criterios de selección para un desplazamiento por inyección de microbios.

II. GENERALIDADES DEL DIÓXIDO DE CARBONO.

II.1 Origen del Dióxido de Carbono.

Alrededor de 1750, el químico y físico escocés Joseph Black lo denominó "aire fijo", y lo obtuvo a partir de la descomposición química de la marga y la caliza.

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

El dióxido de carbono tiene la fórmula molecular CO_2 , esta molécula lineal está formada por un átomo de carbono que está ligado a dos átomos de oxígeno, $\text{O}=\text{C}=\text{O}$.

En la atmósfera el dióxido de carbono se encuentra en una proporción de 0.03 a 0.04% en la composición del aire. El dióxido de carbono es 1.529 veces aproximadamente más denso que el aire a condiciones estándares. A temperatura ambiente (20-25 °C), el dióxido de carbono es un gas inodoro e incoloro, ligeramente ácido y no inflamable. El CO_2 presenta las siguientes constantes físicas:

PARÁMETRO	VALOR
Peso molecular	44.01
Densidad de 0 °C y 1 atm.	$1.9768 \times 10^{-3} \text{ gr/cm}^3$
Viscosidad de 0 °C y 1 atm.	$1.3 \times 10^{-4} \text{ cp.}$
Gravedad específica	1.528
Temperatura de fusión	-134.85 °C
Temperatura de ebullición	-79 °C
Temperatura crítica	31.15 °C
Presión crítica	74.96 Kg/cm^2
Calor de fusión	184.219 KJ/kg
Calor de vaporización	573.592 KJ/kg

Tabla 2.1. Propiedades de CO_2 .

Fácilmente se licua y puede solidificarse formando un sólido de color blanco, llamado hielo seco.

No es combustible, es un producto de la combustión; disuelto en agua se comporta como un ácido débil y se combina con los hidróxidos para formar carbonatos.

II.2 Fuentes del Bióxido de Carbono.

En base a la calidad y cantidad del CO₂ que se requieren en la aplicación de un proceso de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH), las principales fuentes son:

1. Plantas de Carbón.
2. Plantas de Cemento.
3. Plantas de Procesamiento de Gas Natural.
4. Plantas de Amoniac.
5. Refinerías.
6. Plantas de Etanol.
7. Fuentes Naturales.

En México las fuentes más importantes de CO₂ son los complejos petroquímicos que producen amoniac y los yacimientos de gas con alto contenido en CO₂.

II.2.1 Plantas de Amoniac.

El amoniac (NH₃), es producido comercialmente por la fijación del N₂ con el hidrógeno a temperaturas y presiones altas en presencia de un catalizador.

El hidrógeno se produce a partir del gas natural. Para producir una tonelada de amoniac se requiere alrededor de 21,9 Miles de Pies Cúbicos (MPC) de gas natural, de este proceso se libera cerca de 16 MPC de CO₂ como subproducto, el cual generalmente es ventilado a la atmósfera.

La composición de la corriente de CO₂ producido de esta fuente, se puede considerar como de alta pureza. Las principales plantas petroquímicas que producen amoniac en el país son Cosoloacaque, Veracruz; Salamanca,

Guanajuato; y Camargo, Chihuahua. De estas la más importante es Cosoloacaque, ya que representa el 90% o más de la producción nacional.

II.2.2 Fuentes Naturales de CO₂.

El CO₂ está presente en prácticamente todos los yacimientos petroleros, aunque no rebasa el 10% en contenido de este fluido. Explorando yacimientos de hidrocarburos, se han descubierto yacimientos con alto contenido de dióxido de carbono en su fluido original, los cuales constituyen fuentes importantes de este fluido.

El campo Tres Hermanos es un yacimiento de aceite, por lo tanto la producción de CO₂ esta limitada a la relación gas-aceite (RGA), y a los programas de explotación del yacimiento, por esta razón los volúmenes de CO₂ separados de gas de este campo están sujetos al ritmo de explotación.

En los campos Ébano-Panuco, se tienen identificados varios pozos productores de gas con contenido en CO₂, actualmente parte de la producción se emplea para un sistema de bombeo neumático.

El campo Quebrache tiene un contenido mayor al 90% mol. Actualmente éste campo sigue en evaluación, se estima puede ser la fuente natural mas importante del país.

Los campos Candelilla y Florida, que pertenecen al Activo Integral Burgos, han sido explotados parcialmente, debido que en la región no existe demanda de CO₂ para la industria, ni para yacimientos apropiados para reinyectarse.

El campo Carmito es la mas importante, tanto por su volumen como su localización, ya que se ubica relativamente cerca de varios yacimientos candidatos al proceso de inyección de gas, y su reserva es suficiente para abastecer un proyecto que considere la inyección de 50 Millones de pies cúbicos (MMPC) a condiciones estándar por día, durante 10 años.

Por lo que respecta al campo Mecate, no se conoce su reserva, ya que únicamente ha sido perforado un pozo exploratorio, pero debido a su localización muy próxima a la del campo Carmito y a su alto contenido de CO₂, puede representar una fuente de gran valor, lo cual debe definirse a través de una evaluación de su reserva.

En la tabla 2.2, se presenta una relación de los yacimientos con altos contenidos de CO₂ de los que se conoce su localización y características, pero cabe la posibilidad de que hayan detectado otras acumulaciones con alto contenido, que por no ser el objetivo de los trabajos exploratorios no fueron evaluados ni registrados como fuentes de CO₂.

CAMPO	ACTIVO INTEGRAL	TIPO DE YAC.	CONTENIDO DE CO ₂ EN EL FLUIDO ORIG. (% mol)	PRODUCCIÓN ACTUAL DE CO ₂ (MMPCD)
TRES HERMANOS	POZA RICA-ALTAMIRA	ACEITE Y GAS	62	8.4
EBANO-PÁNUCO	POZA RICA-ALTAMIRA	?	90	8.8
CARMITO	MUSPAC	GAS Y CONDENSADO	69.00	49
MECATE *	MUSPAC	GAS Y CONDENSADO	90.0	CERRADO
CANDELILLA	BURGOS	GAS SECO	51.0	CERRADO
FLORIDA	BURGOS	GAS SECO	35.0	CERRADO

* Un solo pozo exploratorio, no se conoce la extensión del campo, pero por su alto contenido de CO₂ (90%), puede constituir una fuente importante de CO₂.

Tabla 2.2. Campos con alto contenido en CO₂.

En resumen, se puede decir que actualmente se disponen en México de dos fuentes de CO₂ para proyectos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH), la planta petroquímica de Cosoleacaque Veracruz, y el campo Carmito, a 60 Km. al suroeste de Villahermosa Tabasco, y muy probablemente el campo Mecate, vecino del campo Carmito. Sin olvidarse del uso que puede hacerse del gas con alto contenido de CO₂ que produce el campo Tres Hermanos, y lo que promete el área de los campos Ébano-Pánuco y Quebrache.

La disponibilidad de una fuente adecuada del agente desplazante, tanto en el costo como en la cantidad; los costos de transporte y compresión del agente; y en el caso del CO_2 deben de considerarse adicionalmente los costos relacionados al control de corrosión y de uso de materiales especiales para la terminación de los pozos e instalaciones superficiales.

II.3 Purificación y Deshidratación del CO_2 .

Dependiendo de la fuente de la corriente del CO_2 , esta puede traer impurezas como; H_2S , O_2 , N_2 y H_2O entre otros gases. Debido a que estos gases actúan como agentes corrosivos, es necesario considerar la purificación de la corriente de CO_2 , para lo cual se debe aplicar un tratamiento para eliminar dichas impurezas, además que pueden incrementar la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) del proceso.

Los métodos disponibles para la remoción de gases ácidos como el H_2S , pueden clasificarse en cuatro categorías:

1. Procesos que usan solventes físicos, tal como Selexol.
2. Procesos que usan solventes de adsorción química, tal como la monoetanolamina (MEA) y K_2CO_3 .
3. Proceso que emplean mezclas de solventes físicos y químicos.
4. Procesos que convierten el H_2S a sulfuros.

El contenido de agua debe ser eliminada de la corriente del CO_2 , para evitar taponamiento en las instalaciones debido a la formación de hidratos y reducir problemas de corrosión, ya que el CO_2 en presencia del agua forma ácido carbónico.

II.4 Fases del Dióxido de Carbono.

El dióxido de carbono se puede encontrar en diferentes fases; sólido, líquido, gaseoso y una fase densa/supercrítica. El diagrama de fase se muestra en la figura 2.1.

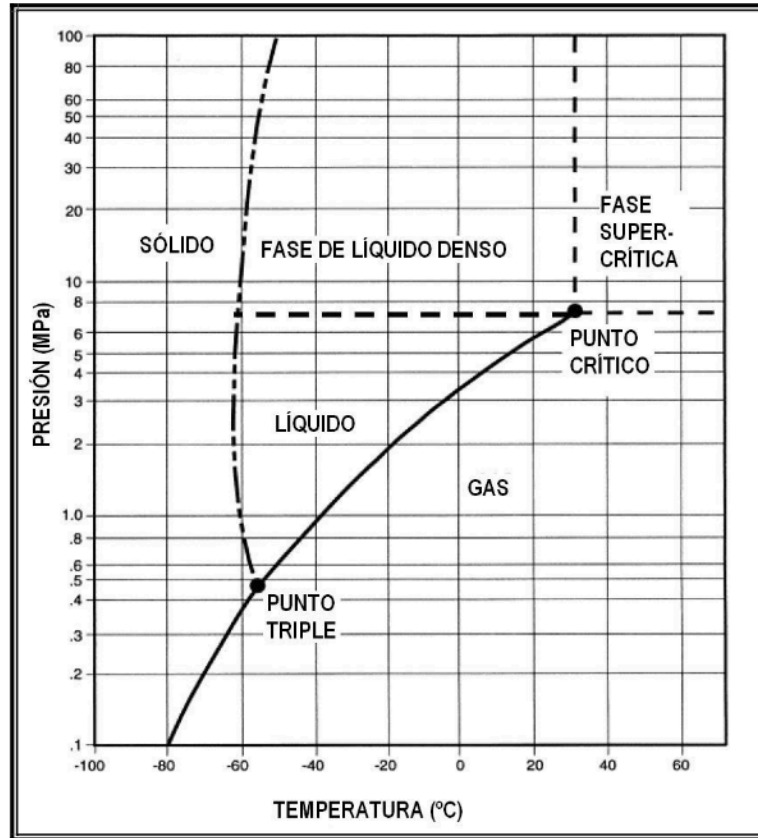


Figura 2.1. Diagrama de fase del CO₂, (Bachu, 2000).

El CO₂ sólido, líquido y gaseoso coexisten en un punto triple y esto ocurre a una temperatura de -56 °C y a una presión de 0.52 MPa (75.42 psi). Si la presión o la temperatura están por debajo de estos valores, el CO₂ solo puede existir en su forma sólida o gaseosa dependiendo de las condiciones en las que se encuentre es CO₂. La otra posición interesante es el punto crítico, el cual ocurre a una temperatura de 31.05 °C y a una presión de 7.38 MPa (1,070.38 psi; Golomb, 1997). Arriba de estas condiciones críticas, el dióxido de carbono existe en una fase densa/supercrítica. Esta fase tiene una densidad mayor a la de un líquido, pero se dan condiciones de flujo similares (Skovholt, 1993).

II.5 Densidad del CO₂.

La densidad del dióxido de carbono a las condiciones del yacimiento es similar a la del aceite o aun puede ser mayor. Entre mayor sea la diferencia de densidades entre los fluidos (desplazante y desplazado), la eficiencia volumétrica de un desplazamiento miscible horizontal puede ser afectada por los efectos gravitacionales, por la canalización del fluido menos denso a través de las zonas de alta permeabilidad y conificación de los pozos productores. A las condiciones de temperatura crítica, el CO₂ se comporta como un vapor el cual incrementa su densidad al incrementarse la presión. La densidad del CO₂ varía con la presión y la temperatura como se muestra en la figura 2.2.

Para conseguir una alta eficiencia cuando se transporte el CO₂ es favorable una alta densidad, el CO₂ debe estar en fase líquida o en fase densa/supercrítica (Golomb, 1997), la razón del porque la fase sólida o gaseosa no son viables para su transportación son; la forma sólida consume mucha energía (Haugen & Eide, 1996) y que la fase gaseosa tiene muy baja densidad. Así pues, las fases sólida y gaseosa no se consideran en ningún sistema de transporte.

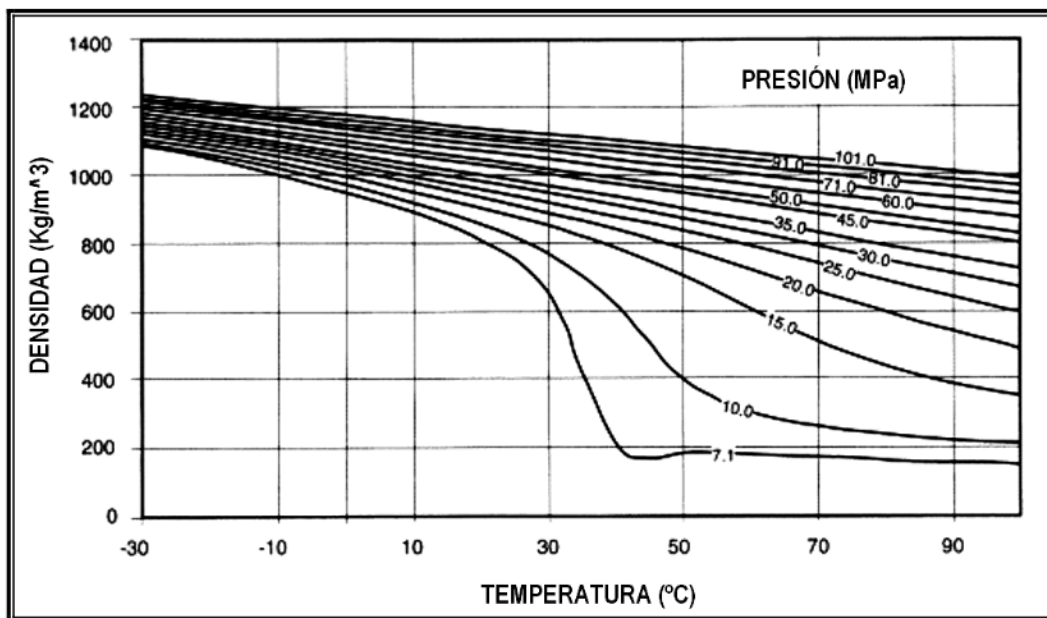


Figura 2.2. Diagrama de densidad del CO₂, (Bachu, 2000).

II.6 Viscosidad del CO₂.

En la figura 2.3, se presenta el comportamiento de la viscosidad del CO₂ respecto a diferentes condiciones de presión y temperatura. La temperatura que prevalece en la mayoría de los yacimientos están por arriba de la temperatura crítica del CO₂ a inyectar, debido a esto permanecerá en estado gaseoso antes de mezclarse con los hidrocarburos, a estas condiciones la viscosidad del CO₂ es baja, por ejemplo, a 210 °F (99°C) y 1500 psi la viscosidad es de alrededor de 0.025 cp y a 3000 psia, de 0.04 cp. Esta baja viscosidad ocasiona una relación de movilidades desfavorable durante el desplazamiento.¹

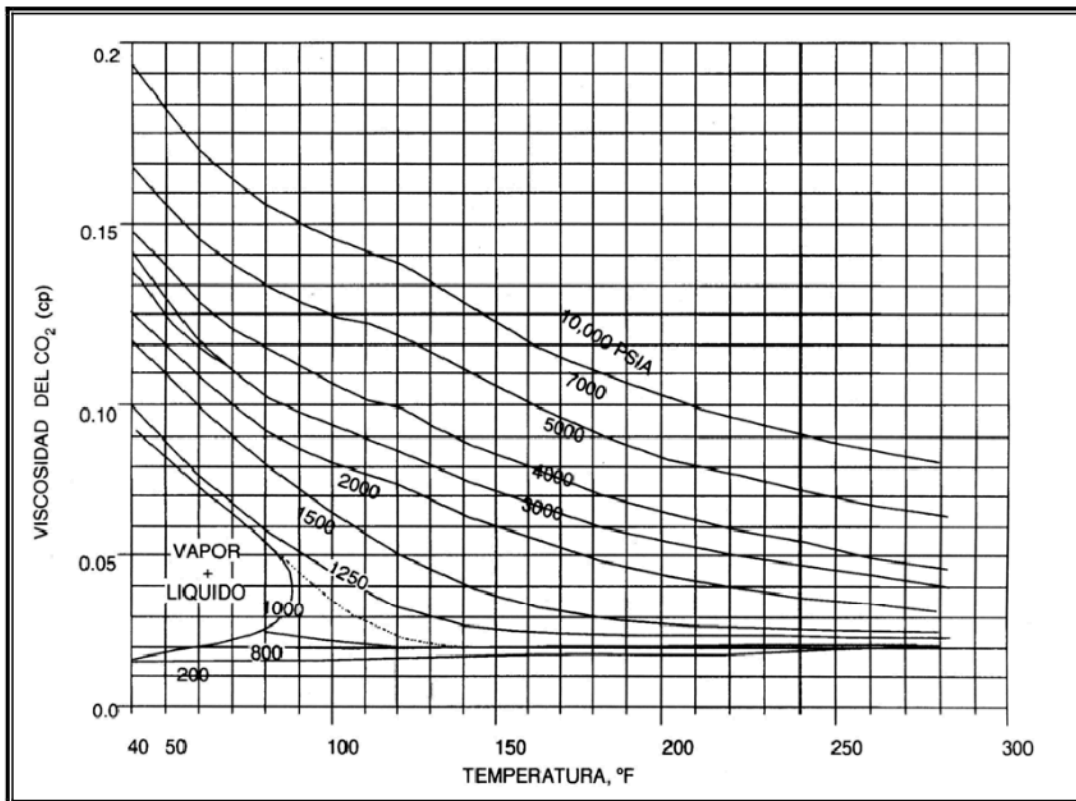


Figura 2.3. Diagrama de viscosidad del CO₂, (F.I. Stalkup).

¹ García Gómez F. J., Fundamentos para la selección y aplicación de los procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos en México, p 35.

II.7 Solubilidad del CO₂ en el Agua.

El dióxido de carbono es altamente soluble en el agua, por tal razón una parte del CO₂ inyectado en un desplazamiento miscible se solubilizará con el agua de la formación o en el agua inyectada con el CO₂.

Esto reduce el volumen disponible para el desplazamiento miscible del aceite. En la figura 2.4, proporciona la solubilidad del CO₂ en el agua dulce, la solubilidad del dióxido de carbono se incrementa respecto a la presión, pero decrece como se incrementa la temperatura. A medida que aumenta la salinidad del agua, la solubilidad disminuye.

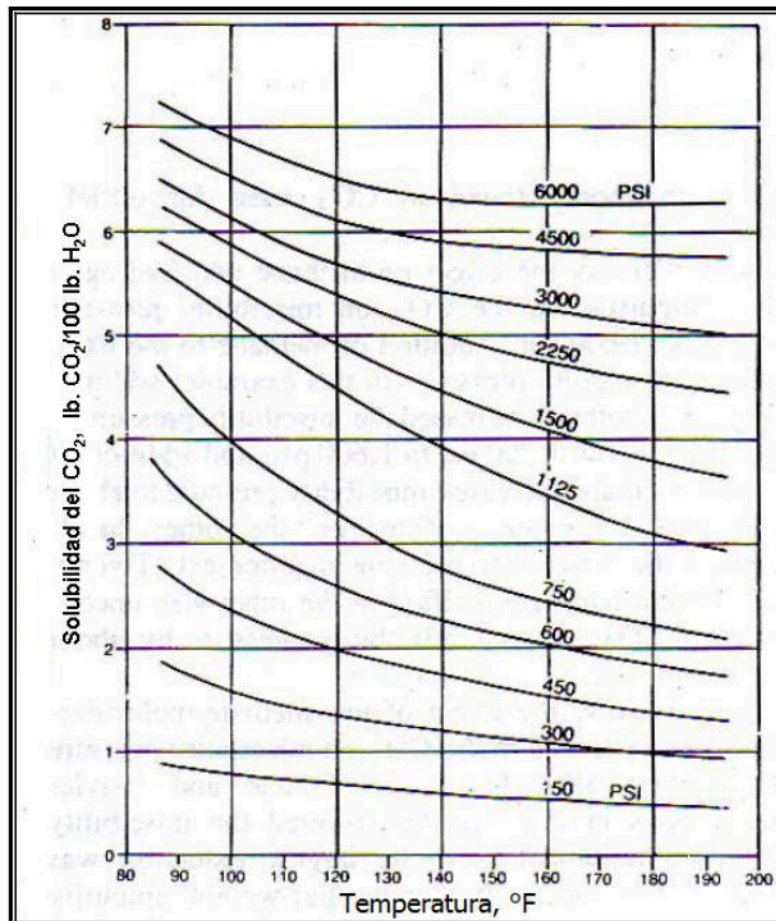


Figura 2.4. Diagrama de solubilidad del CO₂ en el agua, (F.I. Stalkup).

II.8 Factor de Volumen del CO₂.

Una desventaja que presenta el CO₂ con respecto a los demás gases es su factor de volumen alto, es decir 370 m³ a condiciones estándar se convierten en 1 m³ de CO₂ a condiciones de yacimiento (2500 psi, 65.56 °C).

En la figura 2.5, se muestra el comportamiento del factor de volumen (Bg), del CO₂, N₂ y Gas de combustión. Puesto que el factor de volumen del CO₂ es menor que el de los otros gases, significa que la cantidad de CO₂ necesaria para un desplazamiento será mucho mayor en comparación con otros gases, lo cual incide directamente en la economía del proyecto.

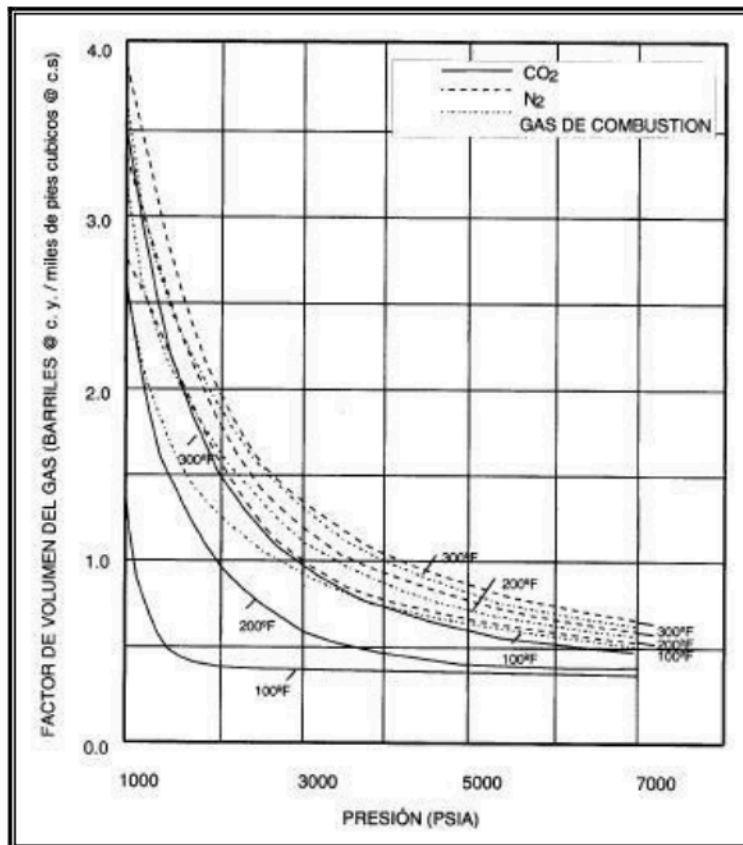


Figura 2.5. Factor de Volumen del CO₂ y otros gases.

II.9 Factor de Compresibilidad del CO₂.

Es una relación que existe entre el volumen de un gas real y el volumen de un gas ideal, es una cantidad adimensional. Es otra propiedad importante para el cálculo del volumen de los gases a las condiciones de presión y temperatura de los yacimientos. A una temperatura dada el factor de compresibilidad (Z), es graficado como función de la presión y la temperatura, que usualmente toma la forma mostrada en la figura 2.6.

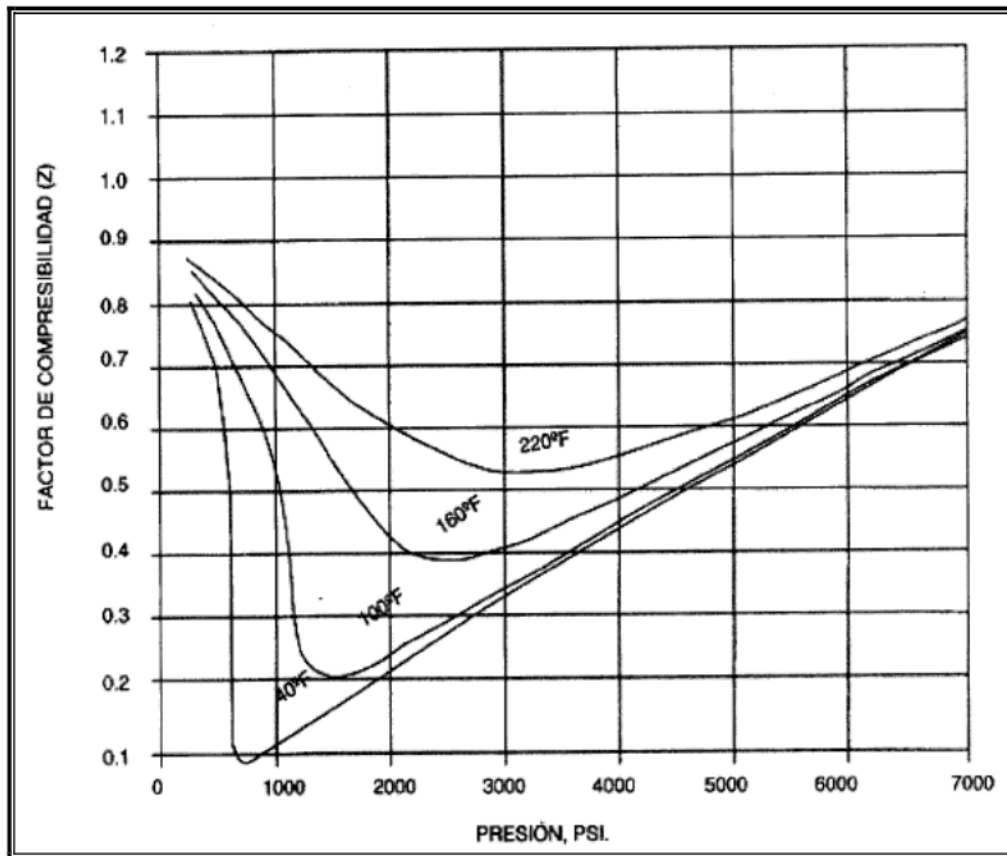


Figura 2.6. Factor de compresibilidad del CO₂, (F.I. Stalkup).

III. PROCESO MISCIBLE CON CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS.

III.1 Teoría del Desplazamiento Miscible.

Considerando un solo canal poroso y permeable, donde existe una mojabilidad preferentemente por agua, el gas tiende a moverse al centro del canal poroso, causando una ineficiencia del desplazamiento del aceite como se muestra en la figura 3.1.

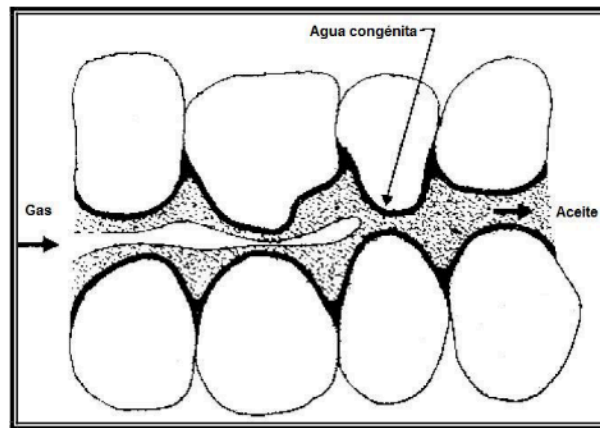


Figura 3.1 Desplazamiento de aceite por inyección de gas.

El gas como fluido desplazante tiende a moverse rápidamente en los canales porosos de alta permeabilidad debido su baja viscosidad, además las variaciones en tamaño y forma de los granos presentes en el medio poroso tienden a controlar el grado de recuperación de los hidrocarburos, dejando aceite atrapado en los canales porosos de baja permeabilidad como se muestra en la figura 3.2, esto resulta en un bajo volumen de aceite recuperado por un desplazamiento con gas.

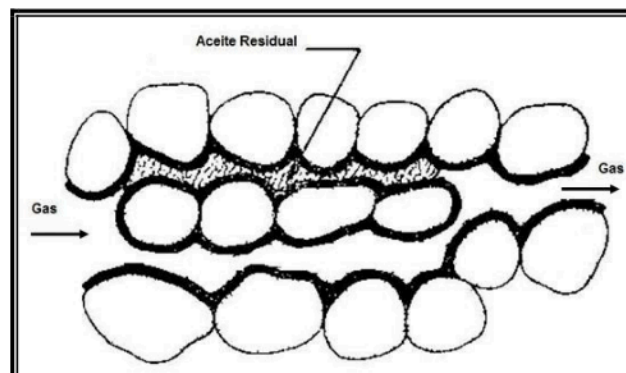


Figura 3.2 Entrampamiento de aceite residual en canales de baja permeabilidad.

En un desplazamiento con agua, las fuerzas capilares tienden a causar que el agua se mueva rápidamente en los canales porosos de baja permeabilidad, respecto a un ritmo de inyección bajo, como se muestra en la figura 3.3, lo cual no sucede en un desplazamiento con gas.

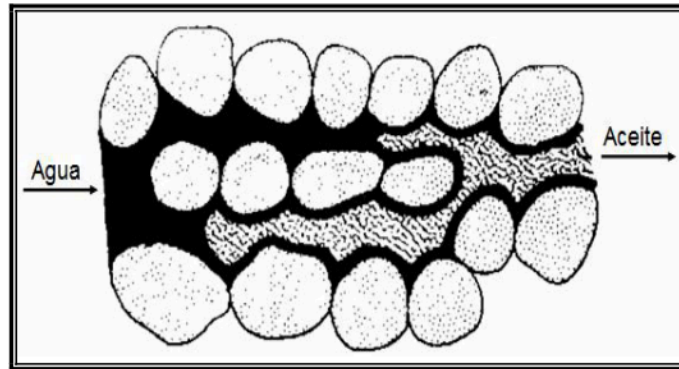


Figura 3.3 Saturación de aceite respecto a las fuerzas capilares en un medio poroso.

La saturación de agua tiende a aumentar en los canales porosos de alta permeabilidad, como consecuencia la saturación de aceite disminuye, el aceite presente tiende a tomar una forma de hilo respecto al tiempo, debido al aumento de la tensión interfacial como se muestra en la figura 3.4.

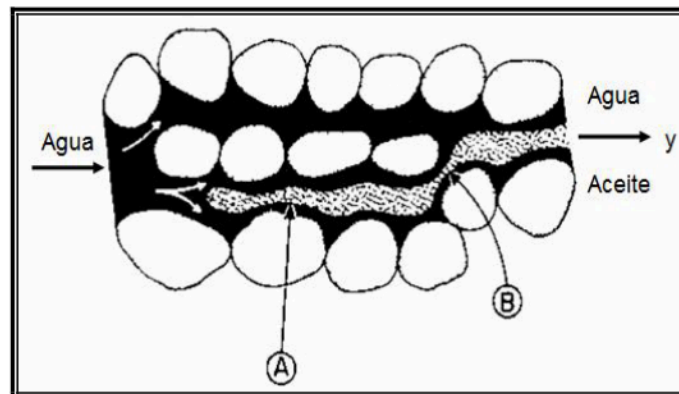


Figura 3.4 Reducción de la saturación causada por la tensión interfacial.

Como este hilo tiende a ser más delgado en algunas zonas, la tensión interfacial tiende a romper esta continuidad, por ejemplo en los puntos A y B, así formando pequeñas gotas de aceite, éstas comienzan a entramparse quedando como aceite residual en el espacio poroso como se muestra en la figura 3.5.

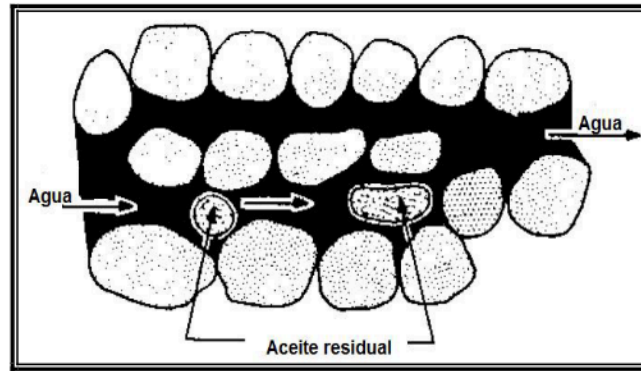


Figura 3.5 Saturación de aceite residual.

Una gran parte del aceite residual quedará atrapado en el medio poroso, debido a la fuerza interfacial entre el aceite y el agua. Las fuerzas capilares tienden a retener el aceite en los canales porosos de baja permeabilidad y de poro cerrado, el aceite atrapado en este tipo de canales puede ser recuperado, básicamente controlando el ritmo de inyección del fluido desplazante.

Si la tensión interfacial entre las gotas de aceite y el agua, se reduce o aún mejor se elimina, las gotas de aceite podrían alargarse fácilmente y así desplazarse por el medio poroso como se muestra en la figura 3.6.

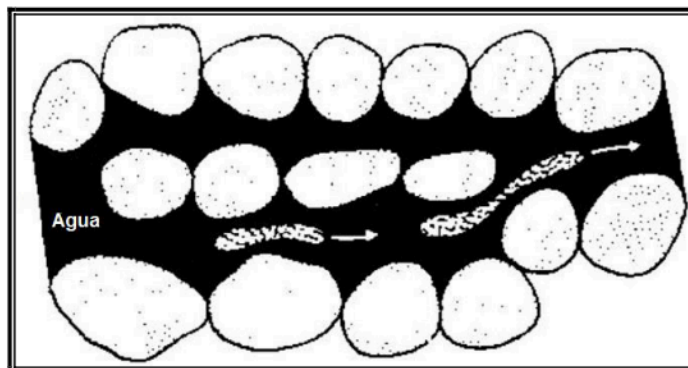


Figura 3.6 Movimiento del aceite residual debido a la reducción de la tensión interfacial.

El objetivo de un desplazamiento miscible en cualquier variación de su proceso, es aumentar la recuperación por medio de la eliminación de la tensión interfacial entre el aceite y el fluido desplazante. Bajo un desplazamiento miscible la saturación residual de aceite disminuye a valores cercanos a cero en la zona barrida, es decir la eficiencia del desplazamiento alcanza valores cercanos al 100%.

III.2 Miscibilidad.

La miscibilidad puede explicarse como un fenómeno físico entre dos o más fluidos que al mezclarse totalmente formen una sola fase homogénea, sin la existencia de una interfase entre ellos.

A nivel molecular, la miscibilidad se debe a que las fuerzas de atracción de carácter electroquímico que se ejercen entre las moléculas de dos fluidos son iguales o mayores que aquellas que actúan entre las moléculas de un mismo fluido; el proceso de mezcla resultante eliminará la interfase original.¹

Se trata de un fenómeno fisicoquímico y no de carácter químico, ya que no hay reacción química alguna. Sin embargo, otra condición para que dos fluidos sean miscibles es que exista una determinada afinidad química entre ellos.

Por ejemplo el metano tiende a disolverse en el aceite crudo, sin embargo no se mezcla totalmente bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, como se muestra en la figura 3.7, en esta ilustración se muestra la inmiscibilidad que existe entre metano y el aceite crudo, debido a la que no existe una afinidad química entre ambos, existiendo la formación de una interfase entre ambos fluidos.

Empleando el mismo tipo de ilustración en la figura 3.8, se muestra al metano y propano inicialmente a condiciones atmosféricas, después de un cambio en presión y temperatura, se observa una miscibilidad entre ambos fluidos, normalmente el propano es líquido, pero en presencia de un gas se comporta de igual manera.

En la figura 3.9, se muestra el propano en estado gaseoso y el aceite en fase líquida a condiciones atmosféricas, aplicando un cambio tanto en presión y temperatura como en los experimentos anteriores, existe un cambio de fase del propano, por lo cual se lleva a cabo la miscibilidad entre ambos fluidos.

¹ Loreto Mendoza Eduardo, Apuntes de Recuperación Secundaria, p 129.

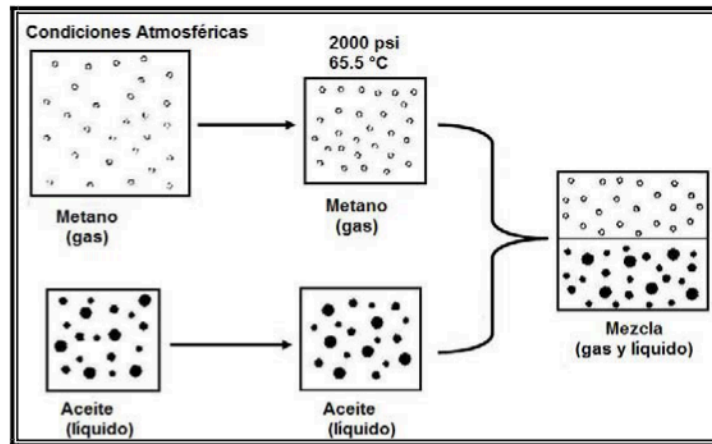


Figura 3.7 Inmiscibilidad entre metano y aceite a condiciones de yacimiento.

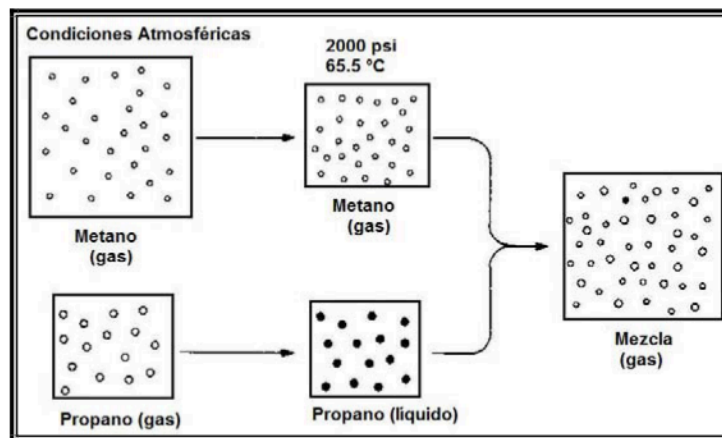


Figura 3.8 Miscibilidad entre metano y propano a condiciones de yacimiento.

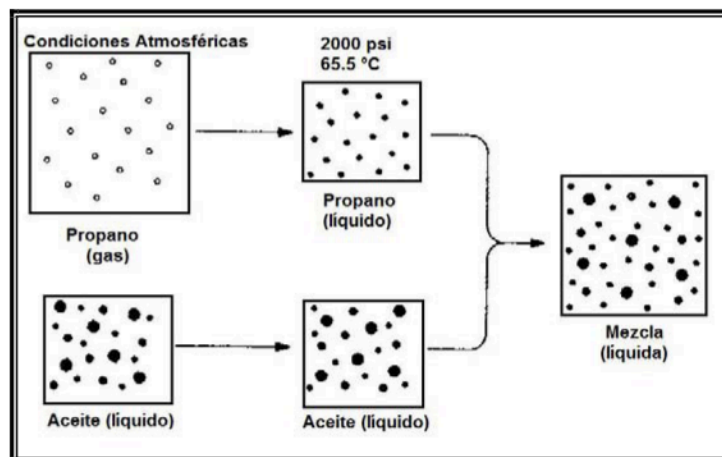


Figura 3.9 Miscibilidad del propano (o LPG), y el aceite a condiciones de yacimiento

De las ilustraciones anteriores se obtiene la siguiente conclusión; el comportamiento del propano para lograr la miscibilidad, dependerá de la presencia de hidrocarburo(s) a fin(es). La miscibilidad puede ocurrir en estado líquido o gaseoso bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, entre

otros factores. Esta es una característica de componentes intermedios, dentro de los cuales se encuentra el propano, los cuales proporcionan la base para un desplazamiento miscible.

III.2.1 Miscibilidad en Diagramas Ternarios.

Una forma de analizar cualitativamente los procesos miscibles es mediante los diagramas ternarios, el cual representa la composición de un sistema de tres componentes bajo ciertas condiciones de presión y temperatura.

El área del triángulo representa todas las posibles combinaciones que pueden existir entre los tres componentes; a cada vértice le corresponde el 100% de los componentes indicados. La concentración de cada uno de estos hidrocarburos disminuye en forma lineal a partir de los vértices, siendo de 0% en los lados opuestos respectivos. Todas las combinaciones de estos componentes que originan un sistema de dos fases; gas y líquido en equilibrio, quedan comprendidas bajo el área de la curva, el resto de las combinaciones representadas en el triángulo existen en una sola fase.

La figura 3.10, muestra la clasificación de los posibles procesos por inyección de gas. Una disolución que no pasa a través de la región de dos fases resulta en un desplazamiento miscible de primer contacto (I_2-J_3). Una disolución completamente en la región de dos fases atrás de la línea de unión crítica constituye un desplazamiento inmisible (I_1-J_1). Cuando la composición del gas inyectado esta del lado izquierdo de la línea crítica de unión puede generarse una miscibilidad por múltiples contactos o dinámica mediante una vaporización de gas (I_2-J_1) o condensación de gas (I_1-J_2).

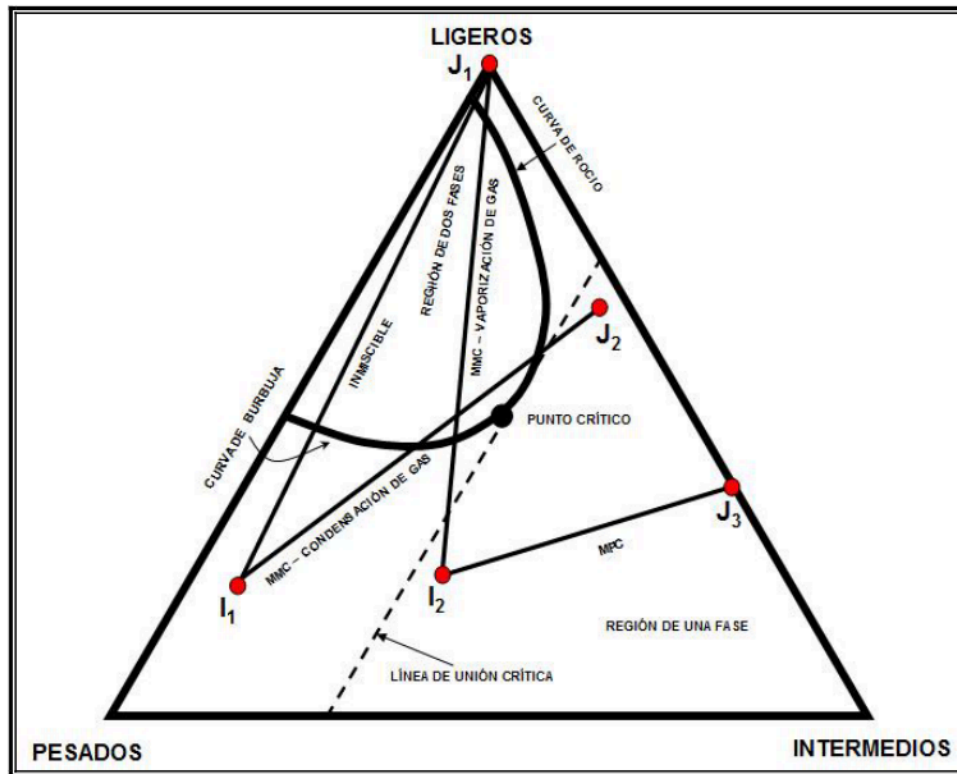


Figura 3.10 Análisis de un desplazamiento miscible mediante diagrama ternario.

III.2.2 Miscibilidad por Primer Contacto.

Cuando el fluido inyectado y el aceite del yacimiento forman una sola fase al ponerse en contacto, se dice que son miscibles al primer contacto.

En este proceso el fluido que se inyecta está compuesto por uno o varios de los componentes del gas licuado del petróleo (LPG), el cual es una mezcla de etano, propano y butano, que son miscibles con el aceite del yacimiento.

En virtud de que el LPG tiene un costo mayor que el aceite que se va a recuperar, se inyecta un pequeño bache y es desplazado por otro fluido de bajo costo, que además es miscible con el LPG. El propano es el componente que más se utiliza para formar el bache, desplazándose con el gas natural por ejemplo.

III.2.3 Miscibilidad por Contacto Múltiple o Dinámica.

Este tipo de miscibilidad se puede conseguir con la inyección de algún tipo de gas indistintamente que sea hidrocarburo o no hidrocarburo, siempre y cuando se alcance una presión óptima de inyección. Se clasifican dentro de este rubro

a los procesos en los que inicialmente el fluido inyectado y el aceite del yacimiento no son miscibles al primer contacto, pero son capaces de generar un frente miscible después de un intercambio de masa. Dentro de esta clasificación los procesos mas conocidos son:

- Condensación de gas.
- Vaporización de gas.

III.2.3.1 Miscibilidad por Condensación de Gas (Inyección de Gas Enriquecido)

Cuando el aceite del yacimiento es pobre en componentes intermedios, el gas a inyectar requiere tener una riqueza mínima de estos componentes, para que el proceso resulte miscible. Los componentes intermedios del gas inyectado se condensan en el aceite del yacimiento en una cantidad suficiente para generar un frente de desplazamiento miscible.

III.2.3.2 Miscibilidad por Vaporización de Gas (Inyección de Gas a Alta Presión).

El comportamiento de fase de un desplazamiento miscible con CO₂ es un fenómeno complejo, debido a que existes distintas fases en un instante, esto puede ser explicado mediante el proceso de vaporización de gas.

La miscibilidad en este proceso se genera por la transferencia de los componentes intermedios del aceite al CO₂, éste al ponerse en contacto con el aceite "in situ" lo empezará a desplazar inmisciblemente, disolviéndose parte del mismo en el aceite, el cual empezará a perder algunos de sus componentes que pasaran a enriquecer el frente del desplazamiento creando una zona de transición miscible.

Después de alcanzar la miscibilidad, el frente de desplazamiento empieza a ser alterado y finalmente destruido, principalmente por fenómenos de dispersión, si la presión de desplazamiento es adecuada, por su mayor movilidad el CO₂ se ira adelantando poniéndose en contacto con aceite nuevo, del que también se

vaporiza parte de sus componentes intermedios, y así sucesivamente manteniendo una miscibilidad por contacto múltiples.

En la figura 3.11, se muestra de forma esquemática a través de un diagrama ternario la caracterización cualitativa de este proceso. En este ejemplo; el aceite, contiene un alto porcentaje de componentes intermedios.

El CO_2 y el aceite del yacimiento inicialmente no son miscibles entre sí. Por lo tanto inicialmente el gas inyectado desplaza al aceite en condiciones inmiscibles, este primer contacto entre los fluidos queda representado por la mezcla M1.

Por localizarse la mezcla M1 en la región de 2 fases, se tiene un equilibrio tanto en la fase líquida L1, como gaseosa G1. Posteriormente el gas inyectado en el yacimiento se encuentra en equilibrio G1, después del primer contacto, mientras éste entra en contacto con aceite fresco. El líquido L1 es dejado por del desplazamiento como saturación residual.

Como resultado de este segundo contacto, se origina una nueva mezcla M2, alcanzando su correspondiente equilibrio tanto en su fase líquida L2 y gaseosa G2. El gas G2, fluye al frente del desplazamiento y entra en contacto nuevamente con aceite fresco del yacimiento, y así sucesivamente es repetido este proceso enriqueciéndose el frente del desplazamiento.

De esta manera, la composición del gas al frente del desplazamiento es alterado progresivamente a lo largo de la curva de rocío hasta alcanzar el punto de enlace, este punto es directamente miscible con el aceite del yacimiento.

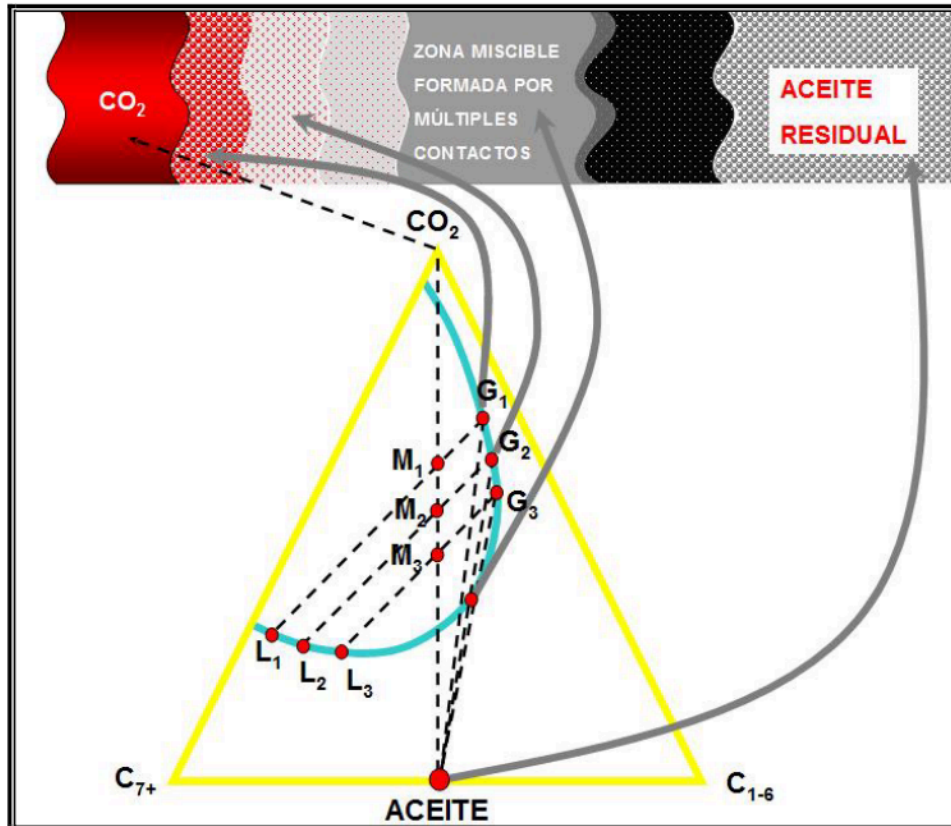


Figura 3.11 Diagrama ternario para un desplazamiento miscible por vaporización de gas.

III.3 Presión Mínima de Miscibilidad.

La Presión Mínima de Miscibilidad (PMM), es la presión a la cual el gas inyectado desarrolla una miscibilidad dinámica o por contactos múltiples con el aceite del yacimiento, a las condiciones del mismo. A esta presión o por arriba de ésta, se puede lograr la miscibilidad por medio de una condensación o vaporización del gas.

La mayor parte de las definiciones de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM), están basadas en los factores de recuperación de aceite que se obtuvieron en desplazamientos lineales, algunas de las más populares son las siguientes:²

- Yellin y Metcalfe (1980).- Presión mínima a la cual la recuperación del aceite después de inyectar 1.2 volúmenes porosos de solvente, es muy similar a la máxima obtenible por un desplazamiento miscible de primer contacto.

² Lozano Segura José Antonio, Segovia Méndez Lázaro, Estudio de Factibilidad del Uso del CO₂ en el Área Tres Hermanos, p 29.

- Holm y Josendall (1974).- Presión a la cual se obtiene una recuperación de aceite del 80% a la surgencia de CO₂ y un 94% de recuperación cuando la relación gas-aceite (RGA), alcanza un valor de 40,000 pies³/barril.
- Williams (1980).- Presión que permite la recuperación de un 90% de aceite, cuando el CO₂ se inyecta en una cantidad igual a 1.2 veces el volumen poroso ocupado por el aceite.

Se han empleado métodos experimentales y analíticos para determinar la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM), los métodos experimentales serán tratados en el siguiente capítulo, las correlaciones se encuentran dentro de los métodos analíticos, algunas de las cuales serán expuestas en esta sección.

Las correlaciones están basadas en un limitado conjunto de valores experimentales por lo tanto tienen ciertas limitantes.

Existe una gran variedad de correlaciones desarrolladas a partir de datos experimentales, el emplear una u otra correlación dependerá de los datos con que se cuenten, algunas correlaciones solamente requieren como parámetros de entrada; temperatura del yacimiento y densidad API. Otras más robustas, además de los parámetros anteriormente mencionados requieren el contenido de componentes intermedios del aceite, otras además requieren una caracterización mediante ecuaciones de estado. Todo esto impacta rapidez y precisión de los resultados.

La figura 3.12, muestra la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) estimada a partir de correlaciones comparadas con datos experimentales. Este estudio fue basado en 111 tipos de aceite con las siguientes características; peso molecular de la fracción C₇₊ entre 139 a 319, fracción molar de C₂ –C₆ entre 2 a 40.3% y la temperatura del yacimiento entre 71 °F (21.1 °C) y 300 °F (148.9 °C).³

³ Yuan, H. et al. Improved MMP Correlations for CO₂ Floods Using Analytical Gas Flooding, p 8.

El error absoluto promedio obtenido es 11.9% para Elsharkawy, 12.6% para Glaso, 15.3% para Cronquist, 16.7% para Holm & Josendal y 17.5% para Yelling y Metcalf.

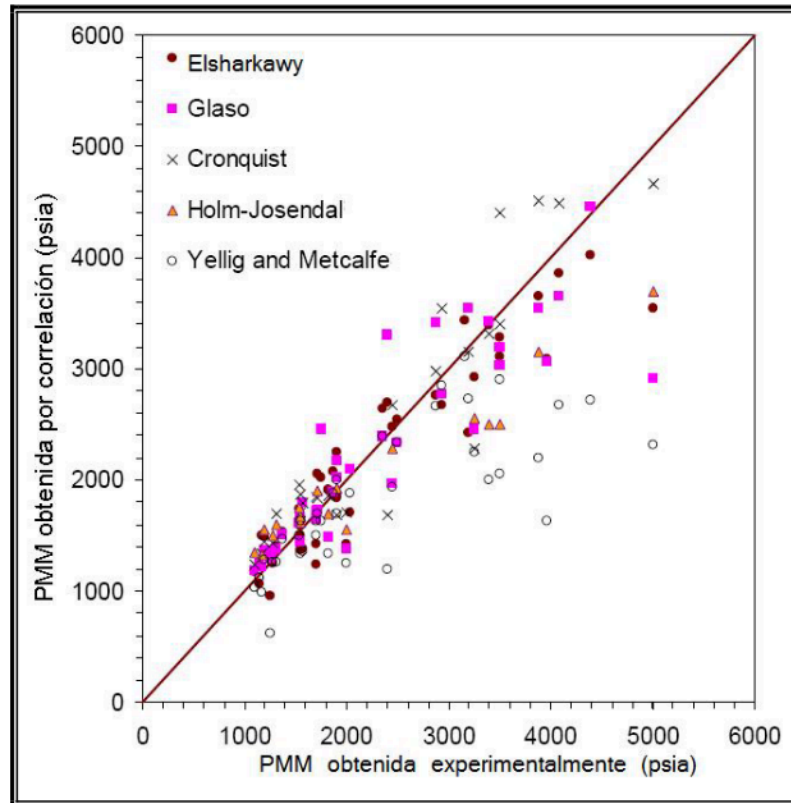


Figura 3.12 Comparación entre correlaciones para la determinación de la presión mínima de miscibilidad, basado en métodos analíticos y experimentales.⁴

III.3.1 Correlación Yellig and Metcalfe.

Esta correlación está basada en estudios experimentales, en los cuales evaluaron el efecto de la temperatura en la determinación de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM), considerando que la composición del aceite es de menor impacto. Realizaron variaciones en las fracciones de los componentes; ligeros ($C_1 + CO_2 + N_2$), intermedios (C_2-C_6) y pesados (C_7^+), contenidas en el aceite, manteniendo las mismas relaciones entre estos. En esta correlación, la temperatura del yacimiento es la única variable que afecta la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM).

⁴ Ibidem, p 8.

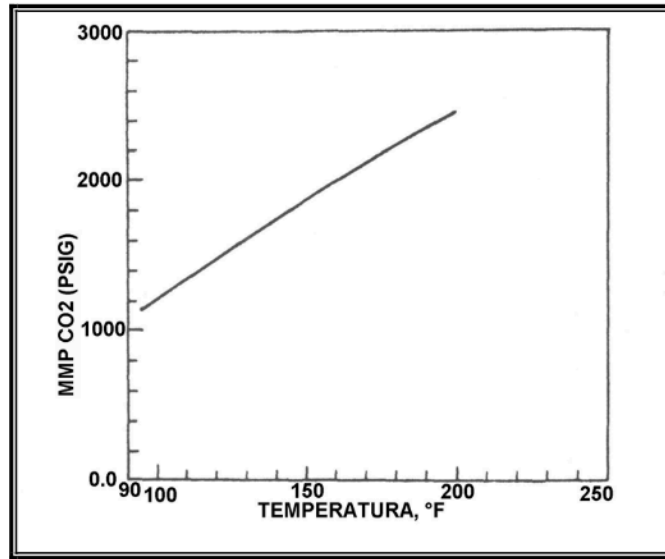


Figura 3.13 Presión mínima de miscibilidad versus temperatura (Yelling & Metcalfe).

En la figura 3.13, la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) se obtiene a través de una tendencia lineal, donde el único parámetro de entrada es la temperatura. Sin embargo, si la presión en el punto burbuja es mayor que la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) de la curva, entonces la presión de burbujeo es tomada como la PMM. Se toma en cuenta para la posible formación de dos fases cuando la presión está por debajo del punto burbuja del aceite del yacimiento. La estimación de la presión por esta correlación no es muy exacta, ya que no considera la composición del aceite.

III.3.2 Correlación de Holm & Josendal.

La correlación, mostrada en la figura 3.14, muestra la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM), como una función de la temperatura y el peso molecular de la fracción de C_5^+ del aceite. Mungan extendió la correlación de Holm & Josendal al omitir el peso molecular de la fracción de C_5^+ del aceite; esta extensión también es mostrada en la misma grafica. Holm & Josendal posteriormente demostraron que el desarrollo de la miscibilidad con el CO_2 está relacionada con la densidad del CO_2 . Ellos correlacionaron la densidad del CO_2 a un valor de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) con el contenido de las fracciones C_5 hasta C_{30} del aceite del yacimiento. La correlación de Holm & Josendal es aplicable para CO_2 puro.

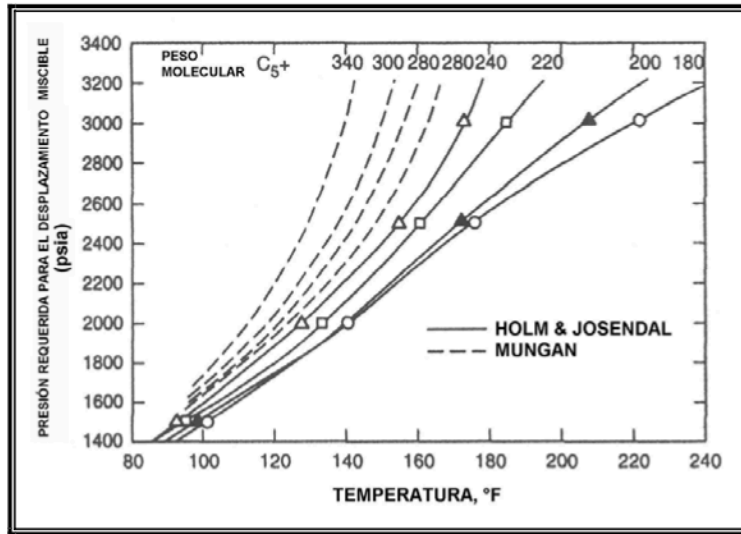


Figura 3.14 Presión mínima de miscibilidad versus temperatura (Holm & Josendal).

De acuerdo a esta correlación, el efecto de la composición en la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM), no es significativa a temperaturas menores a 100°F (37.7 °C), pero el efecto de la composición del aceite comienza a ser mas pronunciado en temperaturas del rango de 120-140°F (48.8-60°C). Se observa en esta correlación a medida que aumenta la fracción pesada una tendencia asintótica de las curvas.

III.3.3 Correlación Nacional Petroleum Council (NPC).

Un método aproximado para estimar la presión requerida para lograr la miscibilidad requiere solamente conocer solamente la densidad API y la temperatura del yacimiento.

Presión de miscibilidad vs. densidad	
Densidad	Presión de Miscibilidad
°API	psi
< 27	4000
27 a 30	3000
> 30	1,200

Corrección por la temperatura del yacimiento	
Temperatura	Presión requerida adicional
°F	psi
<120	ninguna
120 a 150	+200
150 a 200	+350
200 a 250	+500

Tabla 3.1 Estimación de la presión mínima de miscibilidad, (NPC)

III.4 Proceso Miscible con Dióxido de Carbono.

Los desplazamientos miscibles son eficientes, pero en años anteriores no eran económicamente atractivos, debido a la cantidad de fluido desplazante requerido para realizar dicho proceso. Actualmente el desplazamiento miscible se ha mejorado técnicamente, donde no todo el fluido inyectado debe ser miscible con el aceite del yacimiento, sino solamente un volumen óptimo (bache) desplazado por otro tipo de fluido en cual puede ser agua o gas, éste gas puede ser miscible como se muestra en la figura 3.15, o inmisible dependiendo del diseño del proceso, y como consecuencia se vuelven económicamente más atractivos.

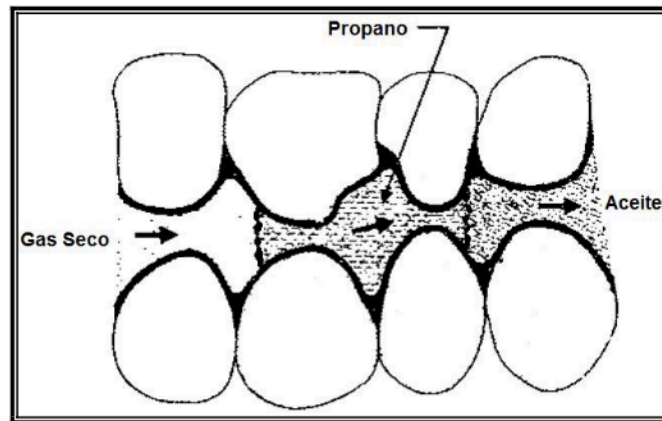


Figura 3.15 Desplazamiento miscible con propano como solvente empujado por gas.

El empleo del dióxido de carbono como método de recuperación mejorada de hidrocarburos no es una nueva idea, en 1952 Whorton y Brownscombe, obtuvieron la patente de este método.⁵

La inyección de CO_2 , como método de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH), es viable aplicarlo en procesos miscibles como inmiscibles. Debido a la naturaleza de un proceso miscible con inyección de CO_2 , existe una continua transferencia de masa entre el CO_2 y el aceite. La presión de inyección es un factor clave para desarrollar la miscibilidad, esta presión depende de la composición del aceite, presión y temperatura del yacimiento, además de la pureza de CO_2 inyectado.

⁵ F. I. Stalkup, Carbon Dioxide Miscible Flooding: Past, Present, and Outlook for the Future, p 1.

La presión requerida para lograr la miscibilidad con el CO₂, es normalmente baja en comparación con otros fluidos por ejemplo; gas natural o nitrógeno.

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

- Inyección continua. Es la manera más simple, el CO₂ es inyectado de manera continua en el yacimiento hasta que la relación de gas producido con el aceite sea demasiado elevada para que el costo de producción se considere que ya no es económicamente 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. Es el método más empleado, en el cual pequeños baches de CO₂ (algún porcentaje del volumen poroso) son inyectados en alternancia con baches de agua, como se muestra en la figura 3.16. Este método fue desarrollado para mejorar la eficiencia de barrido durante la inyección del CO₂, así mejorando la movilidad y estabilidad del frente de desplazamiento.
- d) Inyección cíclica: Se trata de un procedimiento de estimulación, generalmente es aplicado a aceites pesados, sin descartar a los aceites ligeros y medianos. Este procedimiento se compone de tres etapas; periodo de inyección de CO₂, el cierre del pozo, y etapa de producción.



Figura 3.16 Desplazamiento miscible con dióxido de carbono.

EL CO₂ recupera aceite crudo, por los siguientes mecanismos principalmente:

- Aumento del volumen del aceite crudo (hinchamiento).
- Disminución de la viscosidad del aceite.

- Disminución de la tensión interfacial entre el aceite y la fase CO₂/aceite.
- Generación de miscibilidad cuando la presión es suficientemente alta.
- Vaporización de los componentes ligeros del aceite ocasionada por el CO₂.

Los yacimientos ideales para la aplicación de este tipo de desplazamiento son los aceites con una densidad entre 25 a 45 °API.

Los aceites altamente viscosos no son candidatos idóneos para un desplazamiento miscible con CO₂. El límite de la viscosidad del aceite, depende de factores técnicos y económicos, sin embargo existe un rango burdo de aplicación, entre 10 y 12 cp.⁶

Los aceites con baja densidad API, contienen grandes cantidades de hidrocarburos pesados (>C₃₀) y normalmente se encuentran en yacimientos someros, con bajas presiones, normalmente en este tipo de yacimientos no se logra las condiciones de miscibilidad entre los fluidos.

La profundidad del yacimiento es un factor importante, porque la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) es usualmente arriba de 1200 psi, así requiriendo una profundidad mínima de 762 m, pero sin exceder el gradiente de fractura de formación.

III.5 Eficiencia del Desplazamiento Miscible.

La eficiencia del desplazamiento es un factor que afecta directamente la recuperación del aceite, ya que es la facilidad que tiene el fluido de inyección en función de las propiedades del yacimiento, para lograr una máxima recuperación del aceite.

La eficiencia con la cual el CO₂ desplaza al aceite, depende de mecanismos asociados a las propiedades; geológicas, litológicas y petrofísicas del yacimiento, por lo anterior, estos mecanismos controlan el desplazamiento tanto a nivel microscópico y macroscópico.

⁶ Ibidem, p.4

La eficiencia de desplazamiento puede se expresada matemáticamente como:

$$E_D = E_M \times E_V$$

$$E_D = \text{Eficiencia del desplazamiento} \left(\frac{\text{Aceite recuperado al final del desplazamiento}}{\text{Aceite in situ antes del desplazamiento}} \right)$$

$$E_M = \text{Eficiencia microscópica}$$

$$E_V = \text{Eficiencia macroscópica o volumétrica}$$

III.5.1 Eficiencia Macroscópica.

Se define como el espacio poroso ocupado por hidrocarburos, el cual fue barrido, dividido entre el volumen total de poros del yacimiento, ocupado por hidrocarburos (volumen de hidrocarburos barrido + volumen de hidrocarburos no barrido).

Es la medición de la efectividad del contacto del fluido desplazante con el aceite del yacimiento, en sentido volumétrico (tanto areal y verticalmente) o también llamada eficiencia de barrido. Matemáticamente puede ser expresada por la siguiente ecuación:

$$E_V = E_A \times E_I$$

$$E_V = \text{Eficiencia volumétrica}$$

$$E_A = \text{Eficiencia areal}$$

$$E_I = \text{Eficiencia vertical}$$

E_A es la eficiencia de barrido areal a través de una porción del yacimiento o arreglo de pozos (inyectores y productores). También es definida como el área barrida dividida entre el área total del yacimiento. E_I es la eficiencia del barrido vertical, definido como el espacio poroso invadido por el fluido inyectado dividido por el espacio poroso que incluye todo el espesor de la zona productora. Las heterogeneidades del yacimiento, los arreglos de los pozos inyectores y productores, las diferencias entre las propiedades de los fluidos, gobiernan la eficiencia del desplazamiento a nivel macroscópico.

La elección del fluido para desplazar el aceite controla algunas propiedades del desplazamiento y se manifiesta en la relación de movilidades, relación de viscosidades y contraste de densidades. Estas diferencias afecta tanto la eficiencia de barrido areal y vertical.

III.5.2 Eficiencia Microscópica.

Esta eficiencia se conoce a nivel laboratorio, al desplazar aceite con un fluido desplazante en este caso es el CO₂, el cual se inyecta en los núcleos o tubos empacados, en ambos casos, el objetivo de estos estudios es simular las propiedades de un yacimiento en particular.

La eficiencia microscópica (E_M), esta relacionada con el desplazamiento o movilización del aceite a nivel del medio poroso y permeable. Esta es una medición de la efectividad de un desplazamiento miscible, para desplazar o movilizar el aceite contenido en los poros.

Esta eficiencia se puede evaluar por medio de la saturación inicial de aceite (S_{oi}) y la saturación residual de aceite (S_{or}) en las regiones contactadas por el fluido desplazante. Esto es representado por la siguiente ecuación:

$$E_M = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}}$$

E_M = Eficiencia microscópica

S_{oi} = Saturación inicial de aceite

S_{or} = Saturación residual de aceite

III.6 Régimen de Flujo en un Desplazamiento Miscible.

Para desplazamientos miscibles sin flujo de agua, la relación de movilidades (M), es una simple relación de viscosidades: del aceite entre el solvente. De acuerdo con el uso convencional, las relaciones de movilidad menores a la unidad ($M \leq 1$) se denominan “favorables” y ($M > 1$) se denominan “desfavorables”. La relación de movilidades es uno de los parámetros más importantes del desplazamiento miscible, una favorable relación de movilidades entre el fluido desplazante y desplazado mejora la eficiencia de barrido del desplazamiento.

Craig⁷ y colaboradores, investigaron los efectos gravitacionales en un desplazamiento frontal en una sección de flujo vertical como se muestra en la figura 3.17.

⁷ Fred I. Stalkup, Status of Miscible Displacement, p 3.

Estos dependen de la relación de movilidades entre los fluidos, además de relación de viscosidades y efectos gravitacionales. La canalización (Región I) y digitación viscosa (Región IV) son dominantes, en comparación con la inyección de agua, lo cual impacta en la eficiencia de barrido del desplazamiento.

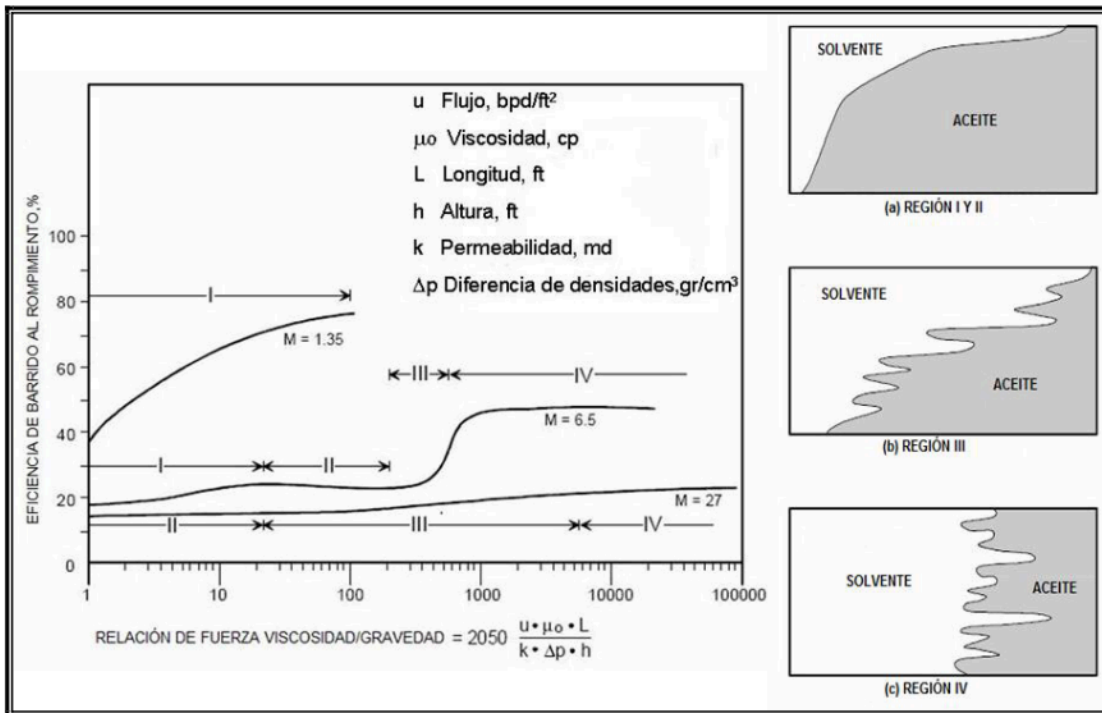


Figura 3.17. Patrones de flujo de un desplazamiento miscible.

III.7 Factores que Afectan la Eficiencia Microscópica del Desplazamiento.

La eficiencia microscópica está relacionada al desplazamiento o movilización del aceite a escala de poro, algunos factores que afectan esta eficiencia son:

- Presión, temperatura y composición del aceite.
- Comportamiento de fase.
- Saturación de los fluidos en el sistema roca-fluido.
- Difusión.
- Dispersión.
- Interdigitación.
- Flujo cruzado.

- Volumen del bache de CO₂.
- Geometría del yacimiento.
- Buzamiento del yacimiento.
- Heterogeneidad tanto en porosidad y permeabilidad.

III.7.1 Presión, Temperatura y Composición del Aceite.

El comportamiento de fase en un desplazamiento miscible con CO₂ es un fenómeno complejo. Existen distintas fases en un instante, dependiendo de la presión, temperatura y composición del sistema.

Holm y Josendal⁸ estudiaron el efecto de la composición del aceite en un desplazamiento miscible con CO₂, obteniendo las siguientes conclusiones:

- En un aceite con alto contenido de componentes intermedios (C₅-C₃₀), la PMM disminuye.
- En aceites con una alta densidad API, la PMM disminuye.
- Con aceites de alto peso molecular, la PMM aumenta.
- A mayor temperatura del yacimiento, la PMM se incrementa.
- A mayor contenido de asfaltenos en el aceite, la PMM se incrementa.
- La presencia de metano, nitrógeno y oxígeno en el CO₂ incrementa la presión requerida para desarrollar la miscibilidad. Por otra parte, la presencia de componentes como; metano, propano y H₂S reducen la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM).

III.7.2 Comportamiento de Fase.

El comportamiento de fase es un desplazamiento miscible con CO₂ es un fenómeno complejo, existen distintas fases (líquido, vapor y sólido) por instantes, la existencia de éstas dependerán de la presión, temperatura y la composición del sistema.

Metcalfe y Yarboroung⁹ demostraron la relación que existe entre el comportamiento de fase y la recuperación del aceite, realizando

⁸ Baljit S. Sehbi, Analysis of Factors Affecting Microscopic Displacement Efficiency in CO₂ Floods, p 2.

⁹ Ídem.

desplazamientos de aceite con CO₂. En núcleos de arenisca (Berea), de 8 pies de longitud y 2 pulgadas de diámetro, eliminaron la fase mojante (agua).

- Para una presión de desplazamiento de 1500 psi, obtuvieron una recuperación del 81%, por medio de un desplazamiento inmisible.
- Para una presión de desplazamiento de 1700 psi, obtuvieron una recuperación del 90%, por medio de un desplazamiento miscible por contactos múltiples.
- Para una presión de desplazamiento de 1900 psi, obtuvieron una recuperación del 99%, por medio de un desplazamiento miscible de primer contacto.

De lo anterior concluyeron que existe una mejor eficiencia microscópica con el grado de miscibilidad entre el CO₂ y el aceite.

III.7.3 Saturaciones de Fluidos en el Sistema Roca-Fluido.

La saturación de aceite inicial (S_{oi}), existente al comienzo del desplazamiento miscible con CO₂, depende de la etapa productiva del yacimiento. Si el CO₂ es implementado después de un desplazamiento con agua, la presencia o saturación adicional de agua, se requieren mayores tiempo de residencia del CO₂ para logra una miscibilidad.

III.7.4 Difusión.

La difusión molecular desempeña un papel importante en la recuperación mejorada de hidrocarburos a nivel de poro. Esta depende de la geometría de poro, heterogeneidades microscópicas y macroscópicas, propiedades de los fluidos y la mojabilidad de la roca.

La difusión molecular es la tendencia de todo fluido a esparcirse uniformemente a través del espacio que se encuentra a su disposición; esta tendencia es el efecto del movimiento errático de sus moléculas.

III.7.5 Dispersión.

La dispersión es causada por un flujo no uniforme o por los gradientes de concentración resultante. Suponiendo un modelo bidimensional, el cual contiene dos cuerpos arenosos, una de las capas es mucho más permeable que el otro, el aceite y el solvente tienen la misma densidad y viscosidad.

En este experimento, el solvente no solo se mezcla con el aceite por la dispersión longitudinal en la dirección del flujo, si no también en dirección transversal al flujo como se muestra en la figura 3.18.

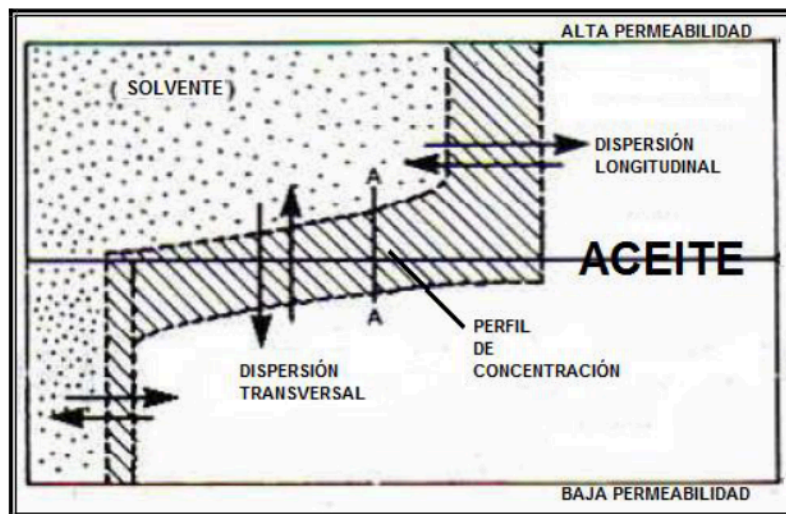


Figura 3.18 Zona de mezclado, distribución longitudinal y transversal.

El perfil de concentración está marcado por la sección A-A, a su vez la zona de mezclado representa el perfil de concentración. La dispersión influye en la eficiencia del desplazamiento miscible, por ejemplo en un desplazamiento miscible tipo bache, éste puede diluirse conforme avanza el desplazamiento.

La dispersión es el resultado de los canales preferentes del flujo causados por las heterogeneidades de la roca tanto a nivel microscópico y macroscópico.

III.7.6 Interdigitación.

También es conocido como digitación viscosa o formación de dedos como se muestra en la figura 3.19.

Este fenómeno se debe a que el frente del desplazamiento no siempre es uniforme, debido a que se emplea un fluido de baja viscosidad para desplazar a otro más viscoso. La longitud de la interdigitación aumenta linealmente con la

distancia media del desplazamiento del frente. Lo que implica una disminución en la eficiencia de barrido del aceite, este fenómeno puede presentarse indistintamente al tipo de litología y propiedades petrofísicas.

El resultado de este fenómeno es una baja recuperación de aceite debido al temprano rompimiento o surgencia del fluido desplazante.

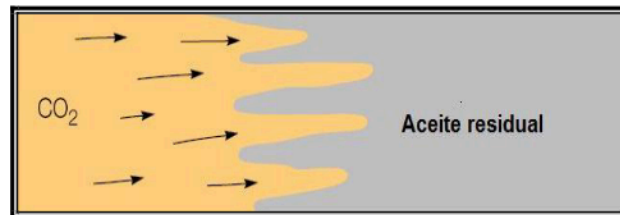


Figura 3.19 Fenómeno de interdigitación viscosa.

III.7.7 Flujo Cruzado.

Este fenómeno se presenta en la etapa de explotación del yacimiento, es el movimiento de los fluidos de los estratos de baja permeabilidad a los de alta permeabilidad, debido a que los estratos de mayor permeabilidad son drenados primero, este flujo es provocado por un gradiente de presión. De acuerdo con resultados experimentales, los efectos de flujo cruzado pueden aumentar la eficiencia vertical de barrido y para razones de movilidad desfavorables, el flujo cruzado produce un desplazamiento mas pobre que el obtenido en estratos homogéneos.

III.7.8 Volumen del Bache de CO₂.

Este se necesita optimizar, el éxito de un desplazamiento miscible con CO₂, depende de la optimización del volumen del bache. Si el volumen del bache es más que el necesario, el costo del CO₂ se incrementará, lo cual no es proporcional a la recuperación adicional de aceite.

Si el volumen del bache es menor, la eficiencia microscópica del desplazamiento decrece, con la pérdida de miscibilidad y por lo tanto en una disminución de la recuperación del aceite.

El volumen del bache de CO₂, depende de la relación pies cúbicos de CO₂ inyectado para producir un barril de aceite recuperado. Se requiere

aproximadamente de 4-10 Miles de pies cúbicos (MCF) de CO₂, por barril producido. El tamaño del bache es aproximadamente del 15-30% del volumen de poros del yacimiento.¹⁰

III.7.9 Geometría del Yacimiento.

La recuperación dependerá de la distribución del fluido desplazante dentro del yacimiento, contactando el mayor número posible de espacios porosos a través del área del yacimiento se obtiene mejores resultados.

Esto es complicado, por el hecho de que el fluido, es inyectado en puntos específicos en el yacimiento. El área de cobertura es controlada por la geometría del yacimiento, además de los patrones de inyección.

Para contrarrestar algunos problemas con la geometría del yacimiento, la eficiencia del fluido desplazante puede ser controlada en algún grado por la localización del arreglo de inyección, el tiempo de inyección del fluido desplazante.

III.7.10 Buzamiento del yacimiento.

En un desplazamiento miscible, el gas es el fluido que proporciona la energía necesaria para desplazar el aceite. En una inclinación abrupta del yacimiento, provocará una segregación gravitacional al frente del fluido desplazante, específicamente donde se lleva a cabo la miscibilidad o también llamada zona de transición entre los fluidos, presentándose una separación de fases entre los fluidos, como consecuencia en una ineficiencia del desplazamiento miscible.

III.7.11 Heterogeneidad tanto en Porosidad y Permeabilidad.

Entre los más importantes factores que controlan el desplazamiento del aceite por la inyección de un fluido miscible son las variaciones de porosidad y permeabilidad presentes en un yacimiento debido a efectos diagenéticos o posteriores.

¹⁰ Baljit S. Sehbi, Analysis of Factors Affecting Microscopic Displacement Efficiency in CO₂ Floods, p 3.

Las estratificaciones o zonificaciones presentes en un yacimiento, son irregularidades presentes en el yacimiento, estas irregularidades determinan la eficiencia del proceso, ya que estas zonificaciones tienden a aislar cuerpos arenosos en los cuales el fluido desplazante no realiza un barrido eficiente.

Dado que el primer elemento esencial de una roca almacenadora es su porosidad, a continuación se presenta una tabla de comparaciones de esta propiedad entre las areniscas y los carbonatos, publicada por Choquette y Pray (1970).

Evaluación	Porosidad, %	Permeabilidad, md
despreciable	0-5	-
pobre	5-10	-
regular	15-20	1-10
buena	20-25	10-100
muy buena	>25	100-1000

Tabla 3.2 Apreciación petrofísica cualitativa, (Levorsen, 1956).

IV. DESPLAZAMIENTO MISCIBLE CON CO₂ EN EL LABORATORIO

La selección e implementación de un método de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH), como un proceso miscible con CO₂ requiere evaluarse en varias etapas, tales como se muestra en la figura 4.1.

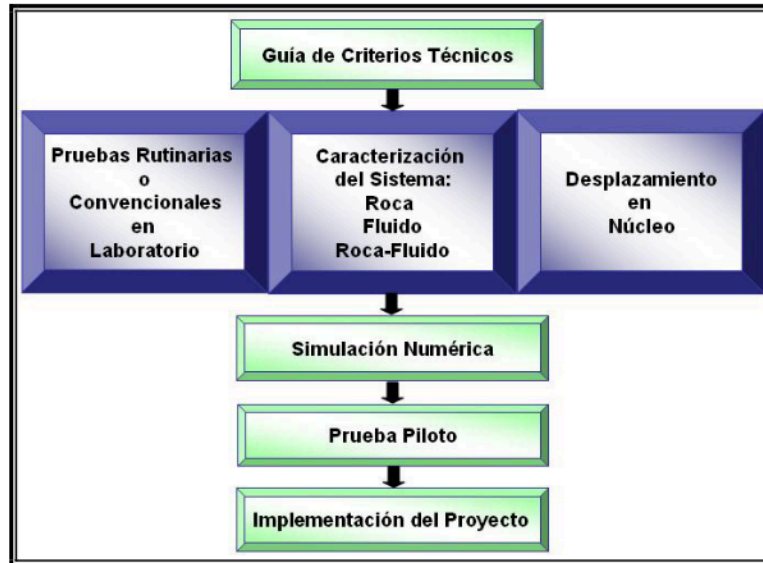


Figura 4.1 Etapas de un proyecto de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos.

En la literatura existen guías de escrutinios para los métodos, en estas sugieren parámetros de aplicación de cada método, a partir de experiencias en el campo, una vez seleccionado algún método de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH) factible para un yacimiento en particular, es necesario el apoyo de estudios de laboratorio.

Las pruebas en el laboratorio son una técnica importante de apoyo en la industria petrolera, para evaluar la factibilidad de los métodos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH).

Los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio realizadas tanto a la roca como a los fluidos, además de su interacción mediante un desplazamiento bajo condiciones de yacimiento, frecuentemente son empleados como variables de entrada en simuladores.

El alcance de este trabajo es la descripción del procedimiento para realizar un desplazamiento miscible con CO₂ en el laboratorio a condiciones de yacimiento, bajo la asesoría de personal del área de Recuperación Mejorada del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP-Sede).

Es necesario una caracterización y preparación de los sistemas: Roca, Fluido y Roca – Fluido. Normalmente la caracterización de la roca y los fluidos se han realizado previamente al llegar a este laboratorio, esta caracterización se obtiene a través de pruebas convencionales y especiales de laboratorio. Esta caracterización previa ayudará en la preparación de los sistemas, por mencionar algunos: elegir un o mezcla de solventes adecuados para la limpieza de los núcleos, preparar de un aceite recombinado.

Sin embargo en ésta sección se mencionan cuales son las pruebas convencionales y especiales, las cuales ayudan a complementar la interpretación de los resultados.

IV.1 Pruebas Convencionales o Rutinarias en el Laboratorio.

Básicamente estas pruebas consisten en determinar:

- La capacidad de almacenamiento de los fluidos dentro de los poros conectados entre sí (porosidad efectiva).
- La facilidad con la que se producirá un fluido saturando completamente al medio poroso (permeabilidad absoluta).
- En un yacimiento siempre hay más de un fluido (aceite, gas o agua) ocupando el espacio poroso, por lo tanto también es necesario determinar la fracción de cada fluido (saturación).
- Una descripción física de la roca (litología).

Las pruebas realizadas a las muestras de roca dependerán de:

- Origen de la muestra (yacimiento o afloramiento).
- Tamaño (tapón o diámetro completo).
- Estado de preservación de la muestra (intemperizada, limpia, fresca o restaurada).
- Naturaleza y cantidad de los datos requeridos.

IV.1.1 Pruebas Especiales en el Laboratorio.

Probablemente las pruebas más sobresalientes de este tipo de análisis son los desplazamientos multifásicos, de los cuales se obtienen propiedades petrofísicas, de las cuales existe una dependencia entre ellas como se muestra en la figura 4.2.

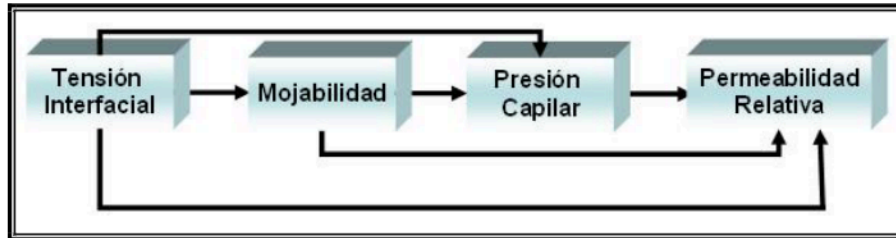


Figura 4.2 Relación entre las propiedades petrofísicas.¹

Tensión interfacial.- Dos fluidos inmiscibles en contacto no se mezclan, ya que son separados por una interfase. Las moléculas no se mezclan por su mayor afinidad con las moléculas de su propia clase, cerca de la superficie las moléculas se atraen con mayor intensidad produciendo una fuerza mecánica en la superficie que se conoce como tensión interfacial. Esta permite que se formen gotas (después de un proceso de recuperación), y evita que los líquidos se emulsionen espontáneamente.

Mojabilidad.- Se define como la preferencia de un sólido a hacer contacto con un líquido, cuando una roca tiene más de un fluido saturando su espacio poroso. En los yacimientos, la mojabilidad es el factor responsable de la distribución de los fluidos, de tal manera que determina en gran medida la saturación de aceite residual y la capacidad de una fase en particular a fluir. Ésta afectará la permeabilidad relativa, debido a que es el factor principal en controlar; localización, flujo y la distribución espacial de los fluidos en un núcleo.

Presión capilar.- Se define en los medios porosos simplemente como la diferencia de presiones que existe entre la interfase que separa a dos fluidos

¹ Abhijit Y. Dandekar, Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties, p 110.

inmiscibles, uno de los cuales moja preferente la superficie de la roca. Estas causan la retención de los fluidos en el medio poroso, influyendo en el movimiento de los fluidos, estas ayudan o se oponen a la recuperación de estos.

Permeabilidad relativa.- Es una medida directa de la capacidad de un sistema poroso para conducir un fluido en la presencia de uno o varios fluidos. Estas propiedades de flujo son el efecto combinado de la geometría de poros, la mojabilidad, la distribución de los fluidos y la historia de saturación.

Tomografía.- La tomografía computarizada (CT), da una visualización detallada de los regimenes de densidad de la roca. Esto permite una inspección del interior de la muestra de roca (núcleo), revelando la distribución de las heterogeneidades en la porosidad. La visualización de una prueba de desplazamiento mediante esta técnica abre nuevas posibilidades para el estudio de la influencia de la heterogeneidad en el medio poroso y permeable, efectos de frontera, efectos de la velocidad del desplazamiento (eficiencia de barrido y saturaciones).

IV.2 Preparación de los Fluidos para las Pruebas Experimentales en el Laboratorio.

Las propiedades de los fluidos juegan un papel importante en los procesos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH), impactando en los volúmenes requeridos de CO₂ a inyectar, factor de recuperación, volumen producido de aceite.

Para realizar una prueba experimental de laboratorio es necesario contar con; (1) Agua de formación, (2) Un aceite bajosaturado, y (3) Un fluido desplazante (CO₂). Las propiedades fisicoquímicas de estos fluidos son conocidas previamente antes de llegar a este laboratorio, mediante esta previa caracterización se pueden preparar o acondicionar los volúmenes requeridos para las pruebas experimentales de laboratorio, propias de un desplazamiento miscible con CO₂ como son:

- Determinación de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM), en un sistema fluido.
- Determinación de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM), en un sistema roca-fluido.
- Prueba de desplazamiento miscible con CO₂ en núcleo, a condiciones de yacimiento.

IV.2.1 Agua de Formación.

El agua invariablemente se encuentra asociada a los yacimientos, esta es comúnmente referida como agua; congénita, intersticial o simplemente como salmuera debido a su alto contenido en sales, principalmente NaCl.

La presencia de ésta, influye en la mojabilidad, a su vez afectan las permeabilidades relativas. Generalmente el agua de formación, tiene una mayor concentración de sólidos respecto al agua de mar. A través de un análisis realizado al agua de formación se obtienen sus propiedades físicas (densidad, viscosidad, turbidez, color y pH), y químicas (sólidos en suspensión, acidez, dureza, alcalinidad y salinidad).

Frecuentemente en el laboratorio no se cuenta con el volumen suficiente de agua de formación, muestreada del pozo requerida para las pruebas experimentales, debido a esto es necesario preparar una salmuera sintética, en base al análisis químico de concentraciones de los iones disueltos (cationes y aniones), por el siguiente procedimiento:

1. Determinar la concentración en gramos/litros de los cationes componentes de la salmuera, para detalles de cálculos ver el anexo A.1.
2. Dependiendo del volumen requerido de salmuera, las sales son agregadas en relación lineal al agua (destilada).
3. Obtener la densidad y pH de la salmuera sintética.

IV.2.2 Aceite.

La caracterización del aceite es mediante un análisis Presión-Volumen-Temperatura (PVT), en el cual se obtiene características fisicoquímicas (ej; Composición de la mezcla, Relación de solubilidad (Rs), Factor de volumen del aceite (Bo), Factor de volumen del gas (Bg), densidad API, entre otras propiedades. Normalmente este análisis es realizado al descubrimiento del yacimiento, con una muestra obtenida en el fondo del pozo.

- A. Idealmente para un desplazamiento en núcleo, se emplearía una muestra de aceite vivo; este aceite es muestreado en el fondo del pozo con técnicas especiales, conservando las características “in situ” del yacimiento, con este tipo de aceite se obtienen resultados más realista del proceso, debido a factores técnicos y económicos no es posible siempre contar con este tipo de muestra en el laboratorio.
- B. Cuando no se cuenta con una muestra de aceite vivo es necesario realizar un aceite recombinado, a partir de muestras de; aceite muerto y gas de separador. Este aceite debe tener características críticas equivalentes o lo más cercanas posibles a las reportadas en el análisis PVT del aceite.

Mediante el siguiente proceso se obtiene un aceite recombinado:

- B.1. Contar con las respectivas muestras de aceite muerto y gas que representen al yacimiento (proporcionadas a este laboratorio).
- B.2. Determinar el volumen de gas requerido para realizar el aceite recombinado. Esto es mediante un análisis volumétrico basado en: Factor de volumen del aceite (Bo), Relación de Solubilidad (Rs), Factor de volumen de gas (Bg). Los parámetros anteriores son obtenidos del análisis PVT realizado al aceite, para detalles de cálculos ver el anexo A.2.
- B.3. El volumen de aceite recombinado, esta sujeto a la capacidad de la celda de mezclado disponible en el laboratorio.
- B.4. Una vez cuantificados los volúmenes de aceite y gas requeridos para el recombinado, primero es traspasado el aceite a la celda de mezclado, la cual se muestra en la figura 4.3, enseguida es traspasado el gas.

- B.5. Una vez realizado lo anterior se incrementa la presión en celda hasta alcanzar la presión de saturación (P_b), con el objetivo de disolver todo el gas en el aceite.



Figura 4.3 Celda de mezclado.

- B.6 Se aumenta la temperatura de la muestra, mediante una cinta de calentamiento, además de poner en marcha un motor que gira lentamente la celda así logrando un equilibrio termodinámico y homogenización de la mezcla.
- B.7 Comprobar la presión de saturación (P_b), mediante una prueba de compresión-expansión. La cual consiste en represionar la muestra por arriba de la presión de saturación, a la entrada de la celda conectar una mirilla de alta presión e inyecta un volumen de aceite, del cual se libera presión hasta la observa la primera burbuja de gas.

Además del procedimiento explicado anteriormente, donde se cuenta con las muestras; de aceite muerto y gas de separador, existe la posibilidad de solamente contar con la muestra de aceite muerto y no con la de gas, por lo tanto es necesario preparar previamente un gas sintético basado en la composición reportada en el análisis PVT (proceso realizado en otro laboratorio del instituto) y seguir el mismo procedimiento anterior para el recombinado del aceite.

IV.2.3 Dióxido de Carbono.

El dióxido de carbono empleado en las pruebas de laboratorio, requeridas para la caracterización de un desplazamiento miscible en el laboratorio, es proporcionado por algún proveedor de gases industriales, el cual tiene una pureza mínima de 99.5% en volumen, envasado en un cilindro de 25 kg, con una presión aproximadamente de 800 psi.

Normalmente las condiciones de presión y temperatura del CO₂ en las pruebas de laboratorio son superiores a las críticas ($P_c = 1070.379$ psi, $T_c = 31$ °C), por lo tanto el dióxido de carbono es manejado en una fase líquida o supercrítica.

Un fluido supercrítico como se muestra en la figura 4.4, se ha comprimido y calentado a condiciones superiores a las críticas de dicha sustancia, por lo tanto no se distinguen el estado líquido del gaseoso, esto debido a que las dos fases desaparecen para formar una sola fase, esto le permite a un fluido supercrítico tener propiedades tanto de líquido como de gas; “capacidad para disolver solutos, miscibilidad con gases permanentes, alta difusividad y baja viscosidad”.



Figura 4.4 Dióxido de carbono supercrítico.

Es necesario acondicionar un volumen de CO₂ equivalente a los volúmenes porosos necesarios a desplazar (considerando el volumen en líneas muertas), a condiciones de yacimiento o mayores. Normalmente en este laboratorio el cambio de las condiciones del CO₂ es realizada en dos etapas:

1. **Eta de compresión:** la cual depende de tres variables (presión a alcanzar, capacidad de los cilindros de transferencia y las bombas disponibles). En la figura 4.5, se muestra un esquema para realizar un

traspaso, con el objetivo de elevar la presión de un volumen específico (V/m) de CO_2 . Se represiona n volúmenes específicos de CO_2 , hasta alcanzar una presión aproximada de 1200 psi, este procedimiento se realiza a temperatura ambiente.

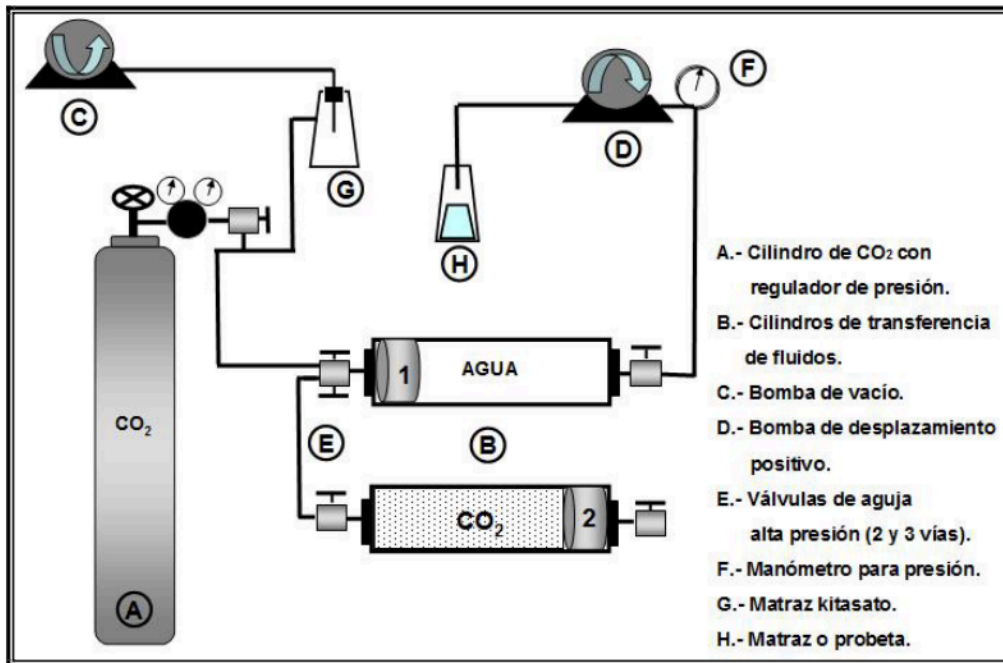


Figura 4.5 Traspaso del CO_2 .

- Etapa de calentamiento:** El cilindro es colocado en una estufa de convección, el aumento de la temperatura dependerá de las condiciones de prueba, normalmente estas condiciones son a temperaturas altas (70-120 °C), por lo tanto existe un impacto en la presión, debido al calentamiento de un volumen específico del dióxido de carbono contenido en el cilindro de transferencia.

Si con el calentamiento no se alcanza la presión establecida de la prueba, se comprime el CO_2 hasta alcanzar la presión, por el contrario si existe un excedente en la presión existen dos posibilidades si la carrera del pistón lo permite se puede expandir el volumen o por el contrario liberar un volumen de CO_2 . Con el objetivo de evitar la pérdida de CO_2 se realizó un cambio en las condiciones de acondicionamiento, para detalles ver anexo A.3.

IV.3 Preparación del Medio Poroso para las Pruebas Experimentales en el Laboratorio.

El análisis de núcleos juega un papel importante en la planeación de los métodos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH), de los cuales se obtienen aspectos petrofísicos a nivel micro y macroscópico de las heterogeneidades presentes en el yacimiento.

La petrofísica de un núcleo puede diferir a la “in situ” en el yacimiento, por las siguientes razones:

- El núcleo puede ser alterado durante su recuperación a superficie.
- En el laboratorio el núcleo no está sujeto a la sobrecarga y esfuerzos laterales que están sujetos en el yacimiento.
- El volumen del núcleo analizado es pequeño en comparación al yacimiento por lo cual podría no ser representativo.

A pesar de estas limitaciones, el análisis de núcleos proporciona el único medio directo para obtener la petrofísica del yacimiento, la cual determina la interacción de la roca y los fluidos durante una prueba experimental de desplazamiento en el laboratorio.

VI.3.1 Elección de la Muestra de Roca.

Para llevar a cabo una prueba experimental en el laboratorio, es indispensable contar con una muestra de roca representativa del yacimiento en aspectos geológicos y petrofísicos. Estas pueden ser muestreadas principalmente en las siguientes fuentes; afloramientos o en la formación productora del yacimiento.

Los siguientes parámetros ayudarán a elegir la muestra de roca idónea para las pruebas de laboratorio:

- El objetivo de la prueba experimental.
- Condiciones y dimensiones del núcleo.

Adicionalmente para los núcleos muestreados en el fondo del pozo;

- Los núcleos existentes y disponibles en la nucleoteca.
- Ser representativa de la formación.
- Pertenecer al intervalo productor.
- Presentar impregnaciones de hidrocarburos.
- El estado de preservación en que se encuentre.

En ocasiones los parámetros anteriores pueden limitar la variedad, y en ocasiones la precisión de la información obtenida.

VI.3.1.1 Núcleos de Afloramiento.

Los núcleos obtenidos de afloramientos ya sea de areniscas o carbonatos son rocas intemperizadas, las cuales conservan ciertas similitudes en sus propiedades petrofísicas con las de un yacimiento petrolero.

Estas rocas también son llamadas materiales de referencia, ya que son rocas propias para trabajo de investigación en laboratorio, de las cuales se considera que poseen cierta homogeneidad en sus propiedades petrofísicas, como se muestra en la tabla 4.1.

Comúnmente los resultados obtenidos en pruebas experimentales de desplazamiento realizadas en este tipo de núcleos, sirven como parámetros de comparación, ya que se consideran procesos controlados.

Muestra	Fuente	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)	Nombre común	Minerales con alto Contenido
Berea-1	Cleveland Quarries Amherst, Ohio	114	19.04	Berea Gris	Cuarzo
Berea-2	"	432	21.3	"	"
Berea-3	"	642	22.84	"	"
Berea-4	"	827	23.24	"	"
Berea-5	"	1168	26.1	"	"
Berea O-1	"	2520	25.05	Berea Naranja	"
Berea O-2	"	1272	26.11	"	"
Baker-1	Ohio Lime Quarry Millersville, Ohio	173	19.11	Dolomita Gruesa	Calcita
Baker-2	"	201	24.74	Dolomía Fina	"
Indiana 1	Bedford Bloomington, Indiana Quarry	4	12.1	Caliza Gris	Dolomita
Indiana 2	"	26	21.1	Caliza	"
Indiana 3	"	57	15.2	Caliza Arrecifal	"

Tabla 4.1 Datos petrofísicos de rocas estándares de referencia en el laboratorio.²

² Churcher, et al. Rock Properties of Berea Sandstone, Baker Dolomite, and Indiana Limestone, SPE 21044-MS, 1991, p 17.

VI.3.1.2 Núcleos de Fondo.

Las muestras de roca son obtenidas por operaciones especiales de perforación, la cual consiste en recuperar una muestra continua de roca del agujero del pozo mediante una barrena especial la cual tiene un agujero en el centro en combinación con un barril muestreador.

Sin duda alguna, los núcleos recuperados directamente de la formación productora del yacimiento, son ideales para las pruebas experimentales de desplazamiento en el laboratorio por la geometría real de poro, así proporcionando un modelo realista de la interacción entre la roca y los fluidos durante una prueba experimental de desplazamiento de un proceso de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH).

Existen principalmente tres diferentes estados de preservación en los cuales podemos encontrar los núcleos:

- A. **Nativo o Fresco;** Este término se emplea para los núcleos que preservan la mojabilidad y las saturaciones de los fluidos, originales dentro del yacimiento. Los mejores resultados para las pruebas experimentales de desplazamientos de flujo multifásico se obtiene en este tipo núcleos. Este tipo de preservación es difícil de obtener, debido a que se requieren procedimientos especiales para su: recuperación, manejo y almacenamiento.

- B. **Limpio;** Se refiere a núcleos en los cuales fueron removidos todos los fluidos y materiales orgánicos contenidos, por algún método de limpieza con solventes los cuales no deben alterar la mojabilidad del núcleo.

- C. **Restaurado;** Se refiere a la restauración de las saturaciones de los fluidos (aceite residual y agua irreductible) de un núcleo limpio. Este estado de preservación esta limitado a yacimientos fuertemente mojados por agua o por aceite (las mojabilidades intermedias son casi imposibles de reproducir). Este es el estado de preservación manejado normalmente en el laboratorio.

VI.3.2. Métodos de Limpieza del Núcleo.

La limpieza de los núcleos en gran parte es un proceso de prueba y error, por lo cual existe una variedad de solventes y mezclas empleadas con este propósito. Un problema con la limpieza de los núcleos es que algunas veces es difícil si no imposible, remover todo el material adsorbido. Si esto ocurre, la mojabilidad del núcleo puede quedar en un estado indefinido, causando variaciones en los análisis.

Hay que tener algunas de las siguientes consideraciones al elegir un solvente:

- La mejor elección del solvente depende del tipo de aceite contenido en el núcleo, además de la mineralogía del núcleo.
- Las mezclas de solvente son mucho más efectivas. Algunas de las siguientes mezclas se han obtenido resultados satisfactorios; cloroformo, benceno, sulfuro de carbono, etanol y tolueno, entre otras.
- El tolueno es uno de los solventes mas efectivos, sin embargo, cuando esta combinado con otros solventes, tales como metanol o etanol, se obtiene mejores resultados. Es efectivo en la remoción de hidrocarburos como los asfáltenos.

Los métodos de limpieza empleados en este laboratorio son; limpieza por inyección forzada de solvente y destilación-extracción de fluidos.

IV.3.2.1 Destilación-Extracción de Fluidos.

Es uno de los métodos más empleados en la limpieza de los núcleos, es lento pero efectivo. Este proceso puede llevar de 2 a 3 semanas como mínimo, en la figura 4.6 se muestra el dispositivo de lavado de núcleos llamado Soxhlet.

El solvente es continuamente destilado, condensado y distribuido en la parte superior del núcleo. El núcleo es remojado con solvente caliente, el cual periódicamente es vaciado por medio de un sifón.

Una desventaja de este método es que el solvente podría no penetrar totalmente en el núcleo, debido a que algunas muestras presentan pequeñas gargantas de poro.

Otra desventaja, ocasionalmente es posible cambiar la mojabilidad de la roca, debido a la evaporación de agua intersticial, permitiendo que el aceite residual

contacte la superficie de la roca y forme depósitos que son imposibles de remover.

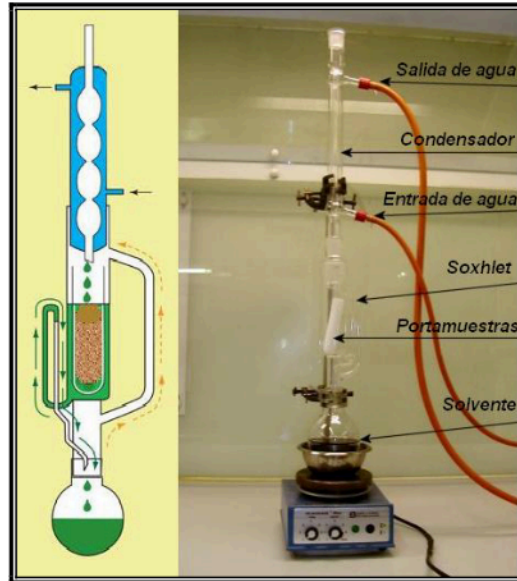


Figura 4.6 Soxhlet.

IV.3.2.2 Limpieza por Inyección Forzada de Solvente.

El núcleo a lavar es colocado dentro de un porta muestras, es saturado y represionado con solvente, por medio de una bomba de desplazamiento positivo. El solvente puede ser continuamente inyectado o puede ser detenido periódicamente permitiendo que el núcleo se remoje con el solvente.

Esta limpieza se realiza a temperatura ambiente. Este método es más efectivo, debido a que el solvente es capaz de contactar mayor superficie del núcleo, al ser inyectado el solvente a presión.

En la figura 4.7 se muestra de forma esquemática algunas mezcla para limpieza de núcleos en condiciones; miscibles o inmiscibles, dependiendo de la afinidad de los solventes.

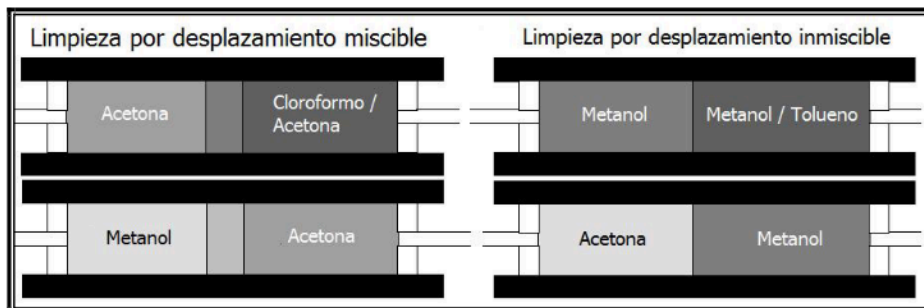


Figura 4.7 Limpieza por inyección forzada de solvente.

IV.4 Determinación de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) en un Sistema Fluido.

La determinación de la PMM en un sistema fluido es a través de un análisis PVT en una mirilla, en la cual se tiene la ventaja de observar la zona de miscibilidad o transición entre el aceite y CO_2 , debido a que estos fluidos nos son miscibles al primer contacto, la miscibilidad entre estos fluidos es dinámicamente por múltiples contactos, esta dependerá básicamente de la composición de los fluidos, presión y temperatura.

En la figura 4.8, se muestra una vista lateral de una celda visual, la cual tiene las siguientes condiciones de operación; $P_{\text{máx.}} = 10,000 \text{ psi}$, $T_{\text{máx.}} = 360 \text{ }^\circ\text{C}$, con un volumen fijo (10cm^3) o ajustable ($0-9 \text{ cm}^3$).

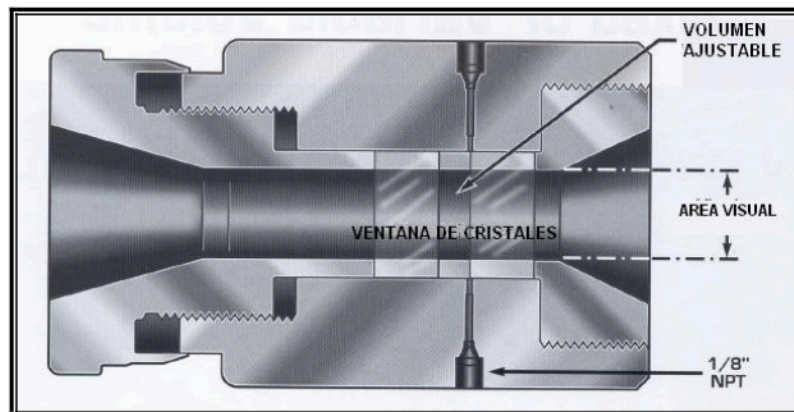


Figura 4.8 Vista lateral de una mirilla para alta presión y temperatura.

Esta prueba consiste en mantener constante el volumen y la temperatura, la única variable es la presión de inyección hasta que alcance su equilibrio termodinámico bajo condiciones miscibles, el procedimiento para realizar la prueba experimental es el siguiente:

1. Conectar el dispositivo como se muestra en la figura 4.9.
2. Precalear la mirilla a la temperatura requerida de la prueba.
3. inyecta el CO_2 a una presión por arriba de la presión de saturación del aceite (P_b).
4. Inyecta aproximadamente la mitad del volumen de la mirilla con aceite recombinado, permitiendo así visualizar la interfase entre los fluidos.

5. Mediante las válvulas se aísla el sistema, además de poder adicionar fluidos si es requerido, para aumentar la presión en el sistema.
6. Permitir una estabilización entre los fluidos, después de un tiempo razonable si no se existe un cambio en la interfase, se incrementa la presión en el sistema.
7. Como apoyo en la prueba, esta es fotografiada y filmada.

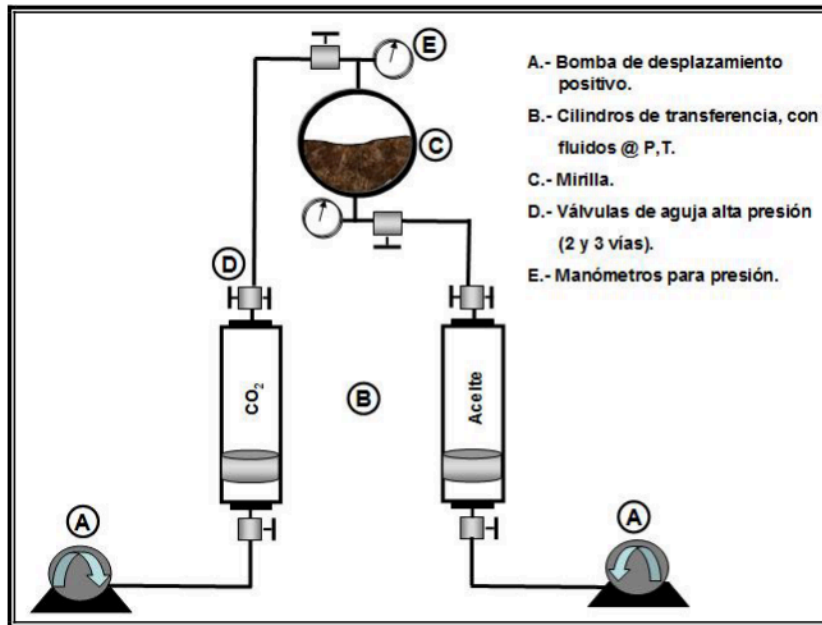


Figura 4.9 Elementos para realizar una prueba experimental en la mirilla.

La figura 4.10, ilustra en forma cualitativa el progreso de una prueba experimental realizada para determinar la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) en un sistema fluido.

Al comienzo de la prueba se puede observar claramente la existencia de una interfase entre el aceite y el CO_2 .

Al transcurso de un tiempo se observa una inestabilidad de la interfase, esta debida a la difusión molecular entre los fluidos.

Después se comienza a notar una zona más clara o zona de transición cercana a la interfase de los fluidos, la cual corresponde a una transferencia de masa del aceite hacia el CO_2 .

Debido a un tiempo considerable de residencia, se observa una zona de transición semejante a un “penacho” en la cual se lleva a cabo la miscibilidad entre ambos fluidos.

Esta presión sirve de parámetro para delimitar el rango de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM), en una prueba experimental en tubo delgado.



Figura 4.10 Determinación de la PMM a través de una mirilla para alta presión.

IV.5 Determinación de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) a través del Tubo Delgado.

Es una prueba estandarizada en la industria petrolera, este desplazamiento no intenta simular el yacimiento, si no determinar la recuperación de aceite mediante un desplazamiento miscible, en función de la presión de inyección, mediante un modelo unidimensional.

No existe una estandarización en la industria para la determinación de: longitud, diámetro, empacamiento, además de su permeabilidad y porosidad. Pero existen más de 30 estudios en la literatura, los cuales muestran el efecto en las variaciones del diseño del dispositivo, impactan directamente en la determinación de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM).³

³ A. M. Elsharkawy, et al., Measuring Minimum Miscibility Pressure: Slim-Tube or Rising Bubble Method, p 2.

Los elementos esenciales con los que cuenta este aparato se muestran esquemáticamente en la figura 4.11. El diseño del tubo es basado en los siguientes criterios:

- La longitud de tubo es aproximadamente entre 5 a 40 mts, para mantener un bache miscible, además de minimizar los efectos de la zona de transición.
- El diámetro interno es entre 3 -16 mm, así eliminando o minimizando efectos asociados al desplazamiento como son; interdigitación de los fluidos (debido al contraste de viscosidades entre los fluidos), efectos gravitaciones y dispersión (debido a las heterogeneidades presentes en el yacimiento).
- El empacamiento normalmente es de arena de cuarzo mallada, así proporcionando un medio poroso homogéneo. Algunos investigadores dicen que el empacamiento no afecta la recuperación de aceite, mientras otros dicen que controlará la dispersión del frente de desplazamiento, sugieren que el diámetro medio de grano empacado debe ser menor a un 1/10 del diámetro interno del tubo.
- La porosidad en el tubo esta en el rango de 30-45%, lo cual no parece ser un factor crítico en el desplazamiento. La permeabilidad influye en la velocidad del desplazamiento.

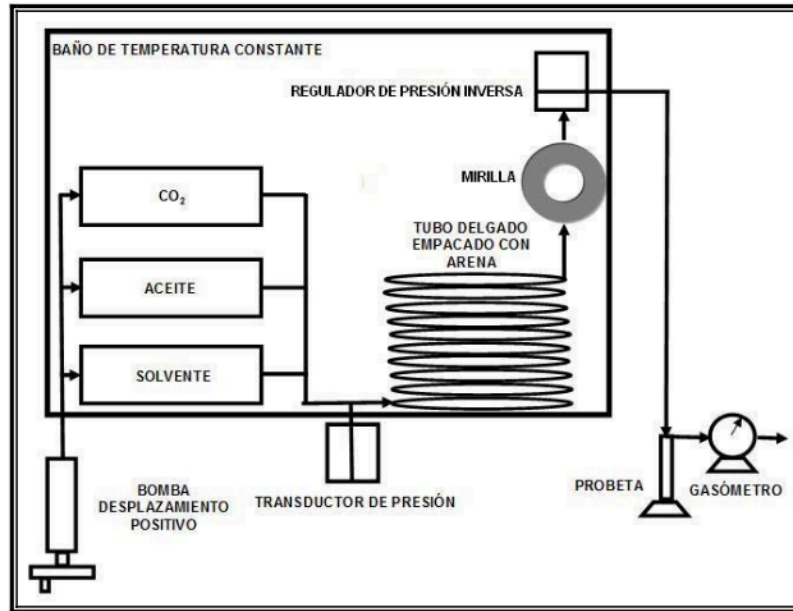


Figura 4.11 Diagrama esquemático de una prueba experimental en tubo delgado.⁴

Procedimiento de la prueba experimental:

1. En cada prueba el tubo es empacado con arena de cuarzo (malla 80-100), además se determina sus parámetros petrofísicos como son; la porosidad (efectiva) y permeabilidad (absoluta).
2. Una vez cuantificado las propiedades petrofísicas del tubo es saturado 100% con aceite recombinado a una presión mayor a la de saturación (P_b), además de la temperatura de la prueba.
3. Se inyecta de 1.0 a 1.2 volúmenes porosos de CO_2 , a un gasto constante ($Q \leq 5 \text{ cm}^3/\text{hr}$) por medio de una bomba (desplazamiento positivo), la presión dentro del tubo es mantenida constante por medio de un regulador de presión inversa.

El surgimiento del CO_2 es detectado por el monitoreo constante de la composición del afluente, a través de un análisis cromatográfico, y/o de la relación de aceite gas producido, para esto existe una mirilla ubicada a la salida del tubo delgado, el cual permite observar el flujo, al lograr la miscibilidad existe un cambio gradual en el color de la corriente del flujo.

La recuperación es graficada contra la presión de operación como se muestra en la figura 4.12, cada punto representa una prueba realizada en el laboratorio.

⁴ Ibidem, p 9.

Si el cambio entre las pendientes (abajo y arriba de la PMM) es brusco se considera la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM).

Si el surgimiento no es brusco, se ha determinado experimentalmente que la PMM es aquella a la cual se logra una recuperación del 90 o 95 %.

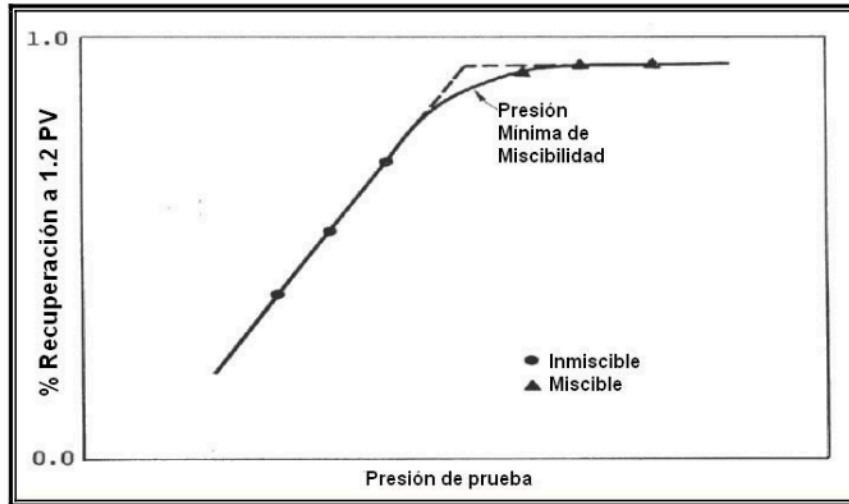


Figura 4.12 Interpretación gráfica de la presión mínima de miscibilidad.

IV.6 Preparación del Sistema Roca-Fluido.

Los volúmenes requeridos de fluidos tanto de; Aceite, Salmuera y CO_2 estarán en función de los volúmenes porosos a desplazar, además de la capacidad de los cilindros de transferencia y celdas disponibles en el laboratorio.

Las saturaciones de los fluidos, son alteradas durante la obtención y transporte de los núcleos, debido a que sufre una despresurización. Las saturaciones residuales medidas en laboratorio son el reflejo de algunas variables. Algunas son controlables y otras son inherentes a la roca y los fluidos. Algunas de las variables son; (1) pérdida del fluido empleado para nuclear, (2) pérdida de fluidos por filtrado, (3) propiedades de los fluidos, (4) permeabilidades relativas, (5) empacamiento y preservación de núcleos.

Después de una previa limpieza y recharacterización petrofísica del núcleo, se trata de restaurar las saturaciones iniciales de fluidos dentro del núcleo por el siguiente procedimiento:

1. Una vez limpio el núcleo es desecadas en un horno que opera con vacío de 20 pulgadas de mercurio a 100°C por varios días, con el propósito de evaporar completamente los solventes residuales. El calentamiento también es usado como un método de la estabilización de las arcillas, al oxidar cualquier material orgánico.
2. Montar el núcleo en un portamuestra adecuado, éste subprocedimiento dependerá si el desplazamiento miscible será evaluado en matriz o matriz-fractura.
3. Saturar el núcleo 100% con salmuera, esto puede ser al comienzo puede ser con un gasto alto, éste dependerá de las bombas disponibles.
4. Desplazar de aceite vivo, con la finalidad de obtener una saturación de agua irreductible (S_{wi}), además de una saturación de aceite inicial (S_{oi}), como se muestra en la figura 4.13.
5. Finalmente el núcleo es añejado a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, aproximadamente por 100 horas para lograr un equilibrio de absorción.

Existen dos posibilidades para realizar el desplazamiento miscible en el medio poroso:

1. A partir de una saturación de aceite inicial (S_{oi}) y saturación de agua irreductible (S_{wi}).
2. Simular una recuperación primaria y secundaria, para obtener saturación de agua irreductible (S_{wi}) y saturación de aceite residual (S_{or}), lo cual se realiza a través de un ajuste histórico de presión del núcleo para detalles ver el anexo A.4.

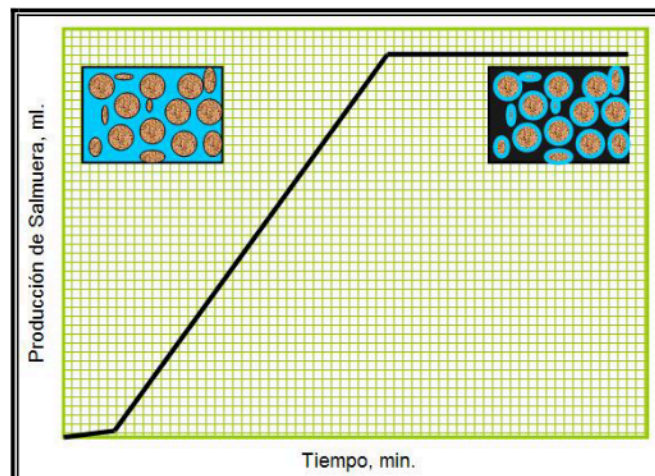


Figura 4.13 Saturación de fluidos dentro de un núcleo restaurado.

IV.7 Sistema de Desplazamiento Experimental en el Laboratorio.

Es un conjunto de equipos acoplados para desarrollar pruebas experimentales de desplazamiento en núcleos a condiciones de yacimiento (imágenes en el anexo A.5). Este esta conformado por cuatro subsistemas; entrada, celda experimental, salida y adquisición de datos.

A) ENTRADA:

- **Sistema de flujo:** Esta conformado por conjunto de líneas y válvulas (mecánicas o electromecánicas), las cuales permiten direccionar el flujo de los fluidos, estas están diseñadas para soportar las condiciones de operación de una prueba experimental de desplazamiento (presión, temperatura, corrosión y reacciones químicas).
- **Bomba de inyección:** Es un equipo conformado por una serie de pistones automatizados los cuales permiten desplazar los fluidos en forma continua a diferentes gastos de inyección.
- **Cilindros de transferencia:** Estos son cilindros de acero inoxidable los cuales permiten; aislar, almacenar, desplazar y transportar los fluidos a desplazar en las pruebas experimentales. Un émbolo permite el desplazamiento hidráulico de los fluidos a inyectar, así protegiendo el sistema de bombas de fluidos corrosivos.
- **Transductores de presión:** Dispositivo diseñado para detectar variaciones de voltaje y traducirlo a medidas físicas de presión.
- **Diferencial de presión:** es un dispositivo el cual permite medir la caída de presión dentro de la celda experimental.

B) CELDA EXPERIMENTAL:

- **Celda experimental:** Existe una diversidad de celdas experimentales, la elección dependerá del objetivo de la prueba experimental. Para un desplazamiento en núcleo se emplea una celda tipo Hassler, la cual permite la inyección forzada de los fluidos a través del núcleo.

Esta celda esta conformada por:

Una manga flexible de vitón o neopreno la cual permite sujetar el núcleo, un cilindro de acero inoxidable para resistir las condiciones de la prueba

experimental, difusores para distribuir el flujo a través de la cara del núcleo, espaciadores y tapas.

Existe un espacio anular entre el diámetro externo de la manga y el diámetro interno de la pared del cilindro. Este espacio permitirá inyectar un fluido hidráulico (agua) para ejercer una presión de confinamiento equivalente a la presión de formación.

B) SALIDA:

- **Sistema de flujo:** Esta conformado por conjunto de líneas y válvulas (mecánicas o electromecánicas), las cuales permiten direccionar el flujo de los fluidos, estas están diseñadas para soportar las condiciones de operación de una prueba experimental de desplazamiento (presión, temperatura, corrosión y reacciones químicas).
- **Transductores de presión:** Dispositivo diseñado para detectar variaciones de voltaje y traducirlo a medidas físicas de presión.
- **Regulador de presión inversa (RPI):** Dispositivo utilizado para mantener la celda experimental a una presión establecida en la prueba experimental. Cuenta con un domo de gas el cual controla la salida de los fluidos por efecto de la presión.
- **Efluente:** Son los fluidos producidos por un proceso de desplazamiento.
- **Separador de fluidos:** Es un dispositivo para separar fluidos por segregación gravitacional a condiciones atmosféricas o de yacimiento.
- **Gasómetro:** Este dispositivo sirve para medir el volumen de gas producido.
- **Recolector automático de líquidos:** Es un dispositivo electromecánico el cual permite muestrear los líquidos producidos durante un lapso de tiempo.
- **Bomba de vacío:** Este bombas son empleadas para realizar vacío a todo el sistema de líneas, así evitando la formación de burbujas de aire.

C) SISTEMA DE CONTROL DE TEMPERATURA:

- **Estufa de convección:** Esta incrementa la temperatura del sistema, mediante la circulación de aire caliente.

- **Termocoples:** Dispositivo diseñado para detectar variaciones de voltaje y traducirlo a medidas físicas de temperatura.

D) SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS:

- Sistema que permite controlar los dispositivos y equipos del sistema de desplazamiento a través de un software instalado en una PC. Este software permite registrar y almacenar en tiempo real datos como son; presiones, temperaturas, volúmenes desplazados, etc. Este software es llamado LabView, programado por el personal del laboratorio.

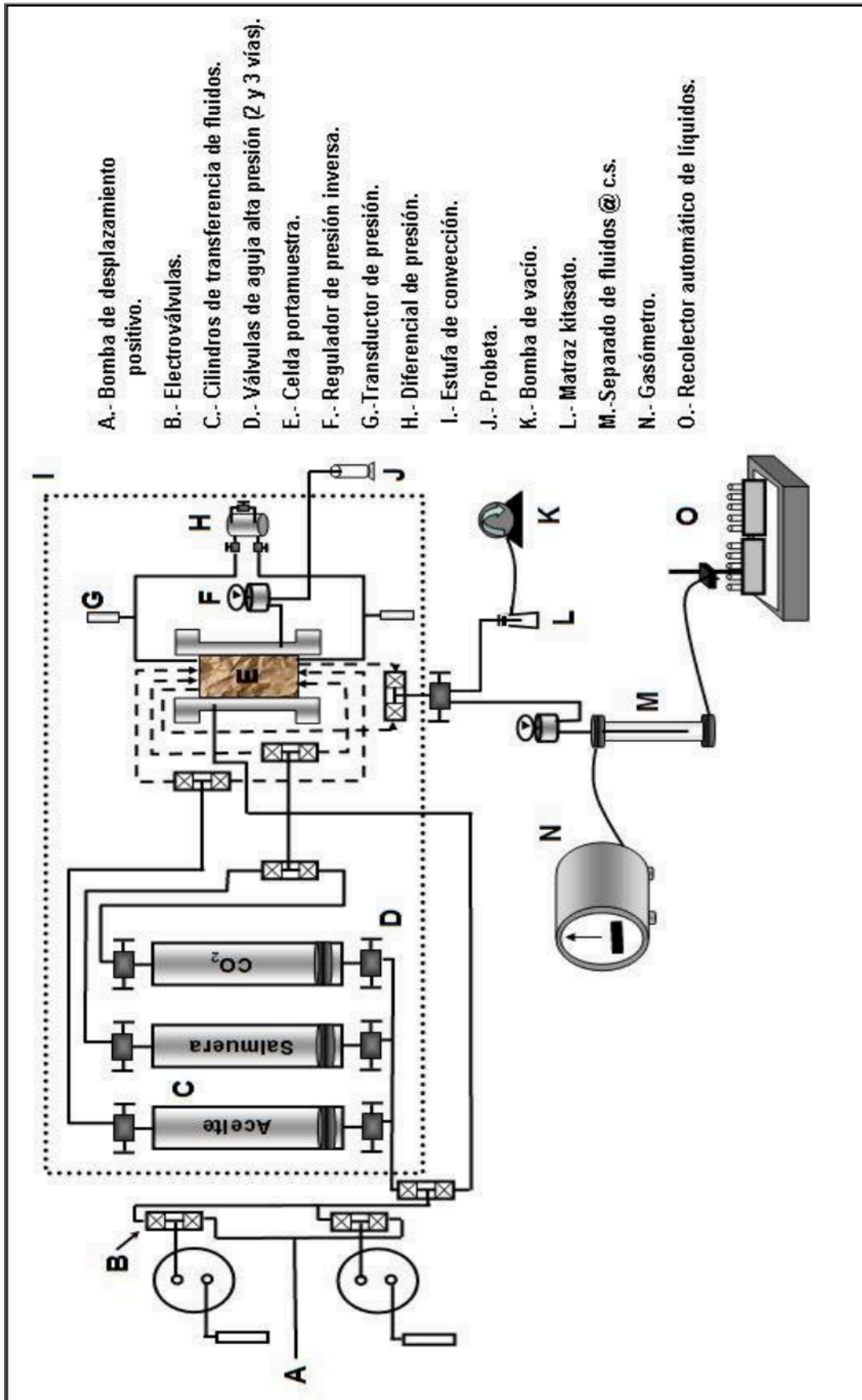


Figura 4.14 Sistema de desplazamiento experimental en el laboratorio.

IV.8 Diagrama de Flujo de un Desplazamiento Miscible con CO₂.

Este diagrama es generado con el objetivo de resumir de forma rápida los subprocesos que implican un desplazamiento miscible con CO₂ en un medio poroso y permeable a condiciones de yacimiento en el laboratorio.

El diagrama de flujo consta de tres partes:

- Procedimiento de la preparación del núcleo (figura 4.15).
- Procedimiento de la preparación de los fluidos (figura 4.16).
- Procedimiento de la prueba de desplazamiento en el núcleo (figura 4.17).

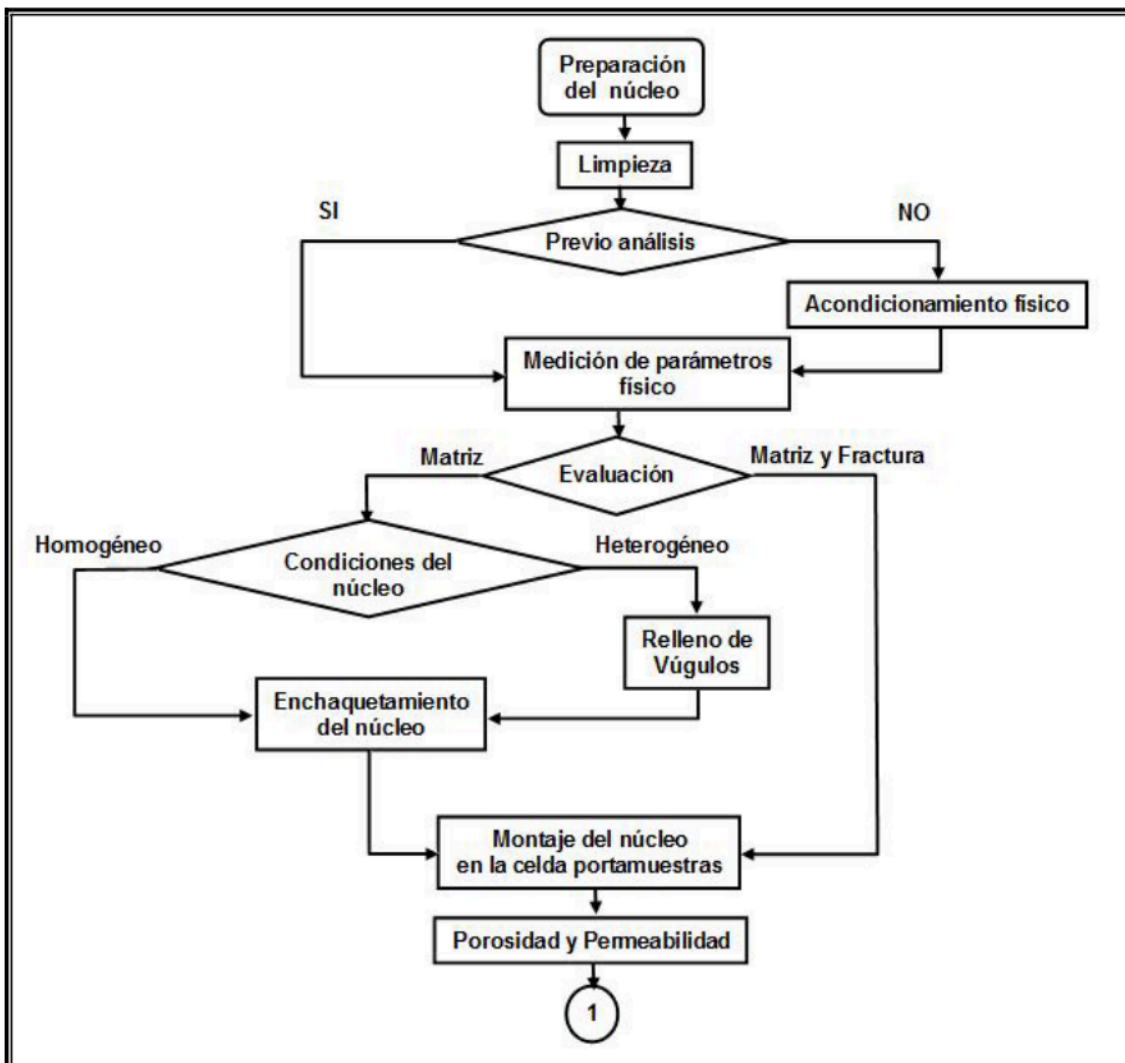


Figura 4.15 Diagrama de flujo primera parte.

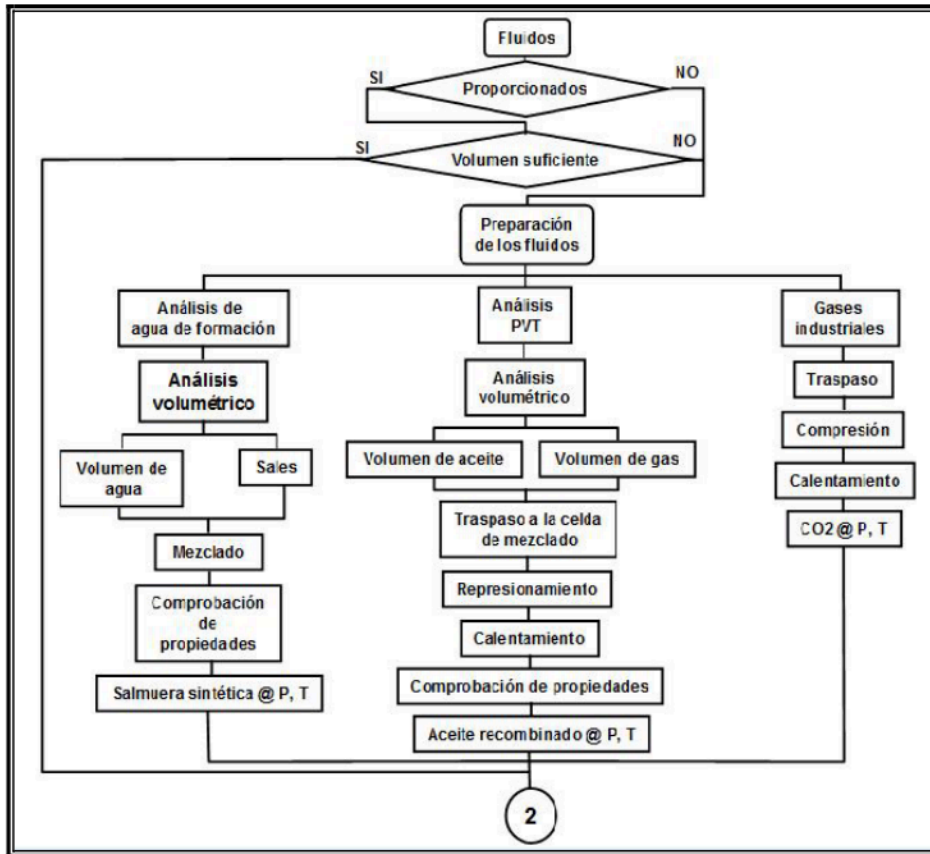


Figura 4.16 Diagrama de flujo segunda parte.

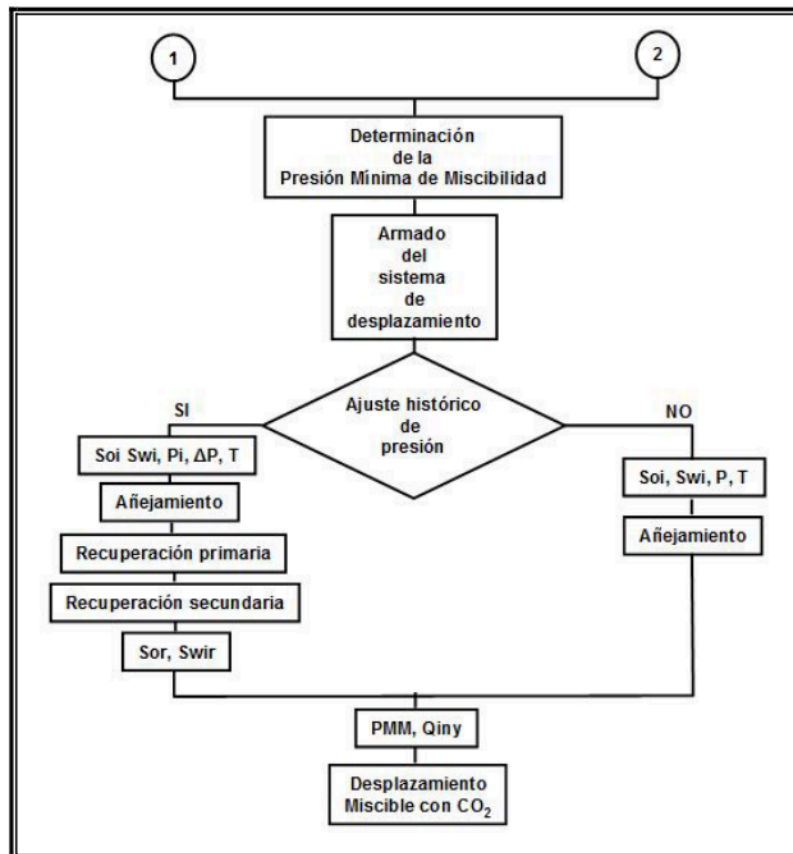


Figura 4.17 Diagrama de flujo tercera parte.

CONCLUSIONES

Para diseñar un proyecto de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH), como es un proceso miscible por inyección de CO₂ en un yacimiento en particular, es indispensable el apoyo del laboratorio.

Un desplazamiento miscible con CO₂ en laboratorio, implica una previa caracterización de los sistemas; fluido, roca y roca-fluido, lo cual permite conocer cualitativamente y cuantitativamente la eficiencia microscópica del proceso.

El CO₂ bajo condiciones apropiadas de presión, temperatura, y en presencia de un aceite de favorable composición, puede ser un proceso miscible, así movilizándolo el aceite remanente existente dentro del núcleo. Estudios de laboratorio demuestran que un desplazamiento miscible con CO₂ es efectivo para aceites ligeros y medios (22-39 °API).

Los resultados petrofísicos obtenidos en las pruebas de laboratorio, son empleados como variables de entrada en algunos simuladores comerciales. La validación de estos datos, concierne a la heterogeneidad de la muestra, dimensiones, efectos de frontera, procedimiento de análisis y condiciones de la prueba.

Desde el punto de vista para mantener la mojabilidad las mejores pruebas de laboratorio serán las que se realicen en núcleos nativos o restaurados a condiciones de yacimiento con aceite vivo y salmuera debido a que esta es la mejor simulación de las condiciones del yacimiento.

Los desplazamientos mas representativos que se han obtenido en el laboratorio de Recuperación Mejorada del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP-Sede) han sido a un gasto de inyección de 5 ml/hr en núcleos de 4 pulgadas.

En laboratorio es factible simular la historia de presión del núcleo respecto a su posición donde fue extraído del yacimiento, gracias a esta técnica es posible obtener las recuperaciones después de un producción primaria, secundaria y terciaria.

Básicamente los procedimientos y técnicas para la caracterización de los fluidos y roca es la misma independientemente del proceso de recuperación que se realice en un núcleo a condiciones de yacimiento en el laboratorio.

Se recomienda realizar estudios de desplazamiento a todos los campos en los cuales se tenga el interés de aplicar un desplazamiento miscible, en apilamientos de núcleos de diámetro completo, así también realizar los desplazamientos en el sentido de la permeabilidad horizontal (K_h).

El apoyo de la tomografía es una técnica que abre nuevas posibilidades para el estudio de la influencia de la heterogeneidad de la muestra, efectos de frontera, efectos de la velocidad del desplazamiento, además de otras técnicas en el laboratorio.

ANEXOS

A.1 Cálculos para la Preparación de una Salmuera Sintética.

De un análisis realizado a un agua de formación se obtienen las siguientes concentraciones de los iones disueltos, además de obtener una salinidad de 11500 ppm:

CATIONES	(ppm) mg/L	meq/L	ANIONES	(ppm) mg/L	meq/L
Sodio	3243	141	Cloruros	7200	202
Calcio	464	23	Bicarbonatos	97.6	16
Magnesio	195.3	160	Sulfatos	5800	120.8
Fierro	0.08	0.004	Carbonatos	0	0

A partir de los compuestos disponibles (sales) en el laboratorio, se determina la cantidad en gramos/litro requeridos para la elaboración de la salmuera sintética, considerando que existe una disociación del compuesto se realiza el siguiente cálculo para los cationes:

1. – A partir del Cloruro de Sodio:

$$3243 \frac{\text{mgr}}{\text{lt}} \left(\frac{1\text{gr}}{1000\text{mgr}} \right) \left(\frac{1 \text{ mol de Na}^+}{22.990 \text{ gr de Na}^+} \right) \left(\frac{1 \text{ mol de NaCl}}{1 \text{ mol de Na}^+} \right) \left(\frac{58.4428 \text{ grs de NaCl}}{1 \text{ mol de NaCl}} \right) = 8.24\text{grs de NaCl/lt}$$

2.-A partir del Cloruro de Calcio hidratado:

$$464 \frac{\text{mgr}}{\text{lt}} \left(\frac{1\text{gr}}{1000\text{mgr}} \right) \left(\frac{1 \text{ mol de Ca}^{2+}}{40.078 \text{ gr}} \right) \left(\frac{1 \text{ mol de CaCl}_2 \cdot 2(\text{H}_2\text{O})}{1 \text{ mol de Ca}^{2+}} \right) \left(\frac{147.02 \text{ grs de CaCl}_2 \cdot 2(\text{H}_2\text{O})}{1 \text{ mol de CaCl}_2 \cdot 2(\text{H}_2\text{O})} \right) = 1.702 \text{ grs de CaCl}_2 \cdot 2(\text{H}_2\text{O}) / \text{lt}$$

3. – A partir del Cloruro de Magnesio hidratado:

$$195.3 \frac{\text{mgr}}{\text{lt}} \left(\frac{1\text{gr}}{1000\text{mgr}} \right) \left(\frac{1 \text{ mol de Mg}^{2+}}{24.3050 \text{ gr}} \right) \left(\frac{1 \text{ mol de MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}}{1 \text{ mol de Mg}^{2+}} \right) \left(\frac{203.30 \text{ grs de MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}}{1 \text{ mol de MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}} \right) = 1.633 \text{ gr de MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O} / \text{lt}$$

$$\text{Salinidad} = \frac{8.24\text{gr} + 1.702\text{gr} + 1.633\text{gr}}{\text{litro}} = 11.575 \text{ gr / litro}$$

A.2 Cálculos para Preparación de un Aceite Recombinado.

El análisis volumétrico es basado en las siguientes ecuaciones:

$$\text{Factor de volumen del aceite, } B_o = \frac{V_o + V_{gd} @c.y. \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{V_o @c.s. \left[\frac{m^3}{m^3} \right]} \quad (A.1)$$

$$\text{Relación de solubilidad, } R_s = \frac{V_{gd_{P,T}} @c.s. \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{V_o @c.s. \left[\frac{m^3}{m^3} \right]} \quad (A.2)$$

$$\text{Factor de volumen del gas, } B_g = \frac{V_g @c.y.}{V_g @c.s.} = \frac{P_{cs} T_y Z_y \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{P_y T_{cs} z_{cs} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]} \quad (A.3)$$

$$\text{Ley de Boyle, } P_1 V_1 = P_2 V_2 \xrightarrow{T_{cte.}} V_2 = \frac{P_1 V_1}{P_2} \quad (A.4)$$

El procedimiento para determinar los volúmenes de aceite y gas necesarios para el recombinedo es explicado mediante un ejemplo:

Se requiere preparar 5 litros de un aceite recombinedo a partir de muestras proporcionadas tanto de aceite muerto y gas de separador. Del análisis PVT se obtiene las condiciones críticas del aceite las cuales son:

$$P_b = 2620 \text{ psi, } T = 220^\circ\text{F} = 104.4^\circ\text{C}$$

$$B_o = 1.6 \frac{\text{bbl} @c.y.}{\text{bbl} @c.s.} = 1.6 \frac{m^3}{m^3}$$

$$R_s = 854 \frac{\text{ft}^3 @c.s.}{\text{bbl} @c.s.} = 152.092 \frac{m^3 g}{m^3 o} \longrightarrow P = 14.65 \text{ psi, } T = 60^\circ\text{F} = 15.5^\circ\text{C}$$

1.- De la ecuación A.1, obtenemos el volumen requerido de aceite @ c.s.

$$V_o @c.s. = \frac{0.005 m^3 @c.y.}{1.6} = 0.003125 m^3 = 3.125 \text{ lts de aceite.}$$

2.- De la ecuación A.2, obtenemos el volumen de gas disuelto en el aceite a una presión de 2620 psi y una temperatura de 220°F, medido a condiciones de superficie.

152.092 $m^3 g$ disueltos por cada $m^3 o @c.s.$, mediante una relación lineal obtenemos el volumen de gas requerido.

0.475 m^3 de gas disueltos en 0.003125 m^3 de aceite.

3.- Debido a que las muestras de gas (del separador) proporcionadas al laboratorio se encuentran a presiones menores 1000 psi, por lo tanto se considera un comportamiento como gas ideal. Tomando en cuenta la consideración anterior podemos conocer el volumen de gas a otras condiciones aplicando la ecuación A.4.

$$V_2 = \frac{P_1 V_1}{P_2} = \frac{(14.65 \text{ psi})(0.475 \text{ m}^3 \text{ g})}{(800 \text{ psi})} = 0.0087 \text{ m}^3 \text{ g} = 8.7 \text{ lts de gas @ 800 psi, } 60^\circ \text{ F}$$

4.- Si la presión de la muestra gas es mayor a 1000 psi se empleara la ecuación A.3.

A.3 Cálculo del volumen requerido de CO₂

Con este fin se realizo un programa de cómputo para calcular de volumen requerido de CO₂ del tanque, basado en la ecuación A.3. Esta expresión relaciona el volumen de un gas que ocupa a condiciones de yacimiento medido en la superficie. Involucra los factores de compresibilidad (z) a las respectivas condiciones de presión y temperatura, los cuales son obtenidos a través de una ecuación de estado (Soave Redlich Kwong).

Para una prueba de desplazamiento en el laboratorio, se requiere un volumen poroso de 150 ml de CO₂ @ 120°C y 3600psi, el volumen fue calculado mediante el programa de computo. El la figura A.1 se muestra el ambiente grafico del programa en el cual muestra los resultados obtenidos.

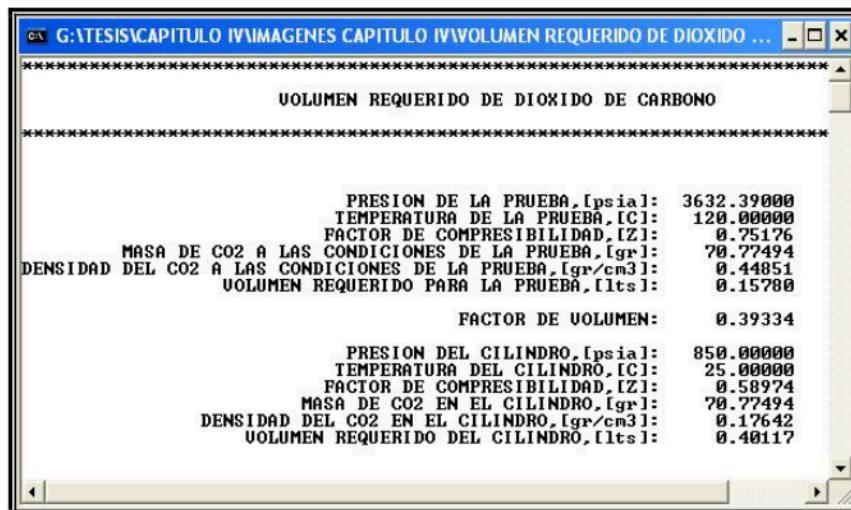


Figura A.1 Ambiente gráfico del programa de cómputo.

En un cilindro de transferencia se inyectó 425 mililitros de CO₂, con la presión del cilindro (919.8 psi) a 25°C, este fue colocado en una estufa de convección a 120°C.

A las 5 horas alcanzo una presión máxima de 1613.9 psi, como se muestra en la figura A.2, en la cual se observa una estabilización de la presión respecto a la temperatura aproximadamente a la 4.5 horas de calentamiento, la estabilización de la presión respecto a la temperatura se mantuvo durante 16 horas, con lo cual se garantizo que no existieron fugas en el sistema.

En la figura A.3 el comportamiento de la presión al comprimir cierto volumen específico de CO₂. En la figura A.4, se muestra el comportamiento completo de dióxido de carbono.

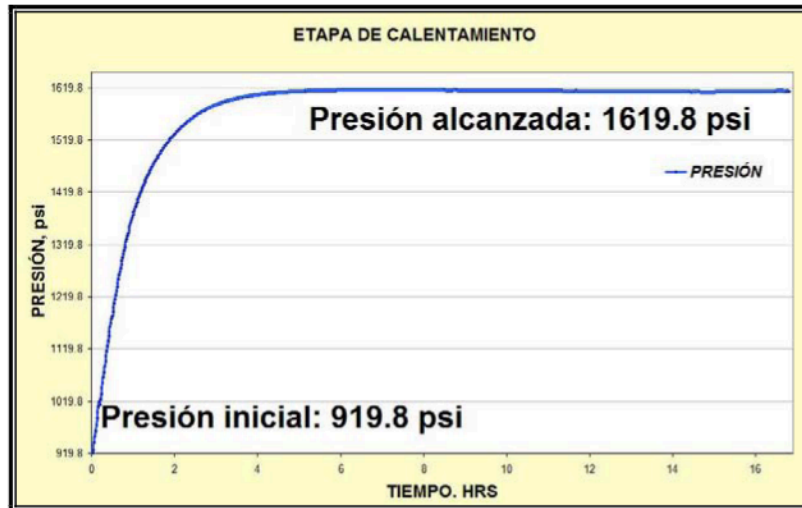


Figura A.2 Etapa de calentamiento del CO₂.

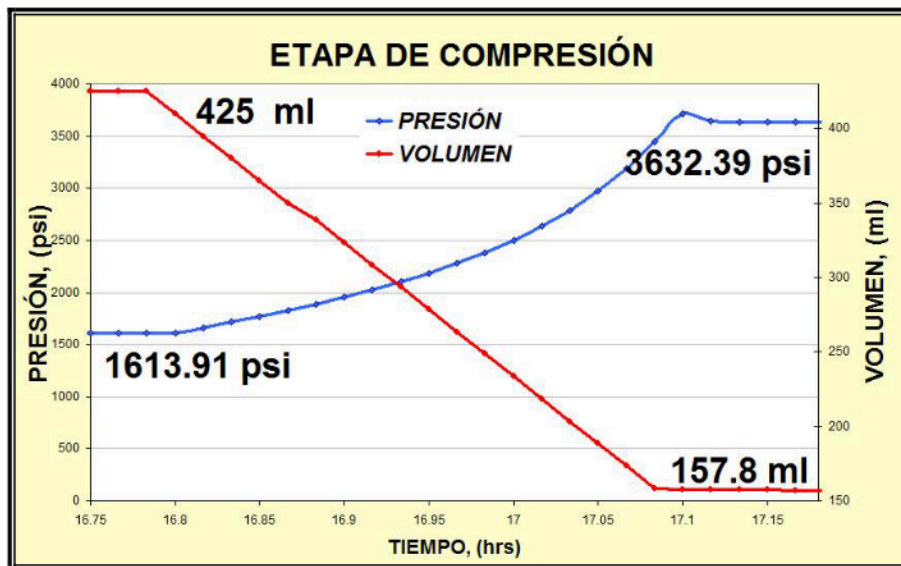


Figura A.3 Etapa de compresión del CO₂.

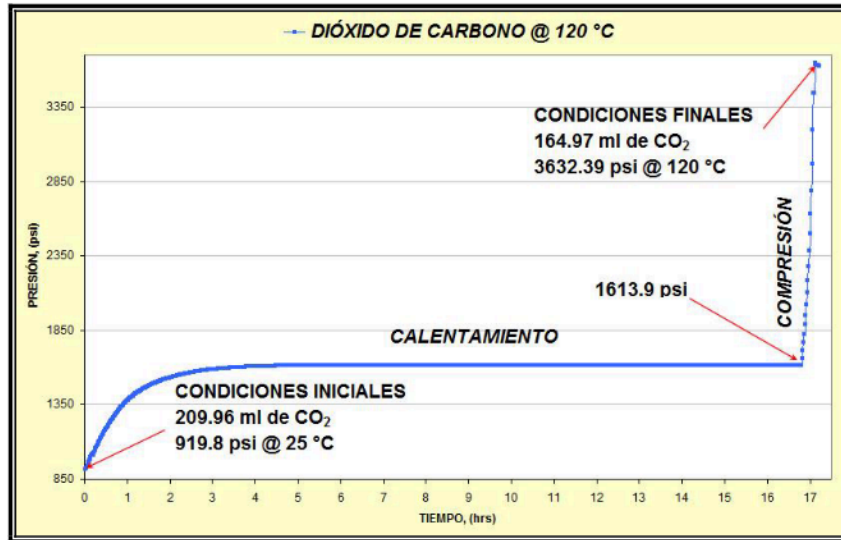


Figura A.4 Acondicionamiento CO₂.

A.4 Determinación del Ajuste Histórico Experimental de Presión del Núcleo.

En el laboratorio es posible reproducir la historia de presión que sufriría el núcleo, respecto a la profundidad donde fue recuperado. Con el fin de llevar a cabo los desplazamiento experimentales en núcleo a condiciones de yacimiento, el personal del Laboratorio de Recuperación de Hidrocarburos del IMP-Sede, realizo un modelo estático, para simular la historia de presión basado en:

- Historia de presión del yacimiento en su nivel de referencia.
- Historia de las velocidades de avance del contacto gas-aceite.
- Análisis PVT del pozo.

Para este cálculo se toma en cuenta la presión en el plano de referencia (información proporcionada por el activo), y la presión hidrostática debido a la columna de aceite y del gas si es el caso, lo cual dependerá de la posición del núcleo, además de las velocidades de avance del contacto gas-aceite (información proporcionada por el activo).

A partir del análisis PVT reportado, se obtiene las densidades del aceite y gas en función de la presión. La densidad del aceite por debajo de la presión de saturación (P_b), se obtiene directamente de la tabla de vaporización diferencial, mientras que la densidad del aceite a composición constante se obtiene de la

tabla; relación presión-volumen. Ambos datos experimentales se ajustan a tendencias lineales.

Por otro lado, la densidad del gas se obtiene a partir de la ecuación de estado para un gas real, en donde el; factor de compresibilidad, peso molecular, se obtienen del análisis PVT en función de la presión.

La presión en un punto Z_{nuc} del yacimiento, por arriba del nivel de referencia Z_{ref} es calculada mediante la diferencia del peso de la columna del fluido entre dichos niveles, es decir:

$$P(Z_{nuc}) = P(Z_{ref}) - \int_{Z_{ref}}^{Z_{nuc}} \rho g(P, Z_{cga}) dz \quad (A.5)$$

$P(Z_{nuc})$ = Presión del núcleo respecto a su posición.

$P(Z_{ref})$ = Presión respecto al plano de referencia.

ρ = Densidad de los fluidos (gas, aceite).

g = Fuerza de gravedad.

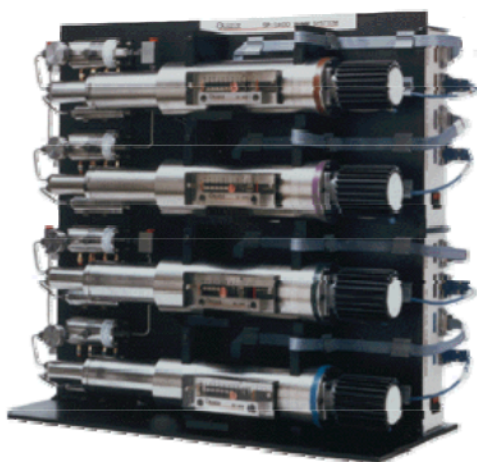
P = Presión.

Z = Profundidad del contacto gas-aceite.

En donde la densidad es función tanto de la presión como de la posición del contacto gas-aceite, ya que por encima del contacto de tiene una fase gaseosa y por debajo líquida. Para resolver esta ecuación no lineal es a través de diferencias finitas, además de las densidades de los fluidos en función de la presión.

Una vez que se obtiene la historia de presión correspondiente a la profundidad del núcleo, a través de una bomba de inyección adicional al sistema de desplazamiento, se controla el cierre y apertura del regulador de presión inversa (rpi), esta bomba adicional es ajustada mediante un programa de declinación de presión basado en los tiempos y las pendientes de la curva de historia de presión seleccionada. Es conveniente aclarar que la duración de esta etapa de depresionamiento, no corresponde a ningún tipo de escalamiento en tiempo, sino que únicamente se ajusta el tiempo necesario para observar en el laboratorio los mecanismos de desplazamiento.

A5 Equipos Acoplados para Desarrollar Pruebas Experimentales en el Laboratorio.



Bomba de inyección alta presión tipo Quizix



Horno al vacío



Bomba de inyección tipo ISCO



Bomba de vacío



Monitoreo y adquisición de datos



Estufa de convección



Controlador de temperatura



Cinta de calentamiento



Transductor de presión diferencial



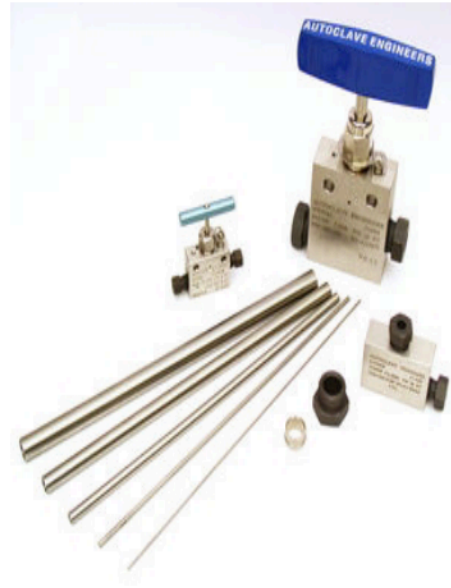
Transductor de presión absoluta



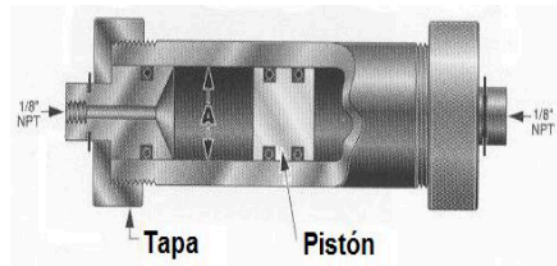
Regulador de presión inversa (rpi)



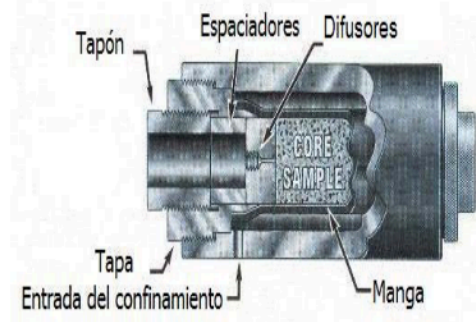
Recolector automático de líquidos



Línea de acero inoxidable y válvulas de aguja para alta presión



Cilindros de transferencia de fluidos



Celda portamuestras

BIBLIOGRAFÍA

1. LORETO Mendoza Eduardo, "*Apuntes de Recuperación Secundaria*", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1976.
 2. ESCOBAR Macualo Freddy Humberto, "*Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*", Colombia, Universidad Surcolombiana, 2004.
 3. GARAICOCHA P. Francisco, "*Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos*", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1984.
 4. CRAIG Forrest F; "*Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua*", New York: Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982.
 5. SMITH Charles Robert, "*Mechanics of Secondary Oil Recovery*", New Cork: Reinhold, 1966.
 6. CARCOANA Aurel, "*Applied Enhanced Oil Recovery*", Englewood cliffs, New Jersey: Prentice Hall, 1992.
 7. DONALSON C. E; CHILINGARIAN V. G; "*Enhanced Oil Recovery II*", Developments in Petroleum Science, 17b, Amsterdam: Elsevier, 1985.
 8. SATTER Abdus, "*Integrated Petroleum Reservoir Management: a team approach*", Tulsa, Oklahoma: Pennwell Books, 1994.
 9. CRUZ Hernández Juana, "*Criterios de Selección para Métodos de Recuperación Secundaria y Mejorada*", Grupo de Recuperación Secundaria y Mejorada IMP, 2006.
 10. GARCÍA Gómez Francisco Javier, "*Fundamentos para la Selección y Aplicación de los Procesos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos en México*", PEMEX Exploración y Producción.
 11. MARTÍNEZ Luis Agustín, "*Los Procesos Miscibles en la Recuperación de Hidrocarburos*", Tesis para obtener el título de Ing. Petrolero, F. I., UNAM México, D.F., Abril 2001.
 12. JUÁREZ Gil Víctor Rafael, "*Explotación de yacimientos de CO₂*", Tesis para obtener el título de Ing. Petrolero, F. I; UNAM México, D.F., 2006.
 13. LOZANO Segura José Antonio, "*Estudio de factibilidad del uso del CO₂ en el área tres hermanos*", Tesis para obtener el Título de Ing. Petrolero, F. I; UNAM México, D. F; 2001.
 14. DANDEKAR Abhijit Y; "*Petroleum reservoir rock and fluid properties*", Boca Raton, Florida: CRC/Taylor & Francis, 2006.
 15. EKWERE J. Peters, "*Petrophysics*", *Departament of Petroleum & Geosystems Engineering*, The University of Texas Austin USA 78712.
 16. MONICARD Robert P; "*Properties of reservoir rocks: Core analysis*", Houston, Texas: Gulf, 1980.
 17. STALKUP Jr. Fred I; "*Miscible Displacement*", New York: Henry I. Doherty Memorial Fund of AIME, 1984.
 18. GERENCIA de Explotación de Yacimientos – STECT-PEMEX, "*Informe Anual 2007 Recuperación Secundaria y Mejorada en México*".
 19. RATHMELL J. J; Stalkup Jr. Fred I; "*A Laboratory Investigation of Miscible Displacement by Carbon Dioxide*", 3483-MS, 1971.
 20. J. Heaviside, H. J. Salt, "*A Systematic Approach: The Key to Successful Core Analysis*", 18385-MS, 1988.
 21. WATKINS Robert W; "*A Technique for the Laboratory Measurement of Carbon Dioxide Unit Displacement Efficiency in Reservoir Rock*", 7474-MS, 1978.
 22. J. Bon, et al; "*An Investigation of Minimum Miscibility Pressure for CO₂ - Rich Injection Gases with Pentanes-Plus Fraction*", 97536-MS, 2005.
 23. BALJIT S. Sehbi, et al; "*Analysis of Factors Affecting Microscopic Displacement Efficiency in CO₂ Floods*", 70022-MS, 2001.
 24. MARTIN David F; Taber J. J; "*Carbon Dioxide Flooding*", 23564-PA, 1992.
 25. MUGAN Necmettin, "*Carbon Dioxide Flooding-Fundamentals*", Calgary, Alberta, The Journal of Canadian Petroleum Technology, January-March 1981.
-
-

-
-
26. STALKUP F. I; "**Carbon Dioxide Miscible Flooding: Past, Present, And Outlook for the Future**", 7042-PA, 1978.
 27. GANT Preston L; Anderson, William G; "**Core Cleaning for Restoration of Native Wettability**", 14875-PA, 1988.
 28. SEBASTIAN H. M; et al; "**Correlation of Minimum Miscibility Pressure for Impure CO₂ Streams**", 12648-PA, 1985.
 29. YELLIG W. F; Metcalfe, R. S; "**Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressures (includes associated paper 8876)**", 7477-PA, 1980.
 30. P. Y. Zhang, et al; "**Effect of CO₂ Impurities on Gas-Injection EOR Processes**", 89477-MS, 2004.
 31. HOLM L. W; et al; "**Effect of Oil Composition on Miscible-Type Displacement by Carbon Dioxide**", 8814-PA, 1982.
 32. R. S WU, J.P. Batycky, "**Evaluation of Miscibility from Slim Tube Tests**", Calgary, Alberta, The Journal of Canadian Petroleum Technology, November-December 1990.
 33. HOLM Wally L; "**Evolution of the Carbon Dioxide Flooding Processes**", 17134-PA, 1987.
 34. HOLM L. W; O'Brien L. J; "**Factors To Consider When Designing a CO₂ Flood**", 14105-MS, 1986.
 35. GLASS, O; "**Generalized Minimum Miscibility Pressure Correlation (includes associated papers 15845 and 16287)**", 12893-PA, 1985.
 36. YUAN, H; et al; "**Improved MMP Correlations for CO₂ Floods Using Analytical Gasflooding Theory**", 89359-MS, 2004.
 37. YUAN, H; et al; "**Improved MMP Correlations for CO₂ Floods Using Analytical Gasflooding Theory**", 89359-PA, 2005.
 38. HAO Yongmao, et al; "**Laboratory Investigation of CO₂ Flooding**", 88883-MS, 2004.
 39. ELSHARKAWY, A. M; et al; "**Measuring Minimum Miscibility Pressure: Slim-Tube or Rising-Bubble Method?**", 24114-MS, 1992.
 40. STERN, D; "**Mechanisms of Miscible Oil Recovery: Effects of Pore-Level Fluid Distribution**", 22652-MS, 1991.
 41. HOLM L. W; Josendal, V. A; "**Mechanisms of Oil Displacement by Carbon Dioxide**", 4736-PA, 1974.
 42. HOLM L. W; "**Miscibility and Miscible Displacement**", 15794-PA, 1986.
 43. NORMAN J. Clark, et al; "**Miscible Drive - Its Theory and Application**", 1036-G, 1958.
 44. A. L. Benham, et al; "**Miscible Fluid Displacement - Prediction of Miscibility**", 1960.
 45. J Roger Hite, Paul L. Bondor, "**Planning EOR Projects**", 92006-MS, 2004.
 46. CUIEC, L. E; "**Restoration of the Natural State of Core Samples**", 5634-MS, 1975.
 47. CHURCHER, P. L; "**Rock Properties of Berea Sandstone, Baker Dolomite, and Indiana Limestone**", 21044-MS, 1991.
 48. BURNETT David B; Dann Michael W; "**Screening Test for Enhanced Oil Recovery Projects**", 9710-MS, 1981.
 49. STINSON D. L; "**Secondary Recovery of Natural Gas**", 1240-MS, 1965.
 50. HOLM L. W; "**Status of CO₂ and Hydrocarbon Miscible Oil Recovery Methods**", 5560-PA, 1976.
 51. STALKUP Jr; Fred I; "**Status of Miscible Displacement**", 9992-PA, 1983.
 52. TABER J. J; "**Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil**", 12069-MS, 1983.
 53. B. Habermann, "**The Efficiency of Miscible Displacement as a Function of Mobility Ratio**", 1540-G, 1960.
 54. GOODLETT G. O; et al; "**The Role of Screening and Laboratory Flow Studies in EOR Process Evaluation**", 15172-MS, 1986.
 55. HOVE A. O; et al; "**Visualization of Laboratory Corefloods With the Aid of Computerized Tomography of X-Rays**", 13654-PA, 1987.
 56. ANDERSON William G; "**Wettability Literature Survey- Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability**", 13932-PA, 1986.
 57. <http://www.lenntech.com/espanol/di%F3xido%20de%20carbono.htm>.
 58. http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/ors92/0192/p55_61.pdf.
 59. <http://www.temco.com/>.
 60. <http://www.chem.leeds.ac.uk/People/CMR/criticalpics.html>.
 61. <http://www.icmab.es/flucomp/fluidoscomprimidos/introduccion.html>.
 62. <http://www.coretest.com/~coretest/products/>.
-
-

LISTA DE TABLAS

No.	TABLA	Pág.
1.1	Criterios de selección para un desplazamiento por inyección de vapor.	18
1.2	Criterios de selección para un desplazamiento por inyección de aire (combustión "in-situ").	20
1.3	Criterios de selección para un desplazamiento por inyección de polímeros.	22
1.4	Criterios de selección para un desplazamiento por inyección de alcalinos.	23
1.5	Criterios de selección para un desplazamiento por inyección de polímeros – miscelares.	25
1.6	Criterios de selección para un desplazamiento miscible.	26
1.7	Criterios de selección para un desplazamiento por inyección de CO ₂ .	27
1.8	Criterios de selección para un desplazamiento por inyección de nitrógeno y gas combustible.	27
1.9	Criterios de selección para un desplazamiento por inyección de microbios.	28
2.1	Propiedades del CO ₂ .	29
2.2	Campos con alto contenido en CO ₂ .	32
3.1	Estimación de la presión mínima de miscibilidad, (NPC).	53
3.2	Apreciación petrofísica cualitativa.	65
4.1	Datos petrofísicos de rocas estándares de referencia en el laboratorio.	76

ECUACIONES

No.	ECUACIÓN	Pág.
A.1	Factor del volumen del aceite.	97
A.2	Relación de solubilidad.	97
A.3	Factor de volumen del gas.	97
A.4	Ley de Boyle.	97
A.5	Presión del núcleo respecto a su posición de extracción dentro del yacimiento.	101
