



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**VAPEX inyección de solventes y
potencial aplicación en yacimientos
de México.**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A N

Flores Barroso Aarón Armando

Marín Rangel César Emmanuel

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Manuel Serrano Saldaña



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

DEDICATORIAS

Flores Barroso Aarón Armando:

A mis padres y hermanos.

Marín Rangel César Emmanuel:

Para aquellos que me conocen desde mi inicio, mi más profunda admiración y respeto, para los que conozco desde su inicio mi gratitud.

AGRADECIMIENTOS

A nuestro director de tesis, el ingeniero Manuel Serrano Saldaña y a los sinodales Ing. Israel Castro Herrera, Dra. Ana Paulina Gómora Figueroa, Dr. Simón López Ramírez, Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera e Ing. José Agustín Velasco Esquivel por su tiempo y dedicación en este trabajo.

Flores Barroso Aarón Armando:

A toda mi familia por el apoyo brindado y por cada momento que compartimos que me ha hecho ser quien soy.

A mis amigos y cada una de las personas que se han cruzado en mi camino, de quienes he aprendido y que forman parte esencial en mi vida.

Marín Rangel César Emmanuel:

A mi familia y amigos que me formaron como persona.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería, mi alma máter, por mi formación como ingeniero socialmente responsable y como ciudadano.

“Para dar cima a la más grande obra, un solo ingenio basta a mil manos”.

Johann Wolfgang Von Goethe.

CONTENIDO

ÍNDICE DE TABLAS	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	VII
NOMENCLATURA Y SIMBOLOGÍA	XI
Abstract	1
Resumen	1
INTRODUCCIÓN	2
CAPÍTULO I. RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS	4
1.1 Aceite pesado	4
1.1.1 Clasificación del aceite por sus propiedades químicas	5
1.2 Asfaltenos	6
1.2.1 Precipitación de asfaltenos	6
1.3 Clasificación de recuperación de hidrocarburos	8
1.3.1 Recuperación primaria	9
1.3.1.1 Mecanismos de producción primaria	9
1.3.1.1.1 Expansión de la roca y de los fluidos	9
1.3.1.1.2 Empuje por gas en solución	10
1.3.1.1.3 Empuje por capa de gas	10
1.3.1.1.4 Segregación gravitacional	11
1.3.1.1.5 Empuje hidráulico	11
1.3.1.1.6 Empuje combinado	13
1.3.2 Recuperación Secundaria	14
1.3.2.1 Inyección periférica o externa	14
1.3.2.2 Inyección dispersa o en arreglos	14
1.3.3 Recuperación Mejorada (EOR)	15
1.3.3.1 Métodos térmicos	16
1.3.3.1.1 Inyección de agua caliente	17
1.3.3.1.2 Inyección continua de vapor	17
1.3.3.1.3 Inyección alternada de vapor	18
1.3.3.1.4 Combustión in-situ	18
1.3.3.1.5 Inyección de gas	19
1.3.3.2 Métodos químicos	19
1.3.3.3 Microorganismos	20
CAPÍTULO II. ANTECEDENTES DEL MÉTODO VAPEX	21
2.1 Historia	21
2.2 Drene por gravedad asistido con vapor (SAGD)	22
2.2.1 Funcionamiento	22
2.2.1.1 Etapa inicial	23
2.2.1.2 Etapa de crecimiento	23
2.2.2 Características del proceso	24
2.2.3 Diseño de pozos	24
2.2.4 Ventajas del SAGD	25
2.2.5 Desventajas y limitaciones	26
2.2.6 Variaciones de SAGD	27

2.2.6.1 SAGD Pozo sencillo (SW-SAGD)	27
2.2.6.2 SAGD Drene múltiple	28
2.2.6.3 Drene gravitacional mejorado asistido por vapor (ESAGD, Enhanced Steam Assisted Gravity Drainage).....	29
2.2.6.4 ES – SAGD (Expantion Solvent – SAGD).....	30
2.2.6.5 Vapor alternado con solvente (SAS, Steam Alternating Solvent)	31
CAPÍTULO III. DESARROLLO DEL MÉTODO VAPEX	32
3.1 Yacimientos en los cuales se puede aplicar el método VAPEX.....	33
3.1.1 Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF)	34
3.1.2 Yacimientos con acuíferos.....	34
3.1.3 Yacimientos con capas de gas	34
3.2 Miscibilidad en procesos con solventes.....	34
3.3 Presión mínima de miscibilidad.....	35
3.4 Transferencia de masa	36
3.5 Miscibilidad por contacto múltiple en el método VAPEX	36
3.5.1 Vaporización.....	37
3.5.2 Condensación.....	38
3.6 Drene gravitacional.....	39
3.7 Cámara de solvente.....	39
3.8 Solvente	41
3.8.1 Definición de solvente	41
3.8.2 Disolución y difusión, fenómenos implícitos en la inyección de solventes	41
3.8.3 Inyección de solvente y agua caliente.....	42
3.8.4 Solventes hidrocarburos.....	45
3.8.5 Características y requerimientos del solvente.....	46
3.8.5.1 Selección del solvente.....	46
3.8.5.2 Grado de recuperación	47
3.8.5.3 Viscosidad.....	47
3.8.5.4 Densidad	49
3.8.6 Efecto de la temperatura en el método VAPEX	49
3.8.6.1 Experimento.....	50
3.8.6.2 Modelo físico	50
3.8.6.3 Resultados experimentales.....	51
3.8.6.4 Drene Gravitacional Vertical (Free-fall-gravity Drainage)	53
3.8.6.5 VAPEX a temperaturas altas y bajas presiones de inyección.....	55
3.8.6.6 VAPEX a temperaturas altas y altas presiones de inyección.....	56
3.8.6.7 Consumo de solvente	57
3.8.7 Recuperación de solvente	58
3.9 Arreglo de pozos.....	59
3.9.1 Pozos horizontales	59
3.9.2 Arreglo 1: Un pozo inyector horizontal con un pozo productor horizontal.....	60
3.9.3 Arreglo 2: Un solo pozo horizontal (SW-VAPEX, Single Well VAPEX).....	61
3.9.4 Arreglo 3: Dos pozos inyectores horizontales para un pozo horizontal productor	62
3.9.5 Arreglo 4: Un pozo inyector vertical y dos pozos productores horizontales.....	63

FACULTAD DE INGENIERÍA

VAPEX inyección de solventes y potencial aplicación en yacimientos de México

3.10 Ventajas y desventajas del método VAPEX.....	64
3.10.1 Ventajas	64
3.10.2 Desventajas	65
CAPÍTULO IV. CASOS DE CAMPO	66
4.1 Caso 1.- Faja del Orinoco	66
4.1.1 Propiedades generales del campo	67
4.1.2 Screening	68
4.1.3 Análisis composicional	70
4.1.4 Mezcla.....	71
4.1.5 Simulación	72
4.1.6 Resultados	73
4.1.7 Conclusión del caso de campo Faja del Orinoco	78
4.2 Posibles aplicaciones del método VAPEX en México.	79
4.2.1 Caso 2.- Samaria Neógeno.....	79
4.2.2 Caso 3.- Campo Pánuco.....	81
CONCLUSIONES GENERALES	83
REFERENCIAS	85
APÉNDICE A: CONCEPTOS FUNDAMENTALES	90
I.1 Fuerzas y propiedades que intervienen en el flujo de los fluidos.....	90
I.1.1 Gradiente de presión.....	90
I.1.2 Densidad relativa del aceite, γ_o	90
I.1.3 Porosidad	91
I.1.4 Permeabilidad	92
I.1.5 Viscosidad	93
I.1.6 Fuerzas capilares y presión capilar.....	95
I.1.7 Mojabilidad.....	98
I.1.8 Tensión interfacial	99
I.1.9 Disolución.....	100
APÉNDICE B: ASPECTOS DEL COMPORTAMIENTO DE FASES	101
II.1 Diagramas ternarios	101
APÉNDICE C: ASPECTOS DE DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO	103
III.1 Desplazamiento.....	103
III.1.1 Desplazamiento miscible	103
III.1.2 Desplazamiento inmisible	104
III.2 Movilidad.....	105
III.2.1 Relación de movilidades	105

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO I

Tabla 1.1 Clasificación del aceite. (Modificada de IMP, 2014)

Tabla 1.2 Características de los mecanismos de producción primaria (según Satter y Thakur). (Modificada de Paris de Ferrer, 2001)

CAPÍTULO III

Tabla 3.1 Condiciones de operación de los experimentos VAPEX. (Modificada de Haghghat, Maini, 2013)

Tabla 3.2 Propiedades del modelo físico (Modificada de Haghghat, Maini, 2013)

Tabla 3.3 Comparación de la producción total de aceite a 20% de recuperación en los experimentos VAPEX. (Modificada de Haghghat, Maini, 2013)

Tabla 3.4 Comparación del consumo de solvente y factor de recuperación. (Modificada de Haghghat, Maini, 2013)

CAPÍTULO IV

Tabla 4.1 Características de la formación.⁹

Tabla 4.2 Información del yacimiento. (Modificada de Silva, 2011)

Tabla 4.3 Propiedades petrofísicas. (Modificada de Silva, 2011)

Tabla 4.4 Análisis composicional. (Modificada de Silva, 2011)

Tabla 4.5 Propiedades petrofísicas Samaria Neógeno. (Arteaga, 2013)

Tabla 4.6 Propiedades del fluido Samaria Neógeno. (Arteaga, 2013)

Tabla 4.7 Propiedades petrofísicas Pánuco (Modificada de PEMEX, 2012)

Tabla 4.8 Propiedades de los fluidos Pánuco (Modificada de PEMEX, 2012)

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

Figura 1.1: Modelo de una molécula de asfaltenos. (B. Moreira, González, F. Lucas, 1998)

Figura 1.2: (a) Asfaltenos en estado coloidal, rodeados por resinas y formando micelas. (b) Al inyectar un solvente (representado por el color gris), las resinas abandonan a los asfaltenos. (c) Formación de cúmulos. (d) Precipitación de asfaltenos. (Delgado, 2006)

Figura 1.3: Clasificación de recuperación de hidrocarburos. (según Satter y Thakur) (Modificada de Paris de Ferrer, 2001)

Figura 1.4: Empuje por gas en solución (según Willhite). (Paris de Ferrer, 2001)

Figura 1.5: Empuje por capa de gas (según Willhite). (Paris de Ferrer, 2001)

Figura 1.6: Yacimiento con empuje hidráulico (según Willhite). (Paris de Ferrer, 2001)

Figura 1.7: Recuperación de aceite por los diferentes mecanismos de producción primaria (según Satter y Thakur). (Paris de Ferrer, 2001)

Figura 1.8: Tipos de Recuperación Mejorada. (Modificada de Paris de Ferrer, 2001)

CAPÍTULO II

Figura 2.1: Cámara de vapor SAGD. (Rodríguez, Orjuela, 2004)

Figure 2.2: Diseño del pozo. (Modificación de Rodríguez, Orjuela, 2004)

Figure 2.3: Control de arena. (Rodríguez, Orjuela, 2004)

Figure 2.4: SAGD Pozo sencillo (SW-SAGD). (Rodríguez, Orjuela, 2004)

Figure 2.5: SAGD Drene múltiple. (Rodríguez, Orjuela, 2004)

Figure 2.6: Drene gravitacional mejorado asistido por vapor (ESAGD). (Rodríguez, Orjuela, 2004)

Figura 2.7: Cámara de vapor ES – SAGD (Hosein, Bertrand, Dawe, 2011)

CAPÍTULO III

Figura 3.1: Desarrollo de arenas bituminosas utilizando el método SAGD (Modificada de JAPEX).

Figura 3.2: Tipos de miscibilidad. (Modificada de Lake, 1989)

Figura 3.3: Proceso de vaporización. (Modificada de Lake, 1989)

Figura 3.4: Proceso de condensación. (Modificada de Lake, 1989)

Figura 3.5: Cámara de solvente. (Peacock, 2010)

Figura 3.6: Interacción del solvente dentro de la cámara. (Mokrys, Butler, 1990)

Figura 3.7: Desplazamiento de aceite de la matriz por solvente de baja densidad.

Figura 3.8: Reducción de la viscosidad por aumento en la temperatura. (Marin, 2015)

Figura 3.9: Reducción de la viscosidad mediante el uso de solventes. (Marin, 2015)

Figura 3.10: Interacción solvente-bitumen.

Figura 3.11: Viscosidad / Temperatura / Disolución para comportamiento de fases del sistema propano/aceite a condiciones de equilibrio (cuando el aceite ha absorbido tanto solvente como el límite de disolución lo permita). (Haghighat, Maini, 2013)

Figura 3.12: Comparación del gasto por drene gravitacional vertical a diferentes temperaturas. (Haghighat, Maini, 2013)

Figura 3.13: Rápido crecimiento horizontal en el límite superior de la cámara de solvente.

Figura 3.14: Comparación del gasto de aceite producido por drene gravitacional con y sin disolución del solvente. (Haghighat, Maini, 2013)

Figura 3.15: Comparación de las curvas del factor de recuperación a misma presión de inyección y diferente temperatura. (Haghighat, Maini, 2013)

Figura 3.16: Comparación del gasto de aceite producido a $T = 50^{\circ}\text{C}$, con altas y bajas presiones de inyección de propano. (Haghighat, Maini, 2013)

Figura 3.17: Arreglo de pozos 1; Un pozo inyector horizontal con un pozo productor horizontal (ConocoPhillips And Canada's Oil Sands, 2010).

Figura 3.18: Arreglo 2: Un solo pozo horizontal. (Marin, 2015)

Figura 3.19: Arreglo de pozos 3; Dos pozos horizontales inyectores con un pozo productor (Marin, 2006)

Figura 3.20: Arreglo de pozos 4; Un pozo inyector vertical y dos pozos productores horizontales. (Marin, 2015)

CAPÍTULO IV

Figura 4.1: Screening para Macolla N_o :X (Modificada de Silva, 2011)

Figura 4.2: Composición original de morichal Inferior. (Modificada de Silva, 2011)

Figura 4.3: Inyección de la sección horizontal. (Modificada de Silva, 2011)

Figura 4.4: Producción acumulada de pseudocomponentes pesados. (Modificada de Silva, 2011)

Figura 4.5: Moles del componente nC_4 . (Modificada de Silva, 2011)

Figura 4.6: Masa acumulada de gas inyectado (C_1). (Modificada de Silva, 2011)

Figura 4.7: Masa acumulada de aceite por componente. (Modificada de Silva, 2011)

Figura 4.8: Masa acumulada de aceite producido por componente de inyección. (Modificada de Silva, 2011)

Figura 4.9: Gasto de producción de aceite. (Modificada de Silva, 2011)

Figura 4.10: Samaria Neógeno. (Arteaga, Aguilar, Altamirano, 2013)

Figura 4.11: Ébano-Pánuco-Cacalilao. (PEMEX, 2012)

APÉNDICE A

Figura A.1: Permeabilidad del medio poroso.

Figura A.2: Viscosidad del aceite como una función de la presión del yacimiento a temperatura constante. (Modificada de McCain, 1990)

Figura A.3: Fenómeno de capilaridad (Banguera, 2010)

Figura A.4: Medida de la mojabilidad de acuerdo al ángulo formado escala de laboratorio. (Modificada de Nieto, 1980)

Figura A.5: Presión capilar. (Salager, 2005)

Figura A.6: Curva típica de presión capilar (según Craig). (Paris de Ferrer, 2001)

Figura A.7: Fuerzas intermoleculares que provocan la tensión interfacial. (McCain, 1990)

APÉNDICE B

Figura B.1: Diagrama ternario (Modificada de Lake, 1989)

Figura B.2: Curva binodal en un diagrama ternario (Modificada de Lake, 1989)

APÉNDICE C

Figura C.1: Tipo de desplazamiento de dos fluidos inmiscibles. (Modificada de Paris de Ferrer, 2001)

NOMENCLATURA Y SIMBOLOGÍA

α	Difusividad térmica
ϕ	Porosidad
ϕ_A	Porosidad absoluta
ϕ_E	Porosidad efectiva
$^{\circ}\text{C}$	Grados Celsius
$^{\circ}\text{F}$	Grados Fahrenheit
Δs_o	Cambio en la saturación de aceite
$\Delta\rho$	Diferencia de densidad
ρ_{bitumen}	Densidad del bitumen
ρ_o	Densidad relativa del aceite
ρ_w	Densidad relativa del agua
ρ_{vapor}	Densidad del vapor
μ	Viscosidad
μ_o	Viscosidad del aceite
γ_o	Densidad relativa del aceite
θ_c	Ángulo de contacto
σ	Tensión interfacial
λ	Movilidad

A	Área
AIE	Agencia Internacional de Energía
API	American Petroleum Institute
ASP	Alcalino-Surfactante-Polímero
atm	Atmósfera
bl	Barril
bpd	Barriles por día
C	Carbono
CAS.	Cubierta
CO ₂	Dióxido de carbono
cP	Centipoise
Cs	Concentración de solvente
C _{smin}	Concentración mínima de solvente
CSS	Estimulación Cíclica de Vapor
cm	Centímetro
cc	Centímetros cúbicos
cy	Condiciones de yacimiento
D _s	Difusividad intrínseca del solvente
EOR	Enhanced Oil Recovery
ESAGD	Enhanced Steam Assisted Gravity Drainage
ES – SAGD	Expantion Solvent – SAGD
G	Gas
g	Gravedad
gr	Gramos
H	Hidrógeno
h	Hora

h	Espesor
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
K	Kelvin
k	Permeabilidad
k_e	Permeabilidad efectiva
kg	kilogramo
km	Kilometro
L	Líquido
LGP	Gas hidrocarburo licuado
l	Longitud
lbm	Libras masa
lpc	Libras por pulgada cuadrada
M	Mezcla
M	Relación de movilidades
MD	Measured depth
MGT	Herramienta con sistema de orientación magnética
MME	Mezcla Mexicana de Exportación
MMUSD	Millones de dólares
MMMb	Miles de millones de barriles
MMb	Millones de barriles
Mbpd	Miles de barriles por día
MPa	Mega Pascal
m	Metros
mD	Mili Darcy
N	Nitrógeno
N	Volumen original de aceite

NCSOR	Relación neta acumulada de solvente-aceite
NSOR	Relación neta de solvente-aceite
O	Oxígeno
P	Presión
P_b	Presión de burbuja
P_c	Presión capilar
P_i	Presión inicial
P_m	Presión del fluido mojante
P_{nm}	Presión del fluido no mojante
P_y	Presión del yacimiento
Pa	Pascal
PMM	Presión Mínima de Miscibilidad
POES	Petróleo Original En Sitio
pg	Pulgada
ppm	Partículas por millón
Q	Gasto
RGA	Relación gas-aceite
r_t	Radio del tubo
S	Azufre
S_{oi}	Saturación inicial de aceite
S_{or}	Saturación residual de aceite
SAGD	Steam-Assited Gravity Drainage
SARA	Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos
SAS	Steam Alternating Solvent
SOR	Relación vapor-aceite
S_w	Saturación de agua

SW-SAGD	Single Well Steam Assited Gravity Drainage
SW-VAPEX	Single Well VAPEX
s	Segundo
T	Temperatura
T_{min}	Temperatura mínima
T_r	Temperatura del yacimiento
T_v	Temperatura del vapor
TVDSS	True Vertical Depth Subsea
t	Tonelada
USD/b	Dólares por barril
V_p	Volumen poroso
V_{pc}	Volumen poroso conectado
V_{oil}	Volumen de aceite
V_s	Volumen de sólidos
V_{shale}	Volumen de lutita
V_t	Volumen total
VAPEX	Vapour Extraction (Extracción de vapor)
We	Entrada de agua
YNF	Yacimientos Naturalmente Fracturados

Abstract

The purpose of the development of new methods of enhanced oil recovery for the exploitation of heavy and extra-heavy oil deposits to maintain the hydrocarbon production due to the decrease of conventional oil reserves. These strategies focus on thermal methods as the main resources of recovery, however, these have been limited by excessive heat losses. VAPEX is an enhanced oil recovery method that involves the injection of a solvent to reduce viscosity through miscible mass transfer processes by an arrangement of two parallel horizontal wells, which arises as a variation of thermal methods. The present work offers the potential application of VAPEX, in heavy and extra-heavy Mexican oil deposits, as an alternative for the development of these deposits.

Resumen

En el presente trabajo se busca el desarrollo de nuevos métodos de recuperación mejorada de petróleo para la explotación de yacimientos de aceite pesado y extrapesado para poder mantener la producción de hidrocarburos debido a la disminución de las reservas convencionales de petróleo. Estas estrategias se centraron en los métodos térmicos como principal medio de recuperación, sin embargo estos se han visto limitados por pérdidas excesivas de calor. VAPEX es un método de recuperación mejorada de petróleo que hace uso de la inyección de solventes para reducir la viscosidad por medio de procesos miscibles de transferencia de masa, a través de un arreglo de dos pozos horizontales paralelos y que surge como una variación de los métodos térmicos. Este trabajo presenta el potencial de aplicación del método VAPEX en yacimientos de México como una alternativa para el desarrollo de estos yacimientos.

INTRODUCCIÓN

Justificación

El aumento de la demanda mundial de energía y la disminución de las reservas convencionales de petróleo así como la variación continua de los precios del mismo tienen como consecuencia el desarrollo de nuevas tecnologías y la aplicación de nuevos métodos de recuperación mejorada (EOR, Enhanced Oil Recovery) para su implementación en yacimientos no convencionales ya que según estudios de la AIE (Agencia Internacional de Energía), los hidrocarburos tanto crudo como gas seguirán siendo los principales energéticos.¹

El petróleo pesado, extrapesado y bitumen conforman aproximadamente un 70% de los recursos de petróleo totales del mundo (Alboudwarej H., et. al., 2006, p.38), sin embargo, su desarrollo se ha visto limitado por el interés económico de la industria ya que este tipo de hidrocarburos requieren procesos de explotación y refinación más complejos y costosos. Por medio del avance tecnológico se han desarrollado métodos de recuperación mejorada que permiten la explotación de estas reservas, enfocado a métodos térmicos como principal medio de producción, sin embargo, problemas como el uso excesivo de energía han limitado su aplicación por lo que la implementación de solventes hidrocarburos ha surgido como solución para la explotación de este tipo de yacimientos.²

México tiene un 62% de reservas probadas de aceite pesado (PEMEX, 2015), es por ello que el estudio, desarrollo e implementación de métodos basados en el uso de solventes hidrocarburos puede ser una solución viable para su aplicación en el país.

En esta tesis se estudia el método VAPEX (Vapour Extraction) el cual es un método térmico no convencional de recuperación mejorada que utiliza un solvente o mezcla de solventes como medio para disminuir la viscosidad del aceite a través de una disolución, de esta manera mejorar la calidad del hidrocarburo, además de evaluar su potencial aplicación en yacimientos de México como resultado de ser una mejora a los métodos térmicos aplicados a nivel mundial.

Objetivo

El objetivo general de esta tesis es proporcionar un estudio bibliográfico estableciendo las bases del método de recuperación mejorada VAPEX como posible prospecto para su aplicación en yacimientos de aceite pesado y extra pesado en México, así como mostrar las principales ventajas que presenta el uso de solventes hidrocarburos con respecto a otros métodos de recuperación mejorada.

CAPÍTULO I. RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS

1.1 Aceite pesado

Generalmente el petróleo pesado no ha tenido la relevancia en la industria petrolera debido a las dificultades que implica su producción. Hoy en día las circunstancias son diferentes y el petróleo pesado ha comenzado a adquirir una mayor importancia, se estima que existen más de 6 trillones de barriles atribuidos a los hidrocarburos pesados esto equivale al triple de reservas combinadas de petróleo y gas convencionales del mundo (Curtis et. al., 2002/2003). Por esta razón se han desarrollado tecnologías y métodos que puedan asegurar el mantenimiento de la producción de este recurso energético con el fin de satisfacer la demanda energética y la restitución de reservas alrededor del mundo.⁴

Más del 80% de las reservas de aceite pesado pueden ser recuperadas por métodos térmicos in-situ (Marin, R. 2015 febrero 2, p.1). La aplicación de métodos y tecnologías multidisciplinarias en forma individual o interactuando entre ellas ha sido la causante del desarrollo de métodos como el SAGD (Steam-Assited Gravity Drainage), VAPEX, entre otros.

La densidad y la viscosidad son parámetros importantes que se deben considerar para implementar un método de recuperación mejorada. La viscosidad a la temperatura del yacimiento es generalmente la medida más importante, ya que determina cuán fácilmente fluirá el petróleo. Por otro lado, la densidad es importante en el proceso de refinación del petróleo para evaluar el valor del recurso y estimar el rendimiento energético además de utilizarse como indicador de los derivados de la destilación. La viscosidad varía en gran medida con la temperatura, la densidad por otro lado varía poco, pero es uno de los parámetros que clasifica a los aceites.⁴

La viscosidad de los aceites pesados y extra-pesados pueden fluctuar entre 20 y 1,000,000 cP. El hidrocarburo más viscoso es el bitumen, prácticamente se encuentra en estado sólido

a temperatura ambiente; sin embargo, disminuye su viscosidad cuando se calienta. (Alboudwarej H., et. al., 2006, p.39).

La densidad se define en términos de los grados API (American Petroleum Institute) y está relacionada con la gravedad específica, mientras más denso es el petróleo, más baja es la densidad API. Ésta puede variar dependiendo de la composición de los hidrocarburos líquidos desde los 4° API para el bitumen hasta los 70 API para los condensados. La naturaleza de los yacimientos de aceite pesado es de profundidad somera.⁴

Tabla 1.1

Clasificación del aceite. (Modificada de IMP, 2014)

TIPO DE ACEITE	DENSIDAD API	PESO ESPECÍFICO	VISCISIDAD (cP)	
Aceite Ligero	> 31.1°	< 0.87	< 100	
Aceite Medio	22.3° - 31.1°	0.81 - 0.92	< 100	
Aceite Pesado	10° - 22.3°	0.92 - 1.00	100 - 10,000	Más densos
Aceite Extrapesado	< 10°	>1.00	100 - 10,000	
Bitumen	< 10°	>1.00	> 10,000	

Son miles los compuestos químicos que constituyen el petróleo, y, entre muchas otras propiedades, estos compuestos se diferencian por su volatilidad (presión de vapor), al aumentar la temperatura del petróleo, se evaporan en primera instancia los compuestos ligeros (de estructura química sencilla y bajo peso molecular). Mientras siga aumentando la temperatura, los componentes más pesados van incorporándose al vapor (Instituto Mexicano del Petróleo, 2013).

1.1.1 Clasificación del aceite por sus propiedades químicas

Existen diferencias fundamentales entre el bitumen, aceite extra pesado, aceite pesado, aceite medio y aceite ligero; destacando la variación de las fracciones de hidrocarburos que los forman: saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos. Cuando las fracciones ligeras se pierden mediante diferentes procesos, el aceite se vuelve pesado, con una alta proporción de moléculas asfálticas y con la sustitución en la red de carbono de heteroátomos tales como el nitrógeno, azufre y oxígeno. (Téllez, R., 2014, p.34).

1.2 Asfaltenos

El petróleo es una mezcla de compuestos orgánicos de estructura variada y de pesos moleculares diferentes, en general, es posible agrupar los componentes del petróleo en cuatro grupos orgánicos bien definidos, Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos; este conjunto es conocido como SARA.⁷

Los asfaltenos se definen como la fracción de crudo soluble en tolueno (o benceno) e insoluble en un exceso de n-alcano (pentano o heptano). Los asfaltenos están constituidos principalmente por anillos aromáticos ligados con cadenas alquílicas y cicloalcanos, además de compuestos heterocíclicos que poseen N, S y O.⁷

1.2.1 Precipitación de asfaltenos

Los asfaltenos son considerados como la fracción pesada del crudo, que se encuentran en suspensión coloidal en el petróleo, debido a que la superficie de las partículas asfálticas dispersas en una fase continua como es el aceite, se encuentra totalmente rodeada de resinas en forma micelar. (Delgado, J., 2006, p.5) **Figura 1.1**

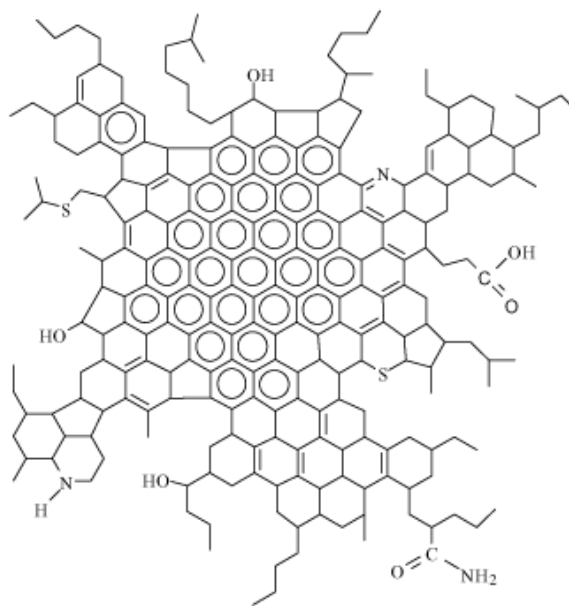


Figura 1.1: Modelo de una molécula de asfaltenos. (B. Moreira, González, F. Lucas, 1998)

Las resinas son las responsables de mantener separados a los asfaltenos y proveer al sistema en estabilidad. Diversos factores como la inyección de un solvente (como n-pentano, tolueno, etc.), así como cambios en la presión o la temperatura, pueden provocar que las resinas abandonen la micela, alterando la estabilidad de las partículas asfálticas suspendidas en el aceite y causando su precipitación. Cuando dos moléculas de asfaltenos quedan libres de resinas y hacen contacto forman cúmulos. A este fenómeno se le conoce como floculación, en otras palabras, la floculación es el proceso en el que las partículas individuales o cúmulos de partículas se adhieren a otras partículas de asfaltenos o cúmulos, haciendo que estos crezcan, cuando el tamaño de los cúmulos aumenta se vuelven más pesados, y tienden a precipitarse, fenómeno al cual se le conoce como precipitación de asfaltenos como se muestra en la **Figura 1.2**.⁷

Los principales factores físicos que afectan la disolución de los asfaltenos en los crudos son los cambios de presión, temperatura y la composición del crudo.

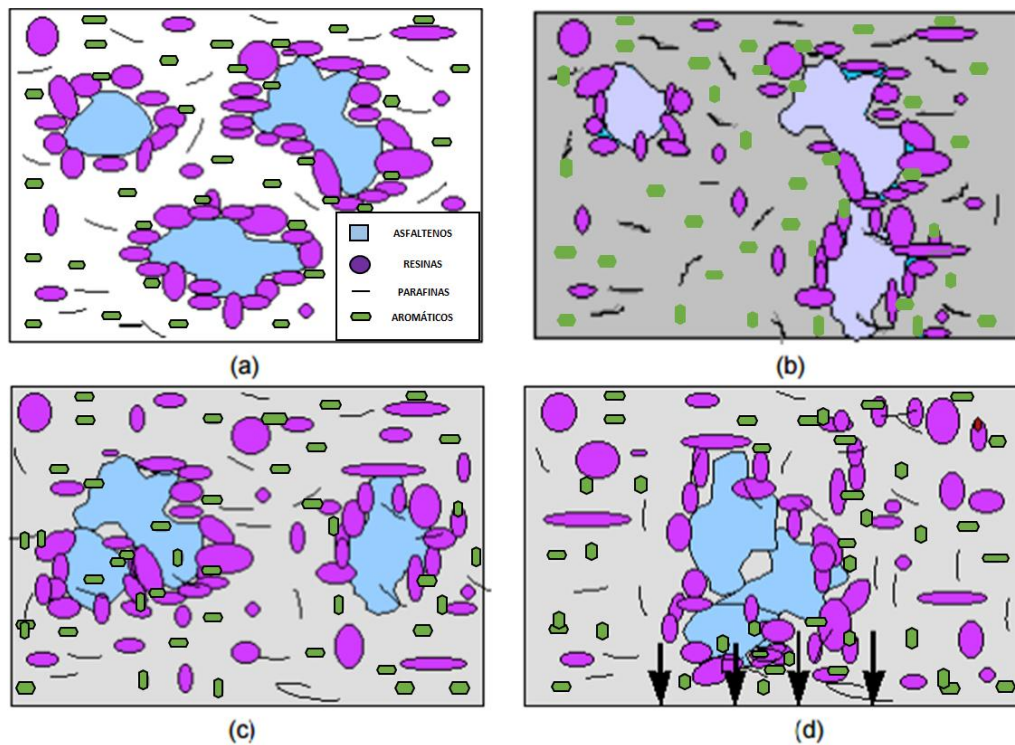


Figura 1.2: (a) Asfaltenos en estado coloidal, rodeados por resinas y formando micelas. (b) Al inyectar un solvente (representado por el color gris), las resinas abandonan a los asfaltenos. (c) Formación de cúmulos. (d) Precipitación de asfaltenos. (Delgado, 2006)

1.3 Clasificación de recuperación de hidrocarburos

Para entender la recuperación de hidrocarburos es necesario tener claro el concepto de yacimiento. Para determinar el tipo de recuperación que será adecuada, es necesario conocer todas las propiedades de los fluidos que se encuentran en dicha trampa y de ahí partir con la planeación y determinación del sistema de recuperación adecuado.

En forma simple, se puede definir al yacimiento como una trampa o depósito en el cual existe una acumulación natural de componentes orgánicos, los cuales a través de una sincronía de tiempo y condiciones dan origen a lo que comúnmente se conoce como hidrocarburos, un yacimiento contiene principalmente dos tipos de fluidos, aceite y gas, y en la mayoría de los casos hay presencia de agua asociada a ellos, acomodados de acuerdo a su densidad.

Una vez caracterizado el yacimiento es posible determinar si es factible o no aplicar un tipo de recuperación, ya sea recuperación primaria, secundaria o mejorada, según la necesidad del mismo.

Enseguida se muestra una clasificación de los tipos de recuperación y posteriormente se da una explicación de cada uno de ellos **Figura 1.3**.

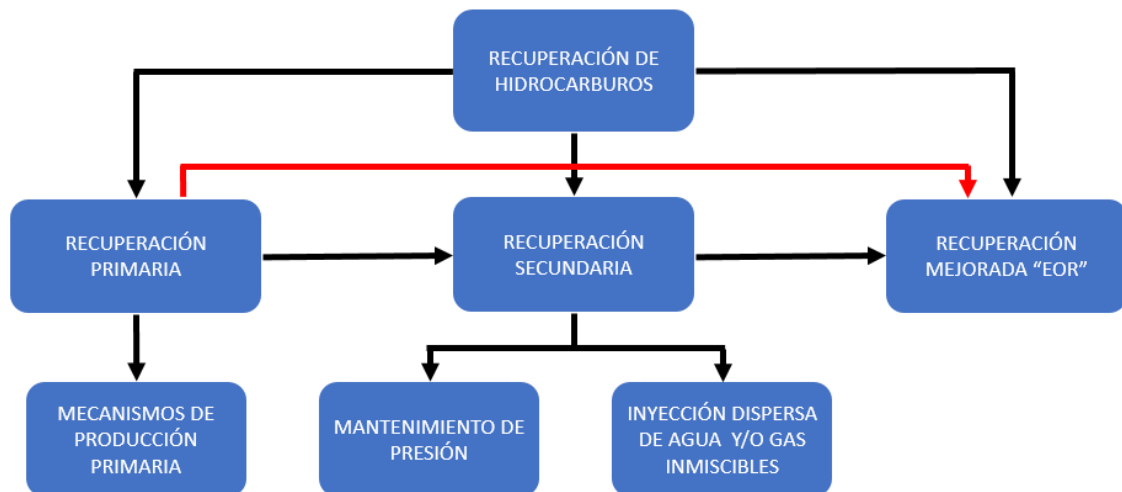


Figura 1.3: Clasificación de recuperación de hidrocarburos. (según Satter y Thakur) (Modificada de Paris de Ferrer, 2001)

1.3.1 Recuperación primaria

La producción de hidrocarburos en esta etapa se da únicamente debido al gradiente de presión creado al perforar un pozo, la diferencia de presiones entre el pozo y el yacimiento generan el desplazamiento de fluidos a través del medio poroso hacia la zona de menor presión (pozo).

Una vez que la presión del yacimiento decrece, de tal forma que los índices de producción no son económicamente rentables o cuando las proporciones del gas o agua en la corriente de producción son elevadas se dice que la recuperación primaria alcanzó su límite.

En esta etapa la eficiencia de recuperación a nivel mundial es del 5 al 15% del volumen original de hidrocarburos (Arriola, A., Arteaga, M., mayo 1993, p.5).

1.3.1.1 Mecanismos de producción primaria

Estos mecanismos son el resultado de aprovechar la energía disponible propia del yacimiento para el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores y se han clasificado en:

- Expansión de la roca y de los fluidos
- Empuje por gas en solución
- Empuje por capa de gas
- Segregación gravitacional
- Empuje hidráulico
- Empuje combinado

1.3.1.1.1 Expansión de la roca y de los fluidos

Este mecanismo ocurre debido a las compresibilidades de la roca y de los fluidos. A medida que se extraen los fluidos, la presión en el yacimiento declina rápidamente, esto provoca una expansión de la roca y de los fluidos que se traduce en energía de empuje, hasta llegar a la P_b punto en el cual el gas en solución se libera y ejerce la energía que permite el desplazamiento de los fluidos.⁸

1.3.1.1.2 Empuje por gas en solución

A condiciones de presión por arriba de la P_b , el aceite en el yacimiento contiene grandes cantidades de gas disuelto. Cuando la presión en el yacimiento declina por debajo de la presión de burbuja el gas se libera, se expande y desplaza al aceite indicado en la **Figura 1.4**.

Este mecanismo depende principalmente de la cantidad de gas disuelto que contiene el aceite, de las propiedades de la roca y de las propiedades de presión y temperatura en la que se encuentre el yacimiento. En la **Figura 1.7** se observa que este tipo de mecanismo tiene una eficiencia de recuperación de entre el 10 y el 30% del POES (Petróleo original en sitio).

Una de las características de este mecanismo de producción es que la presión del yacimiento decrece rápidamente y el gas se produce a un gasto mayor con respecto al aceite, como resultado la relación gas-aceite (RGA) aumenta.⁸

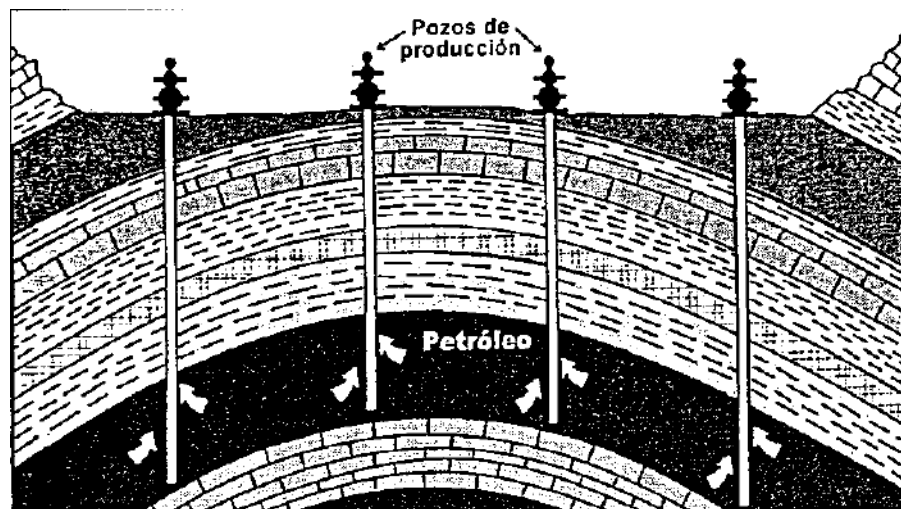


Figura 1.4: Empuje por gas en solución (según Willhite). (Paris de Ferrer, 2001)

1.3.1.1.3 Empuje por capa de gas

Un yacimiento con capa de gas tiene energía almacenada en forma de gas comprimido, a medida que los fluidos del yacimiento se extraen esta capa de gas se expande y desplaza el aceite ayudado por la diferencia de densidades **Figura 1.5**.⁸

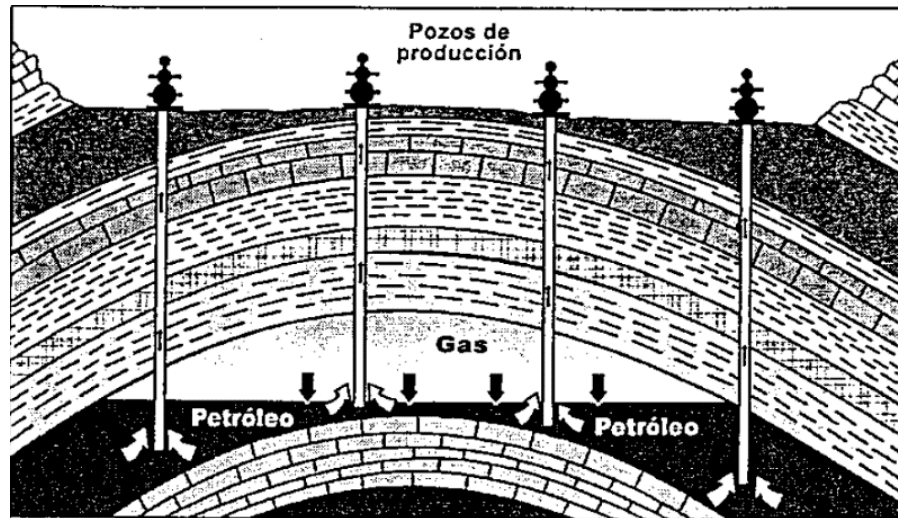


Figura 1.5: Empuje por capa de gas (según Willhite). (Paris de Ferrer, 2001)

1.3.1.1.4 Segregación gravitacional

El mecanismo por el cual producen estos yacimientos, es causado por la diferencia en densidades de los fluidos que contienen. Las fuerzas gravitacionales actúan sobre los fluidos separándolos verticalmente de acuerdo a su densidad; es decir, el gas se encuentra en la parte superior, el aceite en la parte intermedia y el agua en la parte inferior.⁸

1.3.1.1.5 Empuje hidráulico

Este mecanismo de producción ocurre por el avance del acuífero asociado al yacimiento hacia la zona de aceite, el cual es uno de los mecanismos de producción más efectivos y de avance frontal. Frecuentemente, los acuíferos asociados se encuentran en el margen del campo como se ilustra en la **Figura 1.6**.

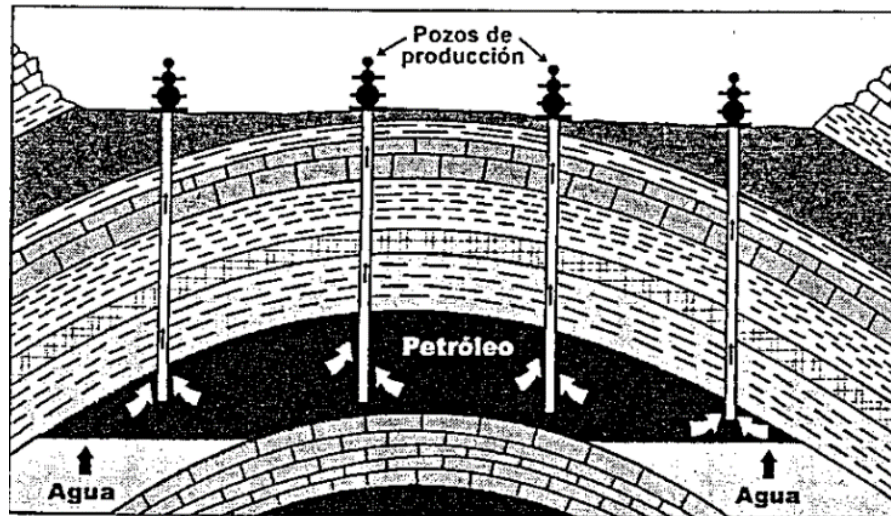


Figura 1.6: Yacimiento con empuje hidráulico (según Willhite). (Paris de Ferrer, 2001)

El empuje hidráulico es el resultado de la expansión del agua del acuífero, esta expansión ocurre cuando la presión en la zona de aceite decrece debido a la producción de petróleo. Como consecuencia, el volumen de agua que entra al yacimiento por unidad de caída de presión será proporcional al tamaño del acuífero; es decir, conforme aumenta el avance del acuífero, se incrementa el volumen de agua que entra a la zona de aceite por unidad de caída de presión.

Como se observa en la **Figura 1.7** la eficiencia de recuperación en yacimientos con empuje hidráulico oscila entre un 30 y un 50% de POES.⁸

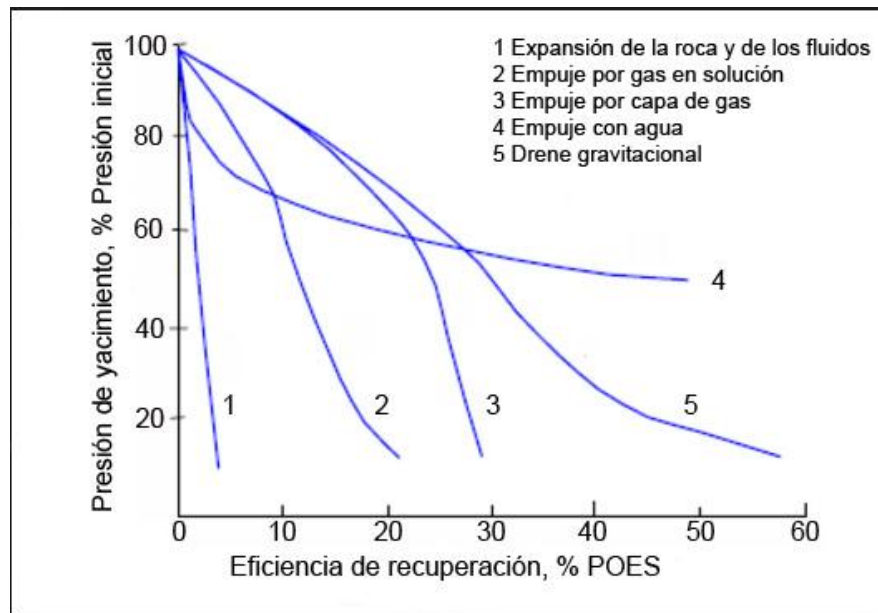


Figura 1.7: Recuperación de aceite por los diferentes mecanismos de producción primaria (según Satter y Thakur). (Paris de Ferrer, 2001)

1.3.1.1.6 Empuje combinado

El mecanismo por el cual producen estos yacimientos es una combinación de dos o más de los cuatro tipos de empuje discutidos previamente. Entonces, se establece que un yacimiento es de empuje combinado cuando actúan simultáneamente dos o más mecanismos de producción.

Tabla 1.2

*Características de los mecanismos de producción primaria (según Satter y Thakur).
(Modificada de Paris de Ferrer, 2001)*

Macanismo	Presión del yacimiento	RGA	Producción de agua	Eficiencia	Otros
1. Empuje por agua	Permanece alta. La presión es sensible a las tasas de producción de petróleo, agua y gas.	Permanece baja, si la presión permanece alta.	Aumenta apreciablemente y los pozos buzamiento abajo producen agua temprano.	35 a 80 % Promedio 50 %	λV calculado por balance de materia aumenta cuando We no se considera.
2. Empuje por gas en solución	Declina rápida y continuamente.	Permanece baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente.	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S_w).	5 a 35 % Promedio 20 %	Requiere bombeo al comienzo de la producción.
3. Expansión de la roca y de los fluidos	Declina rápida y continuamente $P_i > P_b$.	Permanece baja y constante.	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S_w).	1 a 10 % Promedio 3 %	
4. Empuje por capa de gas	Cae suave y continuamente.	Aumenta continuamente en pozos buzamiento arriba.	Ausente o insignificante.	20 a 40 % Promedio > 25 %	La ruptura del gas en los pozos buzamiento abajo indica un empuje por capas de gas.
5. Segregación gravitacional	Declina rápida y continuamente.	Permanece baja en pozos buzamiento abajo y alta en pozos buzamiento arriba.	Ausente o insignificante.	40 a 80 % Promedio 60 %	Cuando k es > 200 mDarcy, y el buzamiento es > 10° y la μ_o baja (< 5 cP).

1.3.2 Recuperación Secundaria

Al proceso de aumentar la energía natural del yacimiento mediante la inyección de agua o gas para desplazar el hidrocarburo a los pozos productores y por consecuencia a la superficie, se le conoce como recuperación secundaria. Lo anterior con el objetivo de mantener la presión a cierto valor o como ayuda a la misma energía del yacimiento.

1.3.2.1 Inyección periférica o externa

- Gas: Se inyecta en el casquete formado en el yacimiento para expandirlo y que mantenga una presión con la cual el aceite pueda fluir hacia los pozos productores.
- Agua: Se inyecta de tres maneras posibles, por debajo de la capa de aceite, en el contacto aceite – agua o directamente en el acuífero, provocando un empuje hacia la parte superior que desplaza el aceite hacia los pozos productores.⁸

1.3.2.2 Inyección dispersa o en arreglos

Este tipo de inyección se caracteriza por tener aplicación en yacimientos con poco buzamiento y gran extensión superficial, además de emplear arreglos geométricos de pozos con el fin de provocar un desplazamiento eficiente del hidrocarburo.

- Gas: El gas es inyectado en la zona de aceite, generalmente se aplica a yacimientos con empuje por gas en solución sin tener un casquete inicial ni tendencia a desarrollarse uno durante la recuperación.
- Agua: También conocido como inyección de agua interna, es cuando se inyecta agua en la zona de aceite con la finalidad de desplazarlo hacia los pozos productores.

Al aplicar algún método de recuperación secundaria, lo que se pretende, bajo ciertos criterios y estimaciones económicas, es extraer al máximo los hidrocarburos que se encuentran en el yacimiento y que no fue capaz de fluir por energía propia hacia la superficie. Muchas veces es conveniente aplicar o proporcionar esa energía adicional al yacimiento en etapas tempranas de la vida productiva anteriores al agotamiento, lo anterior es un punto muy importante, ya que no necesariamente habrá que esperar a que la energía propia del yacimiento se agote para poder dar inicio a los procesos de recuperación secundaria.⁸

1.3.3 Recuperación Mejorada (EOR)

La recuperación mejorada consiste en el conjunto de técnicas por medio de las cuales se recupera una mayor cantidad de aceite residual en la matriz de la formación. Durante este tipo de recuperación son implementadas técnicas que alteran las propiedades originales del sistema roca-fluido.

La recuperación mejorada de petróleo puede comenzar después de los procesos de recuperación secundaria y primaria o en cualquier momento durante la vida de un yacimiento.

El propósito de la EOR no sólo es restaurar o mantener la presión en la formación sino también tiene como objetivo mejorar el desplazamiento de petróleo. En esencia la EOR tiene dos objetivos principales que son: reducir la viscosidad del petróleo para poder facilitar su flujo y expulsar el petróleo del yacimiento a través de los poros de la roca de la matriz a las fracturas y de las fracturas al pozo.

Existen cuatro grandes grupos como se observa en la **Figura 1.8**, en los que la EOR se divide. La aplicación óptima de cada uno de estos grupos depende de la temperatura del yacimiento, la presión, la profundidad, permeabilidad, saturación de aceite y agua residual, su porosidad, así como también las propiedades del mismo fluido, como son, los grados API, su viscosidad, entre otras.⁸

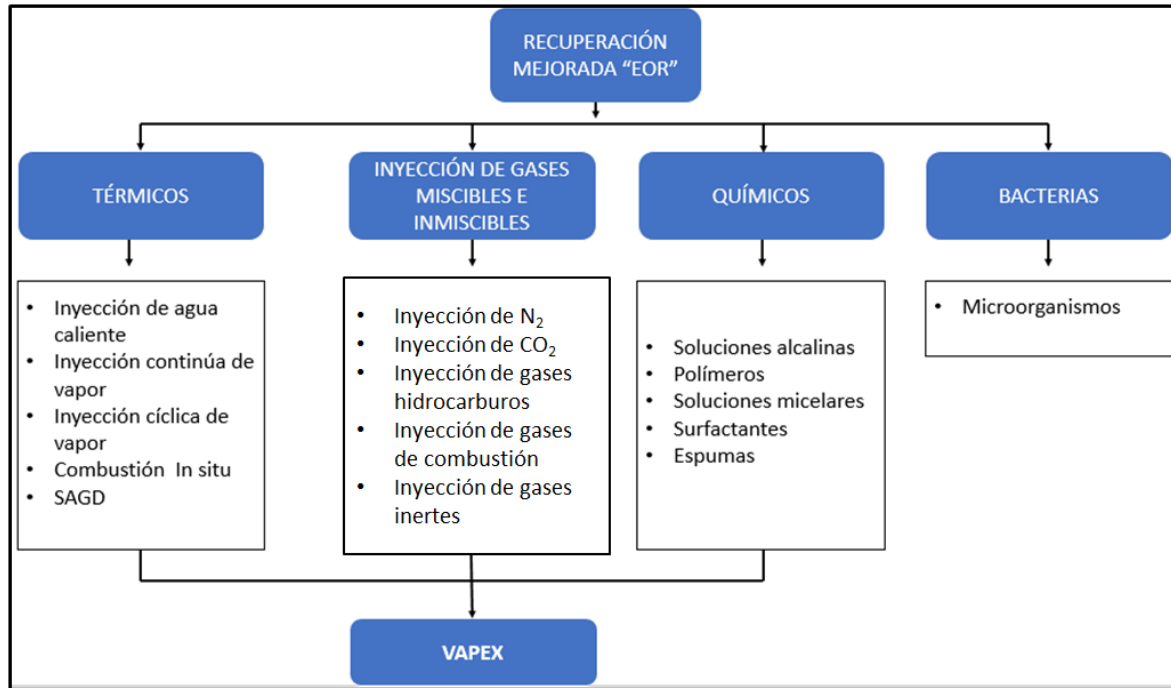


Figura 1.8: Tipos de Recuperación Mejorada. (Modificada de Paris de Ferrer, 2001)

1.3.3.1 Métodos térmicos

Este tipo de métodos son especialmente utilizados para yacimientos de crudos pesados que van de 5 a 15° API, puesto que la principal función de este tipo de método es disminuir la viscosidad del aceite y así optimizar su desplazamiento.⁸

Los métodos de recuperación térmicos están estrechamente relacionados con la aplicación de calor a los yacimientos con el fin de elevar la temperatura significativamente hasta llegar al punto en que el desplazamiento del aceite sea más eficiente y al mismo tiempo aprovechar los efectos de destilación y de la alteración de las fuerzas capilares, las cuales restringen el flujo del mismo.⁸

Cabe mencionar, que estos métodos de recuperación han alcanzado un gran éxito en los últimos años y por lo tanto han generado un gran incremento en la producción en aquellos países en los que su producción de petróleo está basada en los aceites con alta densidad.⁸

1.3.3.1.1 Inyección de agua caliente

Es un proceso de desplazamiento en el cual el petróleo se desplaza inmisciblemente, tanto por el agua caliente como por el agua fría. Durante el proceso la zona vecina al pozo inyector se va calentando y, a su vez, parte del calor inyectado se pierde en las formaciones adyacentes. El agua caliente inyectada suple el calor necesario a expensas de su calor sensible y, como consecuencia, su temperatura disminuye; además, como se mueve, alejándose del pozo inyector y mezclándose con los fluidos a la temperatura original del yacimiento, se forma una zona calentada en la cual la temperatura varía desde la temperatura de inyección, en el pozo inyector, hasta la del yacimiento a una cierta distancia del pozo inyector (Paris de Ferrer, 2001).

El tamaño de la zona calentada aumenta con el tiempo, pero su temperatura será menor que la temperatura de inyección.⁸

1.3.3.1.2 Inyección continua de vapor

Al igual que la inyección de agua, este método de recuperación es un arreglo de por lo menos dos pozos, uno de inyección y otro de producción. En este caso, las pérdidas de calor son mayores, de ahí que el arreglo de los pozos juega un papel muy importante. El proceso consiste en inyectar continuamente el vapor, durante el proceso ocurre la expansión térmica del aceite, el fenómeno de acuatermolisis que al contacto con el hidrocarburo forma CO₂ y hay empuje por el gas en solución.

La inyección continua de vapor puede ser utilizada en formaciones que no excedan los 1,200 m de profundidad. Para minimizar las pérdidas de calor el espesor de la formación deberá ser mayor a 30 pies, la porosidad del orden de 30% con una permeabilidad alta

superior a los 800 mD y con aceite en un intervalo de 12 a 25° API con una viscosidad menor a los 1,000 cP. (Arriola, A., & Arteaga, M., 1993).

1.3.3.1.3 Inyección alternada de vapor

Este método posee diferentes etapas; primero se inyecta un volumen de vapor preestablecido por un tiempo determinado mediante un análisis previo, posteriormente se cierra el pozo para que transcurra un periodo de remojo (condensación del vapor inyectado) puesto que de este modo el vapor se dispersará uniformemente y a su vez calentará los fluidos contenidos en la formación que sufrirán una expansión térmica.

Algunos criterios de aplicación son:

- Porosidad de 25% y permeabilidad superior a 1,000 D
- Temperatura de vapor entre 150 y 200 °C a presiones entre 400 y 600 lpc
- Viscosidad del aceite no mayor a 4,000 cP.
- Profundidad de la formación menor a 3,000 pies, con un espesor superior a los 10 pies.

(Arriola, A., & Arteaga, M., 1993).

1.3.3.1.4 Combustión in-situ

Este método consiste en generar energía térmica dentro del yacimiento quemando aproximadamente un 10% del petróleo crudo en sitio. El proceso se inicia bajando un calentador o quemador que se coloca en el pozo inyector, luego se inyecta aire, rico en oxígeno, hacia el fondo del pozo, se pone a funcionar el calentador hasta lograr el encendido, con esto se logra calentar los alrededores del pozo, posteriormente el calentador es extraído, pero, se continúa con la inyección de aire para mantener el avance de la combustión.

Los criterios de aplicación son:

- Yacimientos de arenas uniformes y aislado de formaciones adyacentes
- Aceite entre 10 y 40 °API
- Profundidad entre 100 y 3,000 pies con espesores mayores a los 10 pies.
- Porosidad superior al 20% y permeabilidad mayor a 100 mD.

(Arriola, A., & Arteaga, M., 1993).

1.3.3.1.5 Inyección de gas

En este método ocurren los fenómenos de hinchamiento del aceite, miscibilidad, condensación, vaporización y disminución de viscosidad y tensión interfacial. En esta técnica se utilizan gases como el gas natural, nitrógeno (N₂), dióxido de carbono (CO₂), gases de combustión y gases hidrocarburos, los cuales se expanden térmicamente en el yacimiento para así empujar al aceite adicional a un pozo de producción.

Para la aplicación de este método la formación debe tener un espesor mayor a 20 pies y temperaturas por encima de los 40°C, el aceite debe presentar una densidad cercana a los 20 °API y viscosidad menor a los 20 cP. ⁸

1.3.3.2 Métodos químicos

Este método implica el uso de moléculas de cadenas largas llamados polímeros con lo cual se aumenta la eficiencia de la inyección de agua o el uso de surfactantes para ayudar a reducir la tensión superficial que frecuentemente impide que las gotas de aceite se muevan a través del yacimiento.

Las soluciones acuosas de polímeros no pueden ser expuestas a temperaturas superiores a los 90°C sin sufrir degradación térmica por lo que, no es recomendable para yacimientos con profundidades superiores a los 3,000 metros. (Arriola, A., & Arteaga, M., 1993).

1.3.3.3 Microorganismos

La inyección de microorganismos es un método poco convencional y difícil de simular debido a la reproducción de dichos microorganismos en el yacimiento, estos mejoran la recuperación ya que liberan gases que provocan un mantenimiento en la presión, disminuyen las fuerzas interfaciales y al mezclarse con el hidrocarburo lo vuelven menos viscoso.

Este método puede ser aplicado si el yacimiento cuenta con las siguientes características:

- Permeabilidad mayor a 175 mD
- Temperatura menor a 75 °C
- Viscosidad del aceite entre 20 y 200 cP
- Profundidad entre 500 y 2,800 metros.³⁵

Cabe mencionar que cada una de las técnicas descritas anteriormente en ocasiones son obstaculizadas por su alto costo y en algunos casos por la incertidumbre de su eficiencia.

Aproximadamente un 30% del aceite del yacimiento puede extraerse con los métodos tradicionales, por tanto, quedan enormes cantidades de petróleo por recuperar, esto se debe a que la mayor cantidad del aceite se encuentra en el medio poroso o matriz, es decir, en la roca.

CAPÍTULO II. ANTECEDENTES DEL MÉTODO VAPEX

2.1 Historia

En el siglo pasado se creía que los procesos de inyección de gases hidrocarburos tendrían en el futuro un papel limitado en la recuperación mejorada de crudo, debido a su poca disponibilidad y alto costo, ya que estos son utilizados como moneda de cambio o están ya vendidos desde antes de su extracción, así como, la dificultad de disponer volúmenes de gas requeridos para poder llevar a cabo proyectos a gran escala. Sin embargo, en la actualidad se demuestra la existencia de una tendencia creciente en el número de proyectos y producción de crudo a partir de la inyección de estos gases.

La propuesta de inyección de solventes como método de recuperación mejorada fue iniciada desde 1974 cuando Joseph C. Allen lo propuso para la Estimulación Cíclica de Vapor (CSS, por sus siglas en inglés); en 1979 Emil Nenninger describió un proceso en el cual el vapor debía inyectarse y mantenerse en el yacimiento cerca de su punto de rocío; en 1981 David A. Redford propuso una inyección simultánea de vapor y gas hidrocarburo para aligerar el aceite pesado, todos estos procesos hechos mediante pozos verticales, pero fue hasta 1989, cuando el uso de pozos horizontales comenzaba a hacerse común, que Roger M. Butler junto a Igor J. Mokrys mejoraron el método SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) dando pie al VAPEX (Vapour Extraction) el cual utiliza solventes vaporizados (gases hidrocarburos) para reducir la viscosidad del aceite pesado y bitumen permitiendo su desplazamiento mediante drene gravitacional hacia el pozo productor.⁹

Las primeras pruebas se realizaron en yacimientos de Athabasca, Canadá, obteniendo respuestas prometedoras de las pruebas experimentales, se mostró que el VAPEX tiene el potencial de reducir de manera significativa el consumo de energía y las emisiones en comparación con el SAGD, por lo que se ha vuelto una mejor alternativa como método de recuperación mejorada.⁹

2.2 Drene por gravedad asistido con vapor (SAGD)

Es un método térmico de recuperación mejorada que fue propuesto por Roger M. Butler en 1978 en donde se emplean dos pozos horizontales paralelos distanciados en el eje vertical. El pozo de menor profundidad es utilizado para inyectar vapor de manera continua hacia el yacimiento provocando una disminución en la viscosidad del bitumen para que pueda fluir hacia el pozo de mayor profundidad que es el productor.¹⁰

2.2.1 Funcionamiento

Inicialmente se inyecta vapor a través de los dos pozos generando una cámara que se extiende desde el pozo inyector hasta el pozo productor **Figura 2.1**, por su densidad el vapor tiende a subir y al condensarse comienza a crear zonas de escurrimiento hacia el pozo productor, una vez que ésta cámara alcanza su extensión máxima se inyecta el vapor solamente a través del pozo de inyección a una presión constante por debajo de la presión de fractura, conforme el bitumen reduzca su viscosidad éste comenzará a fluir por las paredes de la cámara de vapor por efecto del drene gravitacional y el espacio poroso vacío será ocupado por el vapor inyectado, contactando más bitumen inmóvil creando un proceso cíclico.

Para que el proceso sea efectivo se debe tener una presión constante dentro de la cámara de vapor ya que con eso se asegura contactar la mayor cantidad de bitumen posible dentro de la misma.¹⁰

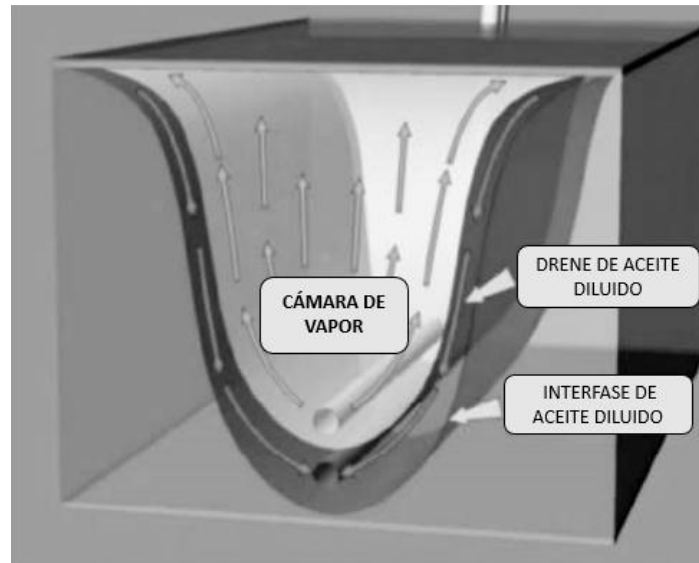


Figura 2.1: Cámara de vapor SAGD. (Rodríguez, Orjuela, 2004)

2.2.1.1 Etapa inicial

Genera la comunicación térmica por el vapor circulante entre ambos pozos, una vez que el vapor alcanza la saturación, la circulación se detiene y el vapor solamente se inyecta por el pozo superior a presión constante, justo por debajo de la presión de fractura, ya que las fracturas de la formación disiparían el calor haciendo menos efectivo el método. En términos generales la etapa inicial es lenta y las tasas de producción de aceite son bajas.¹⁰

2.2.1.2 Etapa de crecimiento

En esta etapa la cámara de vapor alcanza la parte superior de la formación y envuelve al pozo productor, es por ello que es esencial controlar las temperaturas de los fluidos producidos, con el fin de evitar que el vapor fluya junto con ellos; este mecanismo se conoce como “trampa de vapor” (Edmunds, 2000), y su función es la de mantener las temperaturas en la boca de pozo unos pocos grados por debajo de la temperatura de saturación, asegurándose de que la mayor cantidad de vapor inyectado quede dentro de la cámara.¹⁰

2.2.2 Características del proceso

Es importante conocer y tener en cuenta:

- La presión de la cámara de vapor se mantiene constante.
- La cantidad de vapor, agua condensada y gas en solución dentro del yacimiento, junto con la expansión térmica, trabajan para mantener la presión alrededor del pozo de producción en los niveles óptimos, evitando efectos como la conificación y canalización.
- La cámara de vapor crece proporcionalmente a la producción de aceite; los espacios vacíos en los poros se llenan con el vapor inyectado, permitiendo así que el vapor alcance más aceite inmóvil.
- El gasto de aceite no se ve afectado por el volumen inyectado de vapor.
- El primer avance se produce al comienzo de la sección horizontal, forzando al vapor a calentar la formación circundante por conducción térmica, y reducir la viscosidad del aceite; esto permite la inyección de más vapor, obligando a drenar el yacimiento.
- La función principal de la “trampa de vapor” es controlar el vapor inyectado para que éste no se produzca y se quede el mayor tiempo posible en contacto con el aceite.¹⁰

2.2.3 Diseño de pozos

Una de las características más importantes para este método es la utilización de pozos horizontales paralelos, los cuales alcanzan profundidades de entre 90m hasta 1,000m de sección horizontal, al ser en profundidades someras se utilizan equipos de perforación especiales como taladros inclinados que permiten ganar inclinación desde el comienzo de la perforación. Para el distanciamiento óptimo entre los pozos se utiliza la herramienta con sistema de orientación magnética (MGT – Magnetic Guidance Tool System) (Mendoza, 1999). El primer pozo que es el productor se perfora de manera convencional. La MGT guía el segundo pozo o de inyección y lo mantiene a una distancia ideal del pozo productor.

Los pozos normalmente se terminan con termopares y tubos capilares para controlar y monitorear la temperatura y la presión, respectivamente **Figura 2.2.**¹⁰

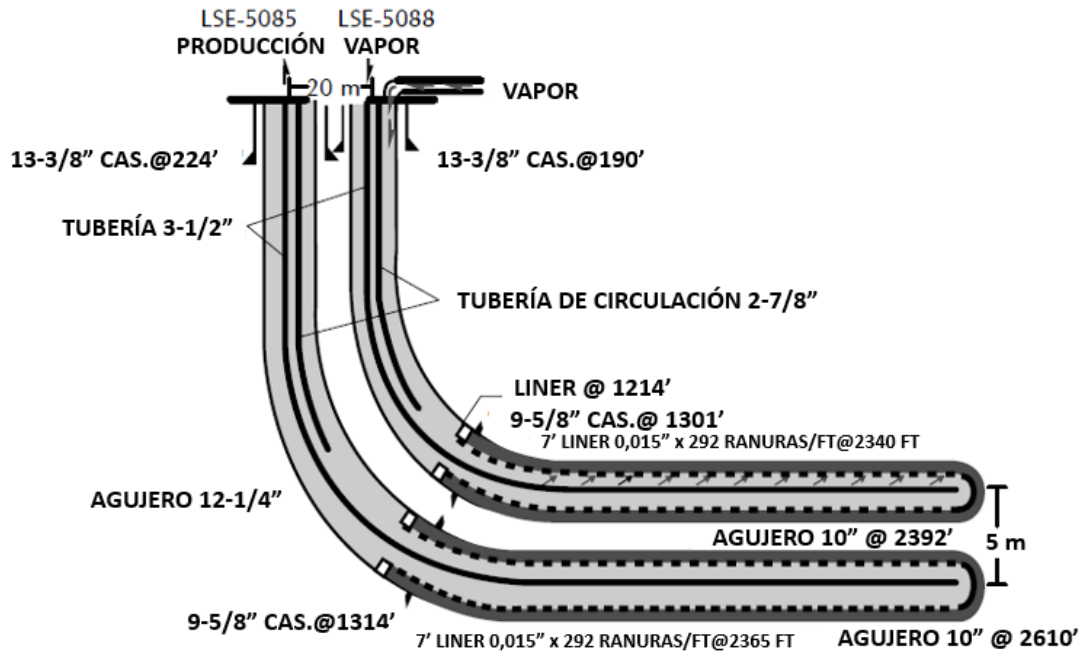


Figure 2.2: Diseño del pozo. (Modificación de Rodríguez, Orjuela, 2004)

2.2.4 Ventajas del SAGD

- Incremento del área de drene, mayor eficiencia en formaciones de capas delgadas de gran continuidad lateral, con capa de gas o acuífero asociado.
- Disminución en los procesos de canalización del vapor.
- Reducción del número de pozos necesarios en el desarrollo de yacimientos.
- Mejor tasa de recuperación en menor tiempo.
- Caída de presión menor por unidad de longitud, lo que reduce las posibilidades de conificación de agua, minimiza el daño del pozo. Facilita el transporte de fluidos a la superficie.
- Una vez que el vapor entra en contacto con el petróleo, este se mantendrá caliente hasta drenarse.

- No se requiere fracturar la formación para lograr una distribución adecuada del vapor; por lo tanto, las presiones de inyección de vapor pueden ser bajas.
- Al no ser un método con empuje de vapor, las bajas velocidades de flujo pueden manejarse sin ocasionar daño al pozo.
- Desde un punto de vista técnico el uso de cubiertas de acero inoxidable y *liners* ranurados proporcionan un control eficaz en la producción de arena, **Figura 2.3**.
- Debido a las características de profundidad y presión del yacimiento, la mayoría de los proyectos de SAGD no han requerido sistemas artificiales de producción.¹⁰

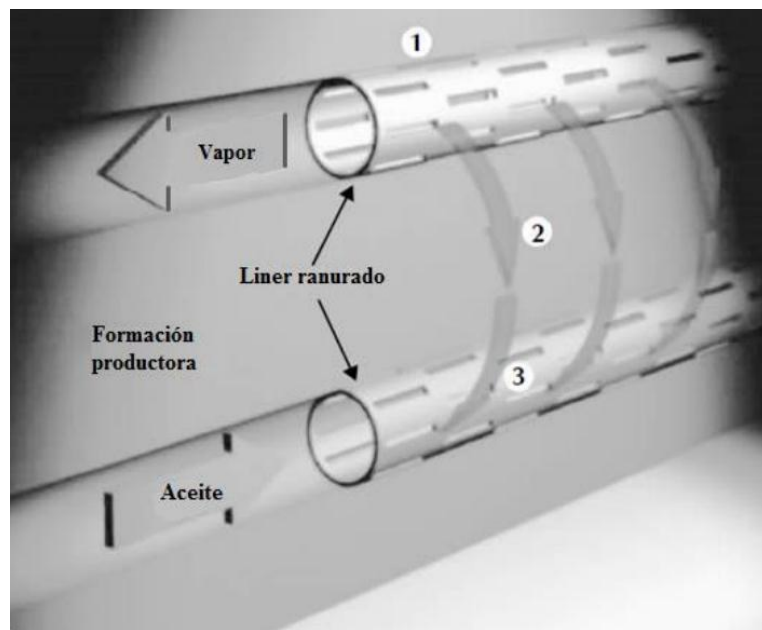


Figure 2.3: Control de arena. (Rodríguez, Orjuela, 2004)

2.2.5 Desventajas y limitaciones

- La mayor limitación de los procesos SAGD es el manejo de cantidades elevadas de vapor, en particular para los campos de petróleo de baja calidad y de capas delgadas, donde las pérdidas de calor son significativas.
- El proceso requiere de grandes volúmenes de agua dulce para la generación de vapor, sin embargo, esta fuente no es siempre de fácil acceso.
- El proceso no es de viable aplicación para grandes profundidades ya que el vapor puede condensarse.¹⁰

2.2.6 Variaciones de SAGD

Debido a las diferentes características y propiedades de los yacimientos se han creado variaciones del método SAGD, por ejemplo:

2.2.6.1 SAGD Pozo sencillo (SW-SAGD)

Este tipo utiliza sólo un pozo horizontal a través del cual se inyecta vapor y produce aceite simultáneamente (Elliot, 1999; Singhal, 2000). El vapor se inyecta en el extremo del pozo horizontal (punta) a través de una tubería aislada concéntrica ranurada; una porción del vapor inyectado y agua caliente condensada vuelve a través del espacio anular a la sección vertical del pozo (talón). El vapor remanente crece verticalmente, y forma una cámara de vapor que se expande hacia el talón, calienta el aceite, reduce su viscosidad y se drena por el espacio anular del pozo por efecto de la gravedad, donde es bombeada hacia la superficie a través de una segunda sarta de tubería **Figura 2.4**. Esta técnica se ha desarrollado especialmente para ser aplicado en formaciones delgadas (30 pies) donde no es posible colocar dos pozos horizontales y lograr condiciones de operación óptimas. El SW-SAGD reduce el capital inicial a la mitad. (Rodríguez, E., & Orjuela, J. 2004, p.13).

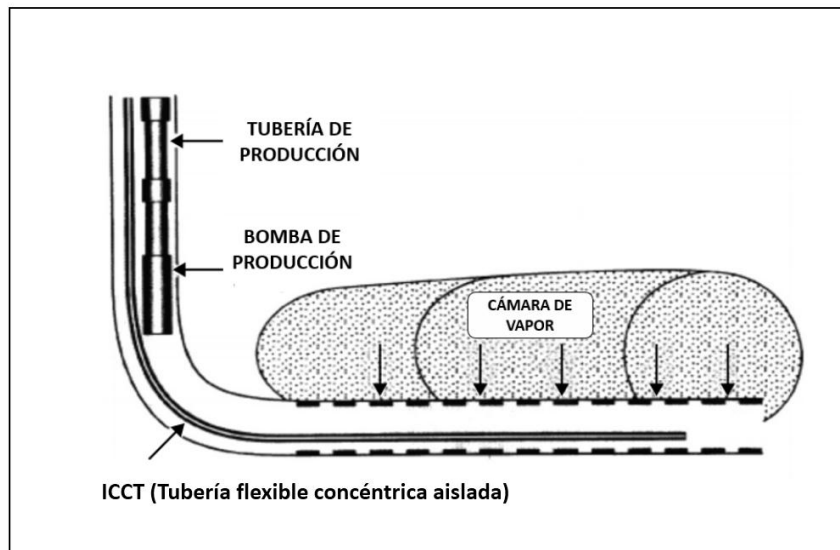


Figure 2.4: SAGD Pozo sencillo (SW-SAGD). (Rodríguez, Orjuela, 2004)

2.2.6.2 SAGD Drene múltiple

Nombrado así por los múltiples pozos involucrados, de tres a nueve. En esta técnica, varios pozos horizontales, de dos a ocho, se perforan y se conectan a un pozo central vertical. Los pozos horizontales se utilizan para inyectar vapor, y la producción es por medio del pozo vertical central, **Figura 2.5**. Esta variación se recomienda para formaciones delgadas con buena continuidad lateral. Esta técnica tiene el potencial de reducir significativamente los costos, ya que menos pozos horizontales necesitan ser perforados para drenar por completo el campo petrolero. En la actualidad se está aplicando con éxito en el campo Joslyn Creek, Canadá. (Rodríguez, E., & Orjuela, J. 2004, p.13).

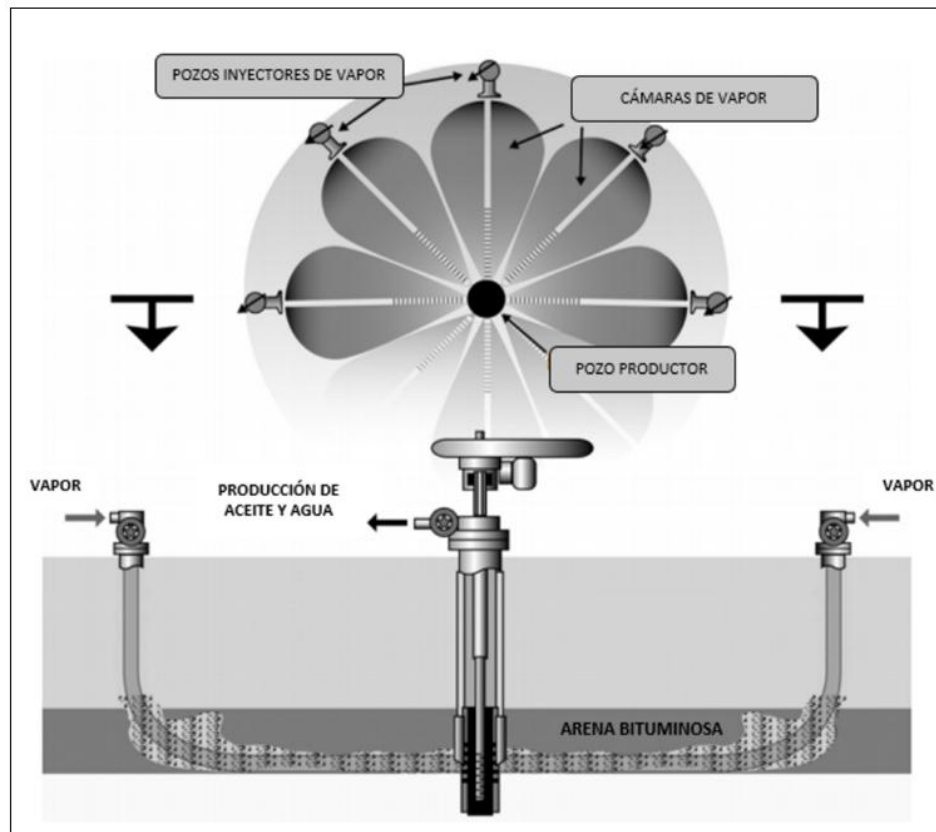


Figure 2.5: SAGD Drene múltiple. (Rodríguez, Orjuela, 2004)

2.2.6.3 Drene gravitacional mejorado asistido por vapor (ESAGD, Enhanced Steam Assisted Gravity Drainage)

Como indica su nombre, se trata de una variación del SAGD; en contraste con los tipos SAGD mencionados anteriormente, éste no implica la perforación de pozos o alteración de la configuración de pozos adicionales, aunque es necesario tener al menos un patrón con dos pares de pozos. Se aplica una pequeña diferencia de presión entre las cámaras de vapor adyacentes que se han establecido anteriormente con operaciones SAGD. Este diferencial de presión da como resultado la adición de un componente de vapor de empuje para mejorar la eficiencia SAGD. El diferencial de presión se puede lograr mediante la reducción de la presión de inyección en uno de los pares, haciendo que el vapor fluya desde la cámara de alta presión a la cámara de baja presión, **Figura 2.6**.

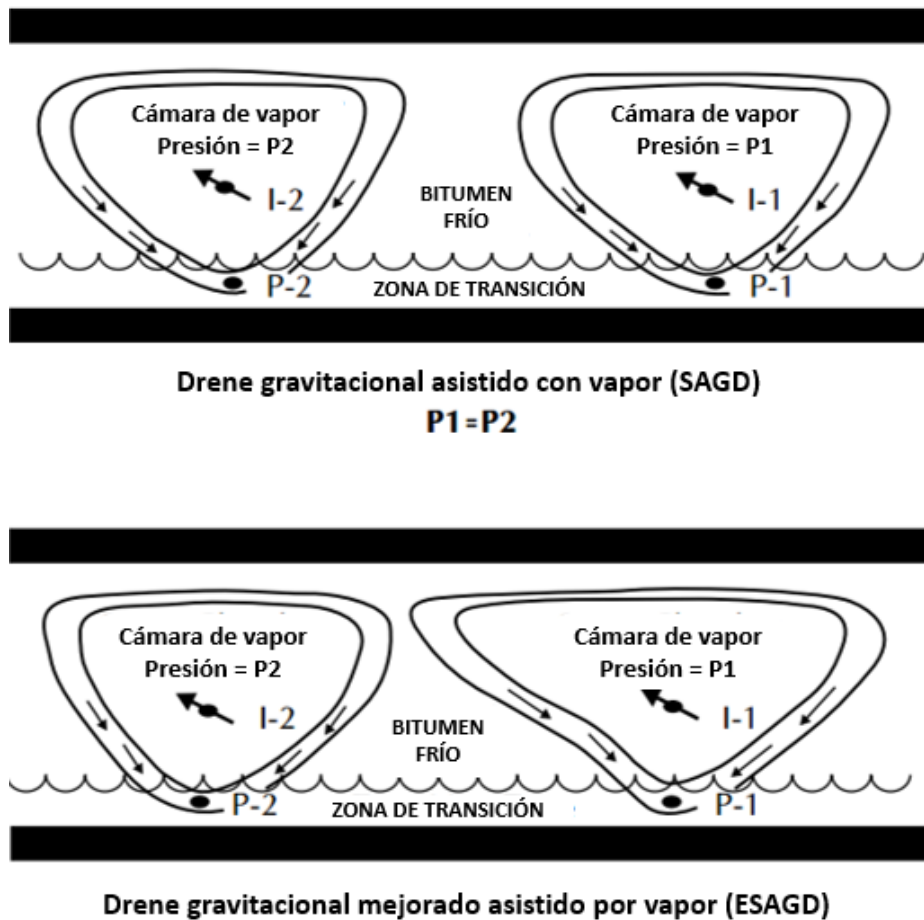


Figure 2.6: Drene gravitacional mejorado asistido por vapor (ESAGD). (Rodríguez, Orjuela, 2004)

La técnica ESAGD fue patentada por Shell y se puso a prueba en el campo Peace River, en Canadá, (Lorraine, 1994) con muy buenos resultados. El proyecto estima que debido a este empuje la recuperación se incrementaría en un 20%. (Rodríguez, E., & Orjuela, J. 2004, p.14).

2.2.6.4 ES – SAGD (Expantion Solvent – SAGD)

En el proceso ES-SAGD se inyecta vapor de agua en combinación con una porción de solvente hidrocarburo, la utilización del solvente reduce la energía y volumen de vapor requerido en la implementación del proceso SAGD estándar.

El solvente debe ser seleccionado de tal manera que se evapore y condense a las mismas condiciones que el vapor lo que permitirá una exitosa interacción dentro de la cámara de vapor ya que se condensará al entrar en contacto con el bitumen y una parte se evaporará en el proceso de drene lo cual le permite volver a integrarse a la cámara de vapor para seguir con el ciclo condensación-vaporización y así, en conjunto con el vapor, seguir reduciendo la viscosidad del aceite, **Figura 2.7**.

En la actualidad este proceso se ha implementado con éxito durante pruebas piloto en el proyecto Christina Lake, en Canadá, incrementando la calidad del crudo producido y las tasas de recuperación.¹¹

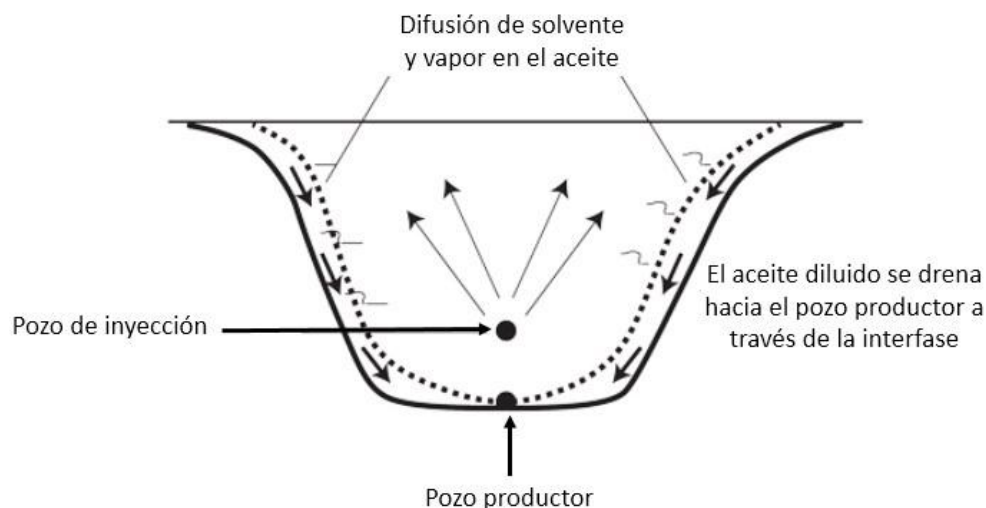


Figura 2.7: Cámara de vapor ES – SAGD (Hosein, Bertrand, Dawe, 2011)

2.2.6.5 Vapor alternado con solvente (SAS, Steam Alternating Solvent)

SAS es un método híbrido de inyección alternada de vapor y solvente desarrollado por L. Zhao en el año 2004. El método inicia de la misma manera que el método SAGD con la inyección de vapor, la cual se hace por alrededor de un año, posteriormente la inyección se detiene y la presión se mantiene con la inyección de solvente. Inicialmente el drenaje de aceite continúa por el calor residual, a medida que el yacimiento se enfría la acción del solvente es cada vez más importante y la producción se debe a un proceso miscible por transferencia de masa. Cuando el calor del yacimiento no es suficiente para mantener la producción con el frente de solvente su inyección se detiene y se reemplaza con vapor, formando ciclos de inyección solvente vapor.

El principal criterio de selección del solvente es que la temperatura del punto de rocío esté entre la temperatura inicial del yacimiento y la temperatura del vapor inyectado a la presión de operación, la relación neta de solvente-aceite (NSOR, por sus siglas en inglés) dependerá de la fase en la que se inyecte el solvente siendo mínima para la fase vapor y máxima cuando se inyecte en fase líquida.

Uno de los puntos más importantes del método es la significativa reducción de la relación vapor-aceite (SOR por sus siglas en inglés), Zhao reporta una disminución del 52% con respecto al SAGD.¹²

CAPÍTULO III. DESARROLLO DEL MÉTODO VAPEX

Estudios experimentales muestran que la aplicación de tecnologías combinadas como el drenaje gravitacional asistido con vapor (SAGD) y la extracción con vapor VAPEX puede incrementar la recuperación en un yacimiento de aceite con alta viscosidad.

El VAPEX es un proceso miscible de recuperación mejorada específico para bitumen y aceite pesado empleando la inyección de un solvente de gas hidrocarburo y agua caliente, causando una reducción considerable en la viscosidad mediante difusión molecular dependiendo de la temperatura y las condiciones iniciales. Al no ser un método completamente térmico no tiene la desventaja de perder calor especialmente en la red de capas delgadas (menores a 10 metros). En este proceso el solvente se mantiene en contacto con el aceite pesado y debido a su disolución, el aceite, baja su viscosidad drenándose hasta llegar al pozo productor. Este método es cada vez más estudiado en la industria del petróleo, ya que teóricamente produce resultados positivos aumentando la producción mediante la disminución de la viscosidad incluso para capas delgadas, que deben ser de alta permeabilidad, o capas altamente saturadas de agua y/o con condiciones térmicas desfavorables donde los métodos térmicos no son rentables.¹⁴

El método requiere de la perforación de dos pozos horizontales paralelos, el pozo de inyección estará arriba del pozo productor, **Figura 3.1**. El solvente debe estar cerca de su punto de rocío, éste se inyecta simultáneamente con agua caliente a través del pozo horizontal superior, la temperatura y velocidad del flujo de agua se elige de modo que la temperatura del yacimiento se eleve en un rango de 40°C a 80°C (Butler, R., & Mokrys, I. 1990, noviembre-diciembre, p.1). El solvente entra en contacto con el aceite diluyéndolo y modificando su viscosidad mediante la difusión molecular. A medida que el bitumen se drena hacia el pozo productor, éste interactúa con el agua caliente y con parte del solvente inyectado, lo que permite que incremente su temperatura y se diluya de mejor manera y por lo tanto, haya una transferencia de calor del pozo inyector al pozo productor. Este mecanismo hace que el calor del agua se distribuya en el yacimiento del punto de inyección

hacia lo extenso de la formación, aumentando así el área de contacto del solvente con el hidrocarburo pesado.¹⁴

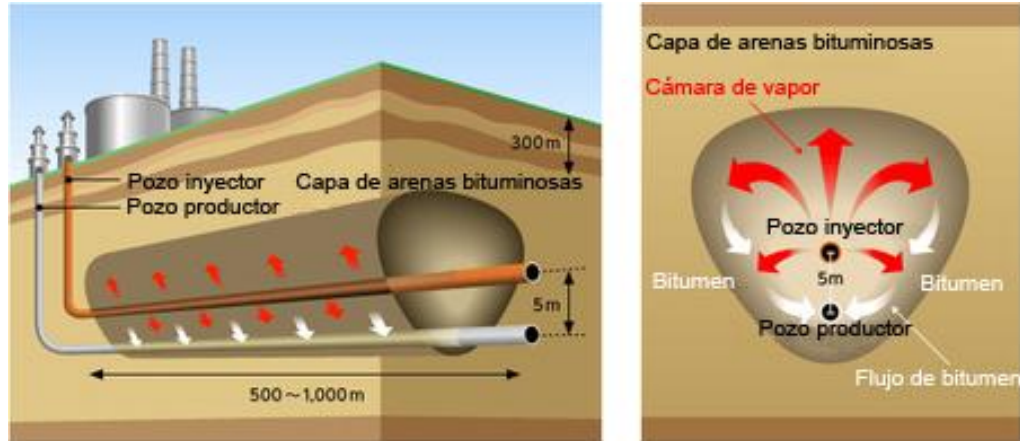


Figura 3.1: Desarrollo de arenas bituminosas utilizando el método SAGD (Modificada de JAPEX).

El espacio poroso alrededor del pozo de inyección se llena con el solvente creando una cámara de solvente, el aceite móvil fluye sólo a lo largo de una fina capa adyacente a la cámara, conforme el solvente asciende, se expande formando un sistema en V, así, el aceite diluido es suficientemente móvil para fluir por efecto de la gravedad hacia el pozo productor para su extracción hacia la superficie.¹⁴

El estudio de los procesos ocurridos en este método es indispensable para entender la interacción del solvente con el aceite dentro el yacimiento, procesos como miscibilidad, transferencia de masa y drenaje gravitacional son fundamentales en la eficiencia del método.¹⁴

3.1 Yacimientos en los cuales se puede aplicar el método VAPEX

El método de VAPEX se puede utilizar como una alternativa para recuperar el petróleo pesado y bitumen a partir de yacimientos que no son adecuados para los procesos térmicos tales como yacimientos con agua en fondo y/o alta saturación de agua, fracturas verticales, baja porosidad y baja conductividad térmica, por lo general para aceites de baja densidad API las profundidades de dichos yacimientos rara vez pasará de los 2,000 m.²⁶

Se definirán algunos de los puntos en los cuales es efectivo el método en los diferentes tipos de yacimientos.

3.1.1 Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF)

Este método trabaja de manera eficiente en YNF debido a que las redes de fracturas en ambientes de baja permeabilidad ayudan a tener una mayor área de contacto entre el solvente y los fluidos del yacimiento dando un mayor tiempo de residencia para que el proceso sea efectivo, además la red de fracturas reduce la inestabilidad de la presión del sistema y amortigua los aumentos bruscos de presión durante el proceso.²⁶

3.1.2 Yacimientos con acuíferos

Algunos yacimientos de petróleo pesado están en contacto con capas de agua, que por lo general se encuentran por debajo de la zona de petróleo, pero en el caso de crudos pesados puede estar sobre ellos. El VAPEX en este caso no tiene problemas de pérdida de calor hacia el acuífero ya que el solvente no entraría en un fácil proceso de disolución con éste, se tiene como ejemplo que en el proceso se hace la inyección del gas hidrocarburo simultáneamente con agua caliente que funciona como dispersor y no como solvente.²⁶

3.1.3 Yacimientos con capas de gas

En este tipo de yacimientos el VAPEX es eficiente ya que el solvente inyectado está en fase gaseosa, por tanto, al mezclarse con éste no sería una pérdida de fluido sino incluso se puede acelerar la transferencia de masa ayudando al proceso de recuperación.²⁶

3.2 Miscibilidad en procesos con solventes

Uno de los primeros procesos miscibles utilizados en la recuperación de aceite fue la inyección de solventes hidrocarburos en formaciones productoras. A principios de la década de los 60's se inyectaban pequeños baches de gas licuado de petróleo (LPG) seguidos de baches de gas pobre, (Arriola, A., & Arteaga, M., 1993).

Dependiendo del comportamiento termodinámico de fases entre el solvente y el aceite el proceso se puede clasificar en miscible o inmisible.

Dos fluidos son miscibles si pueden mezclarse en todas proporciones y permanecer en una sola fase. Esto dependerá del tipo de solvente, la presión, temperatura y composición del aceite, (Arriola, A., & Arteaga, M., 1993).

En general, a las condiciones de yacimiento los solventes no son miscibles con el aceite al primer contacto. Se requiere de un contacto múltiple entre el solvente y el aceite antes de lograr desarrollar miscibilidad, para que esto ocurra es necesario una transferencia de masa de compuestos entre ambas fases.¹⁵

Una de las principales características de los solventes es su capacidad para una transferencia de masa con el aceite. De esta forma el aceite es diluido por el solvente, y una fracción de hidrocarburos ligeros e intermedios (metano al hexano principalmente) del aceite son transferidos al solvente o del solvente al aceite, antes de lograr miscibilidad. Esta transferencia de masa solvente-aceite es el mecanismo principal en la recuperación de aceite mediante el uso de solventes.¹⁵

Dependiendo de la disolución del solvente en el aceite a condiciones de yacimiento, el proceso puede ser miscible o parcialmente miscible. En este último caso, se reconoce una fase rica en solvente (más una fracción de hidrocarburos) y una fase rica en aceite (más una fracción de solvente), (Arriola, A., & Arteaga, M., 1993).

A este tipo de recuperación de aceite por inyección de solventes se le conoce como desplazamiento miscible por contacto múltiple.

3.3 Presión mínima de miscibilidad

Una presión superior a la cricondenbara (una sola fase) es suficiente para lograr un desplazamiento miscible de primer contacto entre el solvente y el aceite. En estas condiciones los factores de recuperación son máximos. Sin embargo, la presión requerida en el proceso normalmente es muy superior a la del yacimiento, e incluso a la presión de fracturamiento. Por lo anterior, no es factible el desplazamiento miscible de primer contacto mediante la inyección de solventes. En el otro extremo, si la presión es excesivamente baja,

el desplazamiento de aceite con solventes resulta del tipo inmiscible con factores de recuperación pobres, (Arriola, A., & Arteaga, M., 1993).

A presiones menores que la cricondenbara, e incluso con la mezcla inicialmente en la región de dos fases, aún es posible un desplazamiento miscible por contacto múltiple, por lo que es muy importante conocer la mínima presión a la cual esto ocurre. Este valor se conoce como Presión Mínima de Miscibilidad (PMM), la cual depende del tipo de solvente, temperatura del yacimiento y composición del aceite.

Yelling y Metcalfe (1980) Presión mínima a la cual la recuperación de aceite, después de inyectar 1.2 volúmenes porosos de solvente, es muy similar a la máxima obtenible por un desplazamiento miscible de primer contacto.¹⁵

3.4 Transferencia de masa

En el método VAPEX la transferencia de masa se da entre el solvente y el hidrocarburo, el solvente al ser un elemento que contiene moléculas ligeras entrará en proceso de miscibilidad una vez alcanzada la PMM provocando así una lixiviación del aceite pesado que le permitirá fluir. El agua, en este caso, sólo servirá como vehículo del solvente para tener una mayor área de contacto y un tiempo de residencia más prolongado entre el gas hidrocarburo y el bitumen.¹⁸

3.5 Miscibilidad por contacto múltiple en el método VAPEX

En el siguiente diagrama ternario **Figura 3.2**, se representa la clasificación de los diferentes tipos de miscibilidad dependiendo de las características del solvente y el aceite.

En donde la trayectoria ($I_2 - J_3$) que no atraviesa la región de dos fases representa un proceso de miscibilidad de primer contacto. La trayectoria ($I_1 - J_1$) que atraviesa la región de dos fases y además no cruza la línea crítica representa un proceso inmiscible. Cuando la trayectoria de la composición inicial del aceite y del solvente además de atravesar la región

de dos fases cruza la línea crítica existe el proceso de vaporización para la trayectoria ($I_2 - J_1$) y condensación para la trayectoria ($I_1 - J_2$). (Lake, L., 1989, pp.253-254).

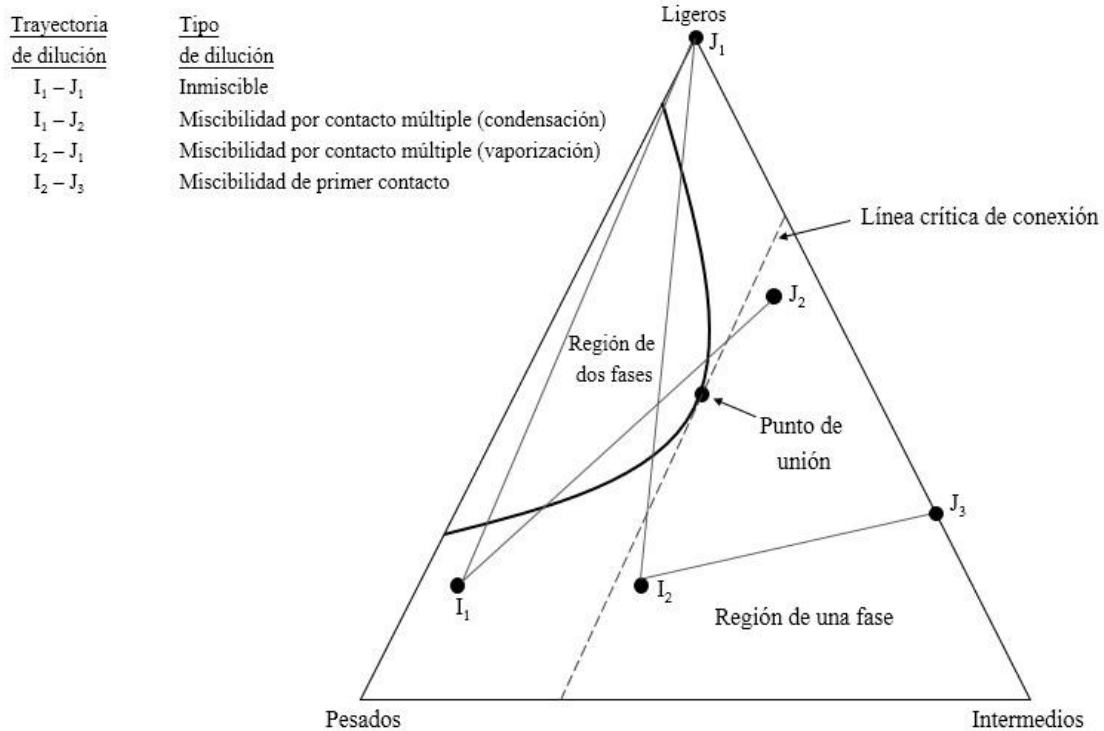


Figura 3.2: Tipos de miscibilidad. (Modificada de Lake, 1989)

En el método VAPEX están presentes los dos procesos de miscibilidad de contacto múltiple.

3.5.1 Vaporización

El primer contacto entre el solvente inyectado de componentes ligeros y el aceite crea una trayectoria que atraviesa la región de dos fases formando la mezcla M_1 , la cual tiene una composición de gas G_1 y líquido L_1 determinadas por las líneas de equilibrio entre fases, al tener mayor movilidad el gas G_1 que el líquido L_1 , este continúa moviéndose hasta hacer contacto con el aceite del yacimiento y formar una nueva mezcla M_2 , la cual está formada por G_2 y L_2 , como G_2 es más móvil que G_1 este contacta nuevo aceite del yacimiento formando una nueva mezcla, M_3 , y así sucesivamente. El líquido remanente entrará en contacto con nuevo solvente inyectado formando nuevas mezclas. Una vez que la

inyectado una vez que estos componentes intermedios se condensan dentro de la fase líquida el proceso es llamado condensación del gas, **Figura 3.4.** (Lake, L., 1989, p.252).

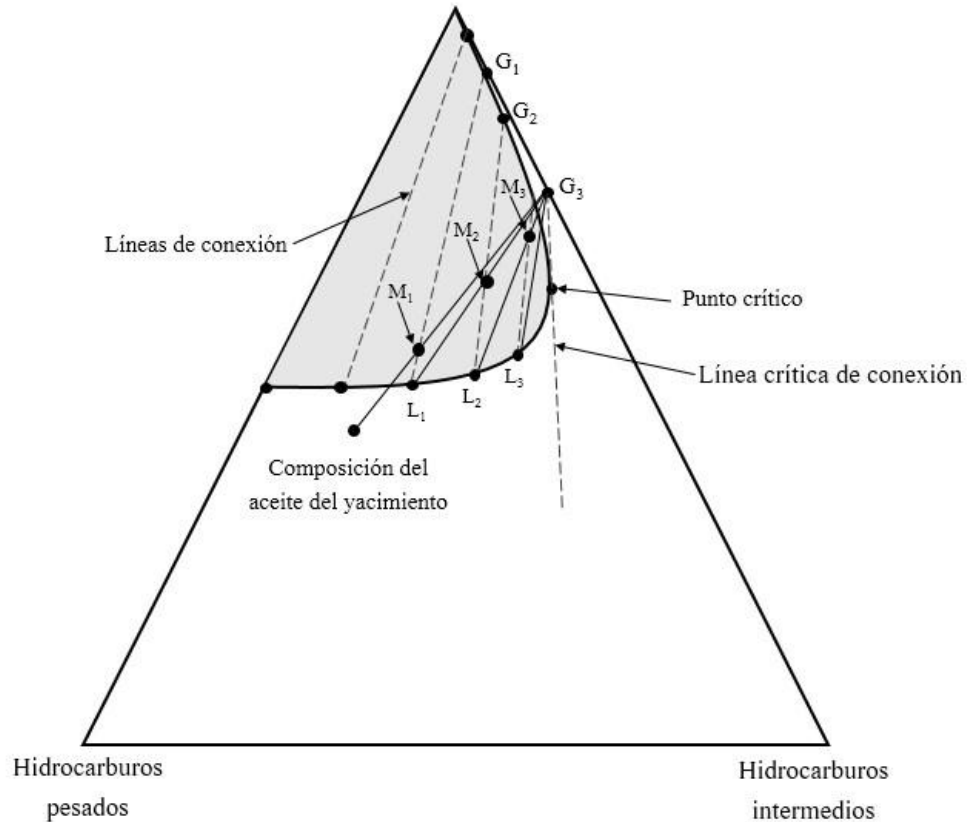


Figura 3.4: Proceso de condensación. (Modificada de Lake, 1989)

3.6 Drene gravitacional

El drene gravitacional se da después de haberse efectuado la transferencia de masa entre el gas hidrocarburo y el aceite, al momento de tener un aceite con una menor viscosidad este comenzara a fluir hacia el pozo productor por efecto de la gravedad por medio de las paredes de la cámara de solvente.¹⁹

3.7 Cámara de solvente

En el proceso VAPEX, se forma una cámara de solvente **Figura 3.5**, que va aumentando su tamaño, lateral y verticalmente, conforme el solvente se va inyectando en el yacimiento

fluye continuamente hacia el perímetro de la cámara donde se condensa una vez que se produce la transferencia de masa con el aceite y se drena hacia el pozo productor. Debido a todas estas razones, el uso de un solvente en VAPEX ayuda a diluir el aceite aumentando los gastos de producción.

La cámara de solvente es de vital importancia para mantener un balance de volumen; que significa que cada unidad de volumen inyectado se sustituye por cada unidad de volumen producido. Un medio potencial para superar el problema de la pérdida de calor en la cámara de vapor es el uso de solventes en lugar de métodos térmicos para movilizar el aceite, en vez de bajar la viscosidad del aceite por calentamiento, la dilución con un solvente es utilizada.

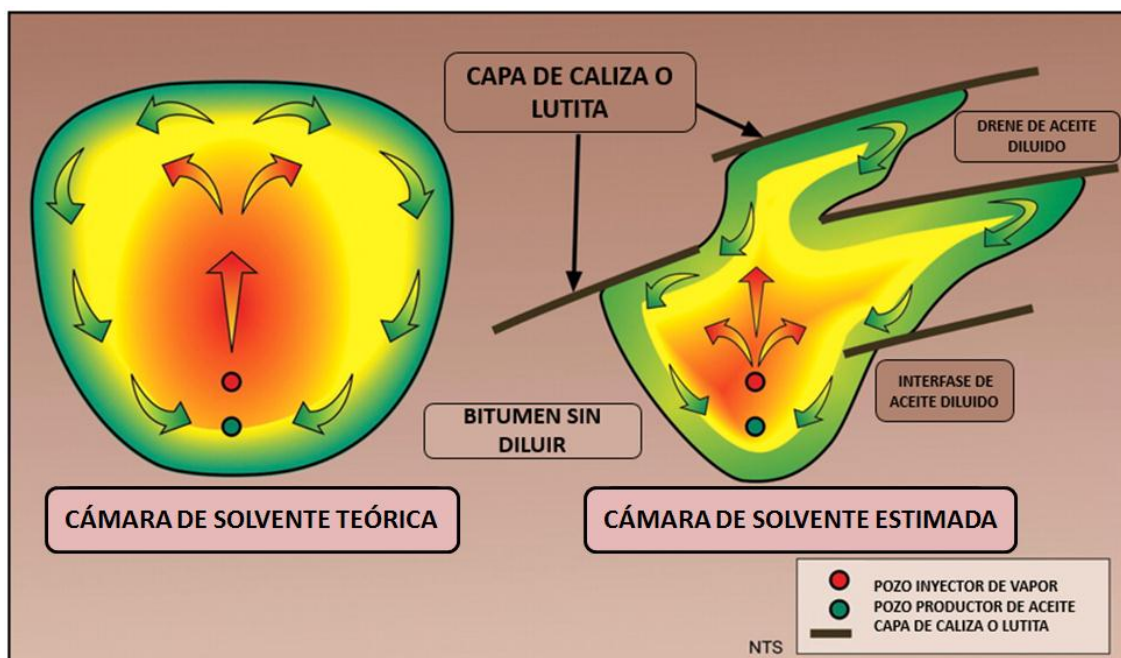


Figura 3.5: Cámara de solvente. (Peacock, 2010)

La propagación lateral de la cámara de solvente se hace posible por la combinación del transporte continuo del calor hacia el perímetro de la cámara a través del mecanismo de evaporación y condensación del solvente con la eliminación continua de aceite diluido por la acción del drene gravitacional.¹⁹

3.8 Solvente

Dentro de este subtema se explicará el proceso por el cual el aceite pesado puede ser recuperado mediante el uso de nuevas tecnologías y la aplicación de reacciones químicas que facilitan la recuperación del hidrocarburo. Estas tecnologías hacen uso de procesos que pueden modificar las condiciones del yacimiento y del aceite.

Muchas de las reacciones químicas que son utilizadas en este método implican la combinación de dos o más sustancias para formar una nueva mezcla, por lo tanto, se utilizan diferentes términos para describir el grado en que una sustancia reaccionará o se mezclará con otra. Términos como miscibilidad y solubilidad se utilizan para designar la combinación resultante entre líquidos, sólidos o gases diferentes.²⁰

3.8.1 Definición de solvente

Dos sustancias que se mezclan en todas las proporciones creando una sola fase homogénea son miscibles. Los agentes miscibles pueden mezclarse en todas las proporciones en el petróleo, pero la mayoría de ellos solo muestra una miscibilidad parcial con éste por lo que se les denomina solventes. Muchos, pueden ser miscibles con el aceite a las condiciones adecuadas, pero la mayoría de los solventes comerciales son inmiscibles con una fase acuosa.²⁰

3.8.2 Disolución y difusión, fenómenos implícitos en la inyección de solventes

En este proceso el principal mecanismo de recuperación de petróleo es la reducción significativa de la viscosidad debido a la disolución del solvente y a la posible precipitación de asfaltenos. Esta disolución y la difusión molecular serán las que determinen la tasa de recuperación del método.

La inyección de un solvente implica una transferencia de masa, esta transferencia es gobernada por el coeficiente de difusión. Los datos de difusión determinarán la cantidad y el gasto de solvente requerido, el tiempo de residencia necesario para que el aceite gane

movilidad y la cantidad de reservas de petróleo pesado y bitumen que podrían someterse a la reducción de viscosidad.¹⁸

3.8.3 Inyección de solvente y agua caliente

Existen muchos yacimientos de aceite pesado que no pueden ser recuperados con mucha eficiencia por medio de métodos convencionales. El uso de métodos térmicos con la implementación de vapor es eficiente, sin embargo, estos métodos son poco rentables debido a que en los yacimientos de capas muy delgadas las pérdidas de calor son excesivas.

Para superar el problema de la pérdida de calor como en el caso del SAGD se utiliza un solvente en lugar del calor mismo para movilizar el aceite. Los mecanismos de recuperación de aceite por medio de solventes son muy similares a los métodos que utilizan vapor, mientras que con vapor es necesario que el calor se difunda en el yacimiento por conducción térmica, el proceso con solventes implica una transferencia de masa por difusión molecular.¹⁴

Los gastos a los que producen ambos métodos (SAGD y VAPEX) se describen en las siguientes ecuaciones:

SAGD:

$$Q = 2\sqrt{2kg\phi\Delta s_o hN}, \left(\frac{m^3}{s} \right) \quad (\text{Ec. 1.1})$$

Donde

- $Q = \text{Gasto}, \left(\frac{m^3}{s} \right)$
- $k = \text{Permeabilidad [Darcy]}$
- $g = \text{Gravedad}, \left(\frac{m}{s^2} \right)$
- $\phi = \text{Porosidad [fracción]}$
- $\Delta s_o = \text{Cambio en la saturación de aceite, } S_{oi} - S_{or}, [\text{fracción}]$
- $h = \text{Espesor [m]}$

Donde N es un número adimensional para el proceso con vapor definido como:

$$N = \int_{T_{min}}^{T_v} \frac{\alpha \Delta \rho}{\mu} \cdot \frac{dT}{(T - T_r)} \quad (\text{Ec. 1.2})$$

Dónde:

- $\alpha =$ Difusividad térmica, $\left(\frac{m^2}{s} \right)$
- $\Delta \rho = \rho_{\text{bitumen}} - \rho_{\text{vapor}}$, $\left(\frac{kg}{m^3} \right)$
- $T =$ Temperatura, $[^{\circ}C]$
- $\mu =$ Viscosidad del bitumen a T, $\left(\frac{kg}{ms} \right)$
- $T_v =$ Temperatura del vapor, $[^{\circ}C]$
- $T_{min} =$ Temperatura ligeramente por encima de la temperatura del yacimiento T_r (temperatura de rocío)

VAPEX:

Para el proceso con solvente N se define como:

$$N = \int_{C_{s_{min}}}^1 \frac{D_s(1 - C_s)\Delta \rho}{\mu} \cdot \frac{dC_s}{C_s} \quad (\text{Ec. 1.3})$$

Dónde:

- $D_s =$ Difusividad intrínseca del solvente, $\left(\frac{m^2}{s} \right)$
- $\Delta \rho = \rho_{\text{bitumen}} - \rho_{\text{solvente}}$, $\left(\frac{kg}{m^3} \right)$
- $C_s =$ Concentración del solvente, [volumen fraccional]
- $\mu =$ Viscosidad de la solución, $\left(\frac{kg}{ms} \right)$
- $C_{s_{min}} =$ Concentración mínima de solvente [volumen fraccional]

La velocidad a la que el proceso de recuperación se produce con un solvente líquido es lenta, debido a que la difusividad molecular es más pequeña que la difusividad térmica, esto provoca que el gradiente generado entre el aceite diluido y el solvente sea menor al

generado por el aceite caliente y el vapor. Si un proceso de este tipo se lleva a cabo a la temperatura del yacimiento, el volumen original ocupado por el aceite desplazado es llenado por el solvente de baja densidad. Gran parte de este solvente residual puede ser recuperado posteriormente por medio de una despresurización y no hay pérdida de calor involucrado en el proceso lo cual representa una ventaja considerable. (Butler, R., & Mokrys, I. 1990, noviembre-diciembre, pp.1-2).

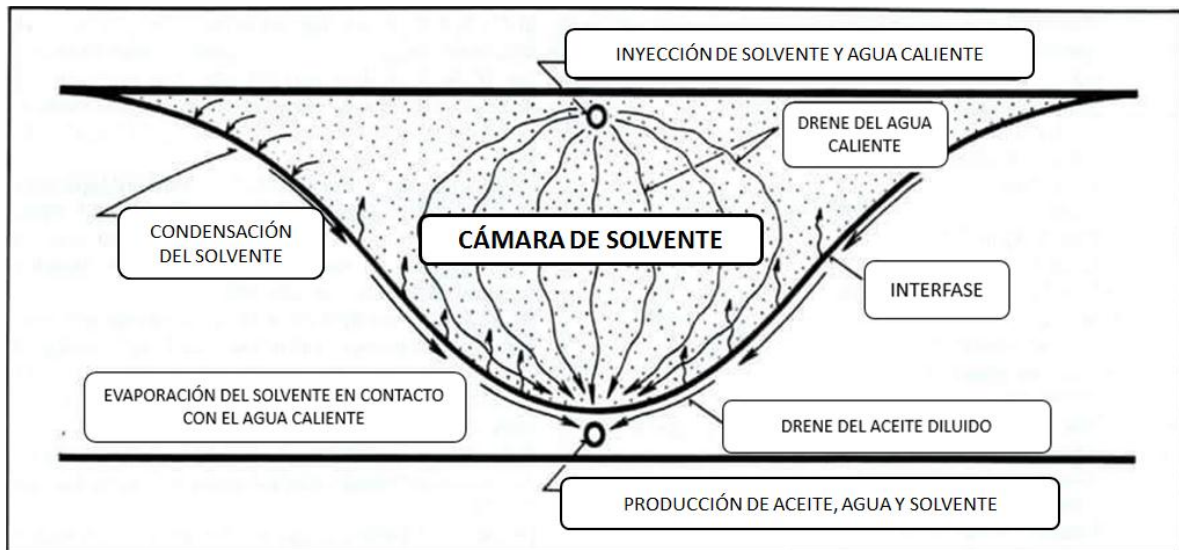


Figura 3.6: Interacción del solvente dentro de la cámara.. (Mokrys, Butler, 1990)

La **Figura 3.6** muestra el mecanismo de operación del método VAPEX dentro del yacimiento, en ella se puede observar la cámara de solvente que se forma entre el pozo inyector y el pozo productor dentro de la cual el solvente se recicla al evaporarse del aceite diluido que se está drenando y entra en contacto con el agua caliente, este solvente viaja a contracorriente con respecto al agua caliente drenada desde la parte superior del yacimiento por lo que eleva su temperatura, esto genera que la pérdida de calor sea mínima y que el solvente en su ascenso a los límites de la cámara diluya aceite que aún no ha sido drenado. La cámara se extiende lateralmente, la interfase entre el solvente y el aceite se estabiliza debido a los efectos gravitatorios. El drenaje es controlado por la difusión molecular del solvente dentro del aceite, esta interacción hace que el aceite salga de la matriz y los poros sean llenados de solvente de baja densidad, **Figura 3.7**. (Butler, R., & Mokrys, I. 1990, noviembre-diciembre, p.8).

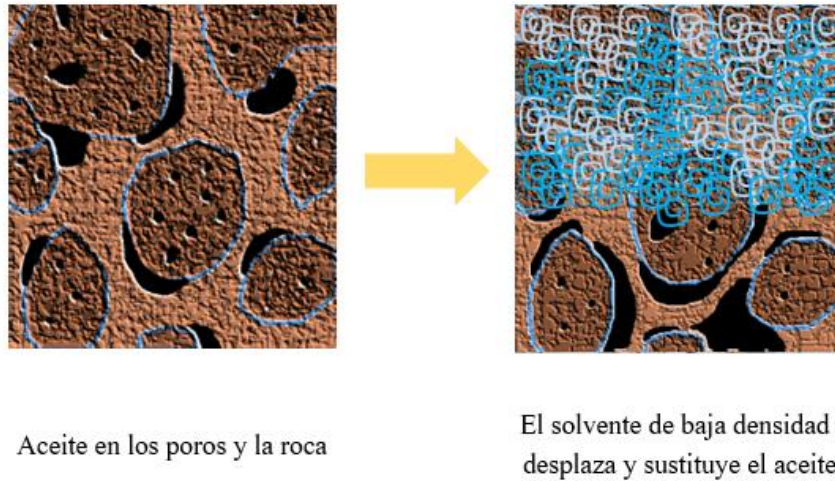


Figura 3.7: Desplazamiento de aceite de la matriz por solvente de baja densidad.

El agua caliente tiene dos funciones, elevar la temperatura del yacimiento y reducir la viscosidad del aceite; este calentamiento hace que el solvente diluido en el aceite se evapore y sea reutilizado nuevamente dentro de la cámara.

La propagación lateral de la cámara de solvente se debe a la combinación del transporte continuo del calor hacia el perímetro de la cámara debido a los procesos de evaporación y condensación que sufre el solvente.

El solvente cumple dos funciones; la primera es diluir el aceite y la segunda es distribuir el calor lateralmente lejos del punto de inyección, como resultado una gran extensión del yacimiento puede ser drenada con este método. Eventualmente parte del solvente deja la cámara como gas en solución o gas libre.¹⁴

3.8.4 Solventes hidrocarburos

Ferguson, Mamora y Goite (2001) mencionaron los beneficios del uso de solventes provenientes de hidrocarburos en la recuperación de petróleo pesado y extrapesado.

- Para un conjunto de condiciones dadas de presión y temperatura, el uso de aditivos de hidrocarburos con fracciones gaseosas puede tener un gran efecto en la recuperación final del petróleo.

- El uso de aditivos de hidrocarburos en crudos con un alto contenido de asfaltenos como los de Canadá y Venezuela, no causan una reducción significativa en la permeabilidad, contrario a lo que se creía anteriormente.
- El efecto de la reducción de presión debido al proceso ayuda a incrementar el área de alcance del solvente en la zona tratada y así incrementar el área en la que la saturación de petróleo residual se reduce. Esto permite que más solvente entre a la zona durante el proceso y así la cámara de solvente sea mayor.
- El uso de aditivos hidrocarburos de bajo peso molecular tienen gran beneficio en la recuperación mejorada ya que proporcionan suficientes fracciones ligeras que provocan una reducción de la viscosidad por medio de la transferencia de masa.

3.8.5 Características y requerimientos del solvente

3.8.5.1 Selección del solvente

La selección del solvente para el método VAPEX tiene por consideración parámetros importantes como la temperatura y la presión, la máxima solubilidad se da a la presión en la que el solvente se encuentra en estado gaseoso (presión de vapor) esto para una temperatura dada. Para mantener el solvente en estado gaseoso a las condiciones de campo, la presión de inyección debe ser menor que la presión de vapor, a una temperatura establecida lo cual es una limitación para yacimientos con altas presiones. Una solución a esta limitante es inyectar una mezcla de solventes y un gas no condensable, la composición de estos gases debe ajustarse de manera que la presión de la mezcla de solventes esté por debajo de la presión de vapor. Bajo estas condiciones, el solvente se diluye en el aceite de manera eficiente mientras el gas no condensable mantiene la presión de operación para el proceso.

22

Se han reportado mezclas de propano/butano como solvente y combinaciones de metano, etano, dióxido de carbono y nitrógeno como gases no condensables.

La implementación del gas no condensable tiene dos desventajas, la primera de ellas es que las moléculas del solvente necesitarán difundirse por medio del gas hasta alcanzar el aceite.

La segunda es que la transferencia de masa puede ser perjudicada debido a la reducción en la concentración de solvente causada por una aglomeración en la cámara de solvente.

El solvente debe ser estable e inerte químicamente frente a los demás componentes del sistema.²²

3.8.5.2 Grado de recuperación

Una de las ventajas que presenta el método VAPEX es la recuperación del solvente una vez empleado, cuantificar que tanto solvente se puede recuperar es parte fundamental del proceso, esta recuperación se hace por medio de la destilación. Si se va a utilizar la destilación, el solvente no debe formar un azeótropo (mezcla líquida de dos o más componentes que posee un único punto de ebullición constante y fijo, y que al pasar al estado gaseoso se comporta como un compuesto puro, o sea como si fuese un solo componente) con el soluto extraído, las mezclas deben presentar elevada volatilidad relativa, para que la recuperación sea económicamente viable.²²

3.8.5.3 Viscosidad

El solvente a inyectar deber ser de una composición rica en componentes ligeros, de esta manera se tendrá un intercambio de masa efectivo.

Dependiendo de la presión y temperatura del yacimiento, diferentes mezclas de gases condensables pueden ser usadas (C_2H_6 - C_4H_{10}). Los principales solventes usados en el método VAPEX incluyen etano, butano y propano comúnmente conocidos como gases hidrocarburos licuados (LGP) por sus siglas en inglés.¹⁷

La reducción de la viscosidad depende principalmente del tipo y las cantidades de solvente que se van a utilizar, por ejemplo, LGP es un producto puro barato comparado con solventes puros que son caros, en cambio para procesos de dilución se utiliza nafta como solvente.¹⁷

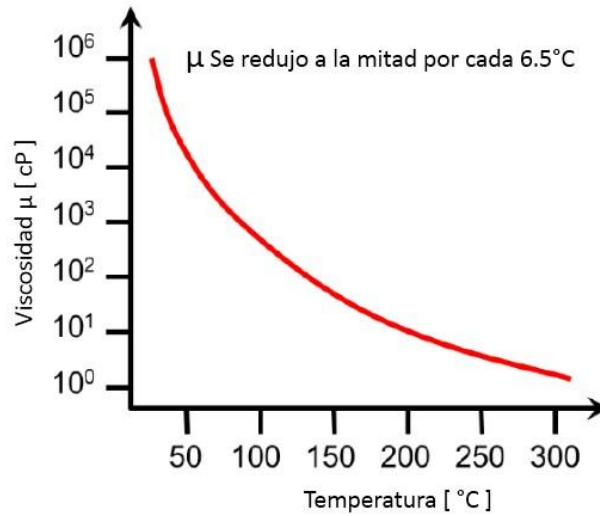


Figura 3.8: Reducción de la viscosidad por aumento en la temperatura. (Marin, 2015)

La **Figura 3.8** representa la reducción de la viscosidad con respecto al aumento de temperatura, a mayor temperatura menor viscosidad y viceversa. En la **Figura 3.9** la reducción de la viscosidad es resultado del tipo de solvente y de la cantidad que se van a utilizar, C_7 es un solvente de mayor peso molecular con respecto al C_6 por lo que se necesita una cantidad mayor de solvente para tener la misma reducción de viscosidad que se logra con un componente más ligero C_6 a las mismas condiciones de temperatura.¹⁷

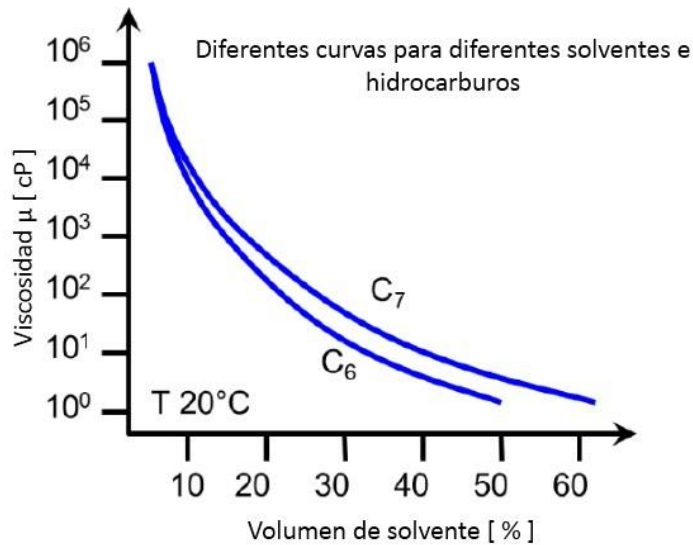


Figura 3.9: Reducción de la viscosidad mediante el uso de solventes. (Marin, 2015)

3.5.5.4 Densidad

La diferencia de densidades entre el solvente y el aceite diluido forma un gradiente responsable de la expulsión del aceite de los poros y que éste sea sustituido por el solvente de baja densidad **Figura 3.10**.

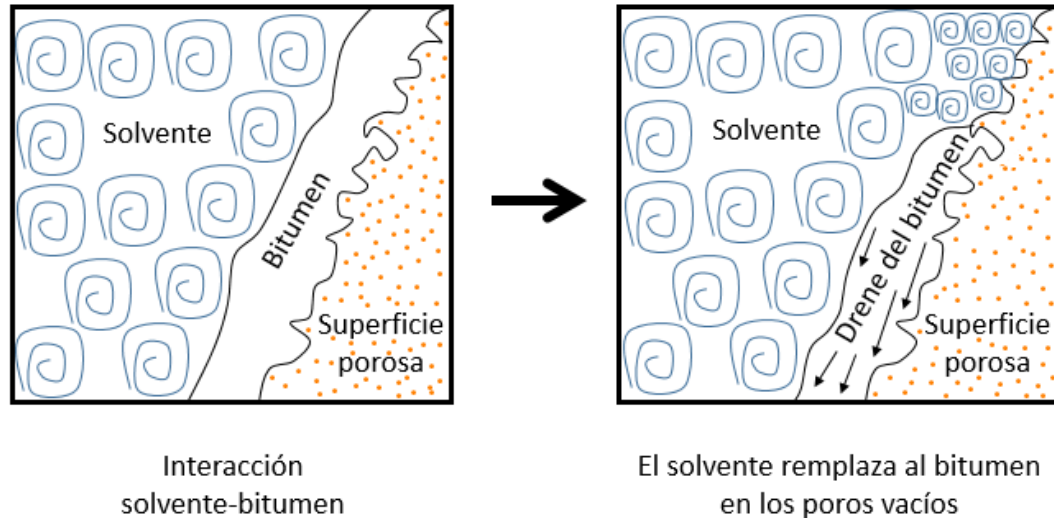


Figura 3.10: Interacción solvente-bitumen.

3.8.6 Efecto de la temperatura en el método VAPEX

Es importante entender el efecto que tiene la variación de la temperatura en el método VAPEX ya que la incorporación de calor durante la inyección del solvente influye en los procesos de drene gravitacional y transferencia de masa, así como en la solubilidad del solvente en el aceite. Parnian Haghghat y Brij B. Maini (2013) para poder cuantificar la máxima recuperación de aceite por medio del calentamiento de la formación, realizaron un experimento a través de un modelo físico de alta presión en el cual se utilizó arena con una permeabilidad de 250 Darcy y propano como solvente. El modelo físico fue precalentado a 40, 50 y 60 °C, inyectando el propano a las mismas temperaturas, pero a diferentes presiones de inyección.²³

Para poder conocer el máximo drene debido al aumento en la temperatura se debe separar el gasto producido proveniente por efecto de la transferencia de masa y del drene gravitacional.

3.8.6.1 Experimento

El experimento consta de seis pruebas del método VAPEX evaluadas a diferentes condiciones.

Tabla 3.1

Condiciones de operación de los experimentos VAPEX. (Modificada de Haghghat, Maini, 2013)

Número de prueba	Presión de inyección (MPa)	Temperatura de prueba (°C)	Gas de inyección
1	0.817	22	Propano
2	0.817	40	Propano
3	0.817	50	Propano
4	0.817	60	Propano
5	1.23	40	Propano
6	1.55	50	Propano
7	1.55	50	Propano

3.8.6.2 Modelo físico

Características del modelo físico:

Medio físico: Arenas con porosidades de 33% y permeabilidad absoluta de 250 Darcy.

Aceite: viscosidad de 300,000 cP a una temperatura de 23 °C, densidad de 0.988 kg/m³ a 50°C, y una presión de 1.12 MPa. Las propiedades de los seis diferentes casos son presentados en la Tabla 3.2.²³

Tabla 3.2

Propiedades del modelo físico (Modificada de Haghghat, Maini, 2013)

Número de prueba	Volumen de poro (cm ³)	Porosidad	Saturación de aceite	Agua connata
1	1634	0.33	0.87	0.13
2	1686	0.33	0.89	0.11
3	1703	0.35	0.83	0.17
4	1629	0.33	0.85	0.15
5	1608	0.33	0.85	0.15
6	1594	0.32	0.84	0.16
7	1670	0.34	0.86	0.14

3.8.6.3 Resultados experimentales

La disolución del propano en el aceite y la reducción potencial de la viscosidad son resultado de la disolución del solvente y el aumento de la temperatura, estos factores deben ser considerados de manera conjunta.

Para observar los efectos generales de la presión y la temperatura en la viscosidad del aceite diluido, curvas de solubilidad de propano y perfiles de viscosidad de aceite diluido junto con rangos de presión y temperatura se presentan en la **Figura 3.11**.²³

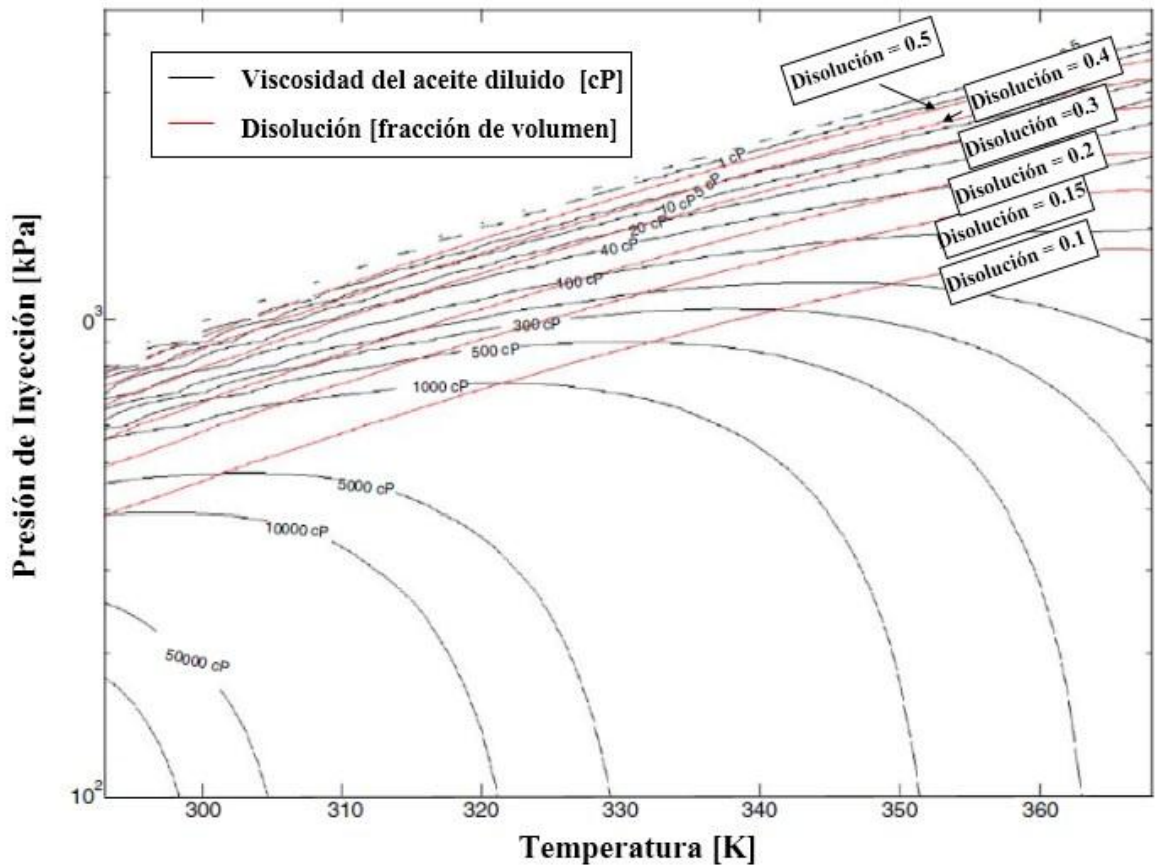


Figura 3.11: Viscosidad / Temperatura / Disolución para comportamiento de fases del sistema propano/aceite a condiciones de equilibrio (cuando el aceite ha absorbido tanto solvente como el límite de disolución lo permita). (Haghighat, Maini, 2013)

Inyectar propano líquido puede resultar en la formación de una segunda fase de hidrocarburo líquido en los límites de la cámara de solvente y esto incrementar la posibilidad de la precipitación de asfaltenos, por lo que las curvas de la **Figura 3.11** se generaron para rangos de presión inferiores a las presiones de vapor de propano a cada temperatura.²³

En el método VAPEX el aceite comienza a ser drenado cuando la viscosidad es lo suficientemente baja para ser móvil (antes de que la cámara esté completamente llena de solvente). Por lo tanto, la viscosidad no es un indicador claro del drene actual. El impacto de la viscosidad en el drene en VAPEX es complejo debido a la relación entre el coeficiente de difusión del solvente y la viscosidad del aceite diluido. Debido a que el aceite se diluye con el solvente, no sólo disminuye su viscosidad, sino que la difusividad del solvente en el

aceite también aumenta. De esta forma, tanto la viscosidad y la difusión dependen de la concentración. (Haghighat, P., & Maini, B., 2013, pp.412).

3.8.6.4 Drene Gravitacional Vertical (Free-fall-gravity Drainage)

A temperaturas elevadas el aceite dentro del medio poroso es capaz de fluir hacia el pozo de producción por efecto de gravedad, incluso sin disolución del solvente.

El efecto de la capilaridad es un parámetro importante que controla los perfiles de producción de petróleo y saturación de aceite, el gasto producido únicamente por drene gravitacional vertical a temperaturas altas disminuye con el tiempo **Figura 3.12**, debido a que el aumento es proporcional a la resistencia del flujo en la dirección horizontal para que el aceite llegue al pozo de producción.²³

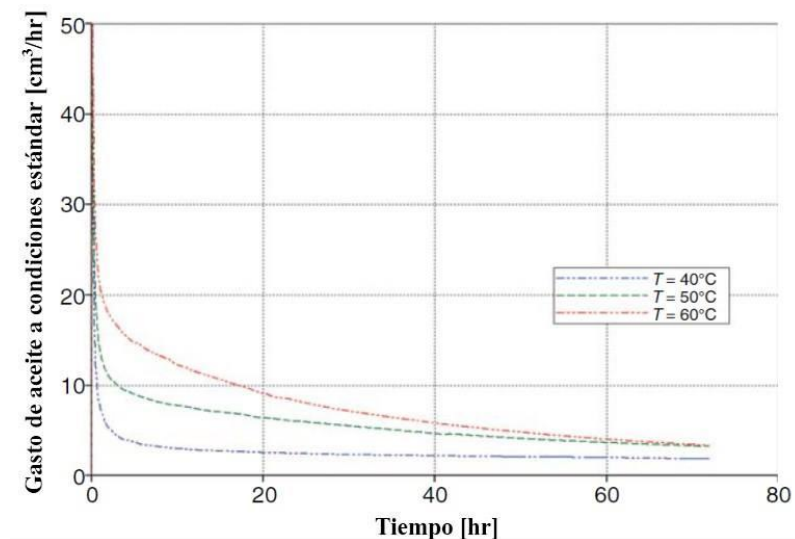


Figura 3.12: Comparación del gasto por drene gravitacional vertical a diferentes temperaturas. (Haghighat, Maini, 2013)

El pronto crecimiento horizontal de la cámara de solvente en su límite superior podría resultar en una pérdida más rápida del canal de flujo vertical por donde drena el aceite diluido y provoca que se genere una interfase con un mayor eje horizontal entre el solvente y el aceite, dificultando su producción hacia el pozo. **Figura 3.13.**²³

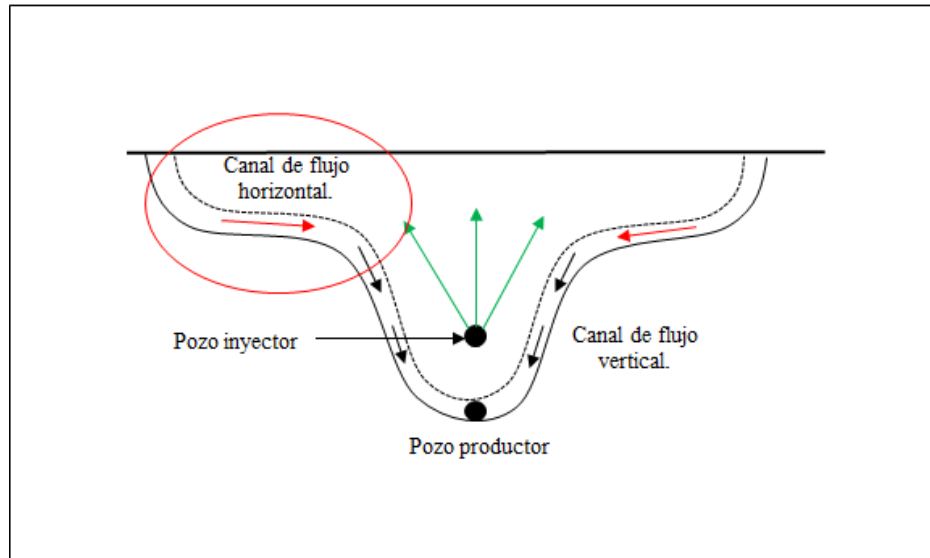


Figura 3.13: Crecimiento horizontal en el límite superior de la cámara de solvente

Por tanto, el volumen aportado por el drene gravitacional vertical es menor en comparación con el volumen total de aceite producido por disolución del solvente como se muestra en la Figura 3.14.²³

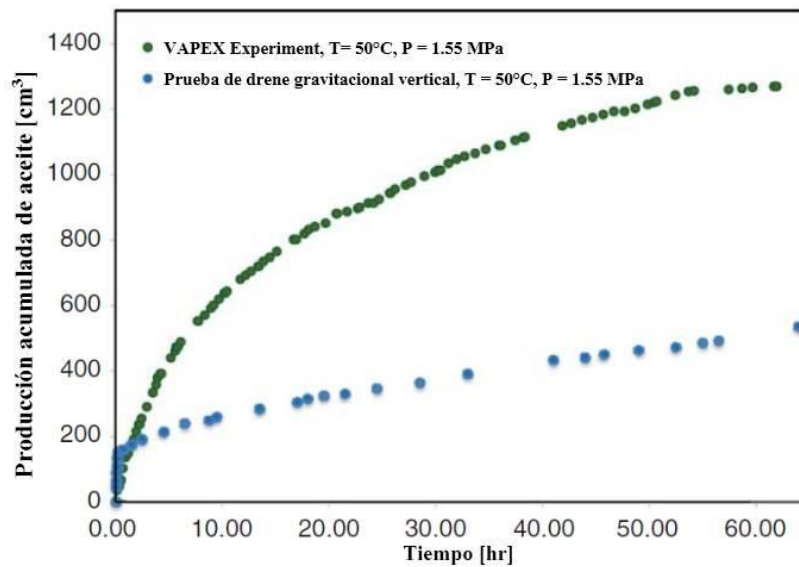


Figura 3.14: Comparación del gasto de aceite producido por drene gravitacional con y sin disolución del solvente. (Haghighat, Maini, 2013)

Los gastos de recuperación total, la recuperación por drene gravitacional vertical y gastos producidos por disolución de solvente se muestran en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3

Comparación de la producción total de aceite a 20% de recuperación en los experimentos VAPEX. (Modificada de Haghighat, Maini, 2013)

Número de experimento	T (°C)	P (Mpa)	Producción total de aceite (cm ³ /h)	Producción por drene gravitacional vertical (cm ³ /h)	Producción de aceite diluido (cm ³ /h)
1	22	0.817	9	0	9
2	40	0.817	13	2.5	10.5
3	50	0.817	23	7.8	15.2
4	60	0.817	44	17	23
5	40	1.23	25	3	22
6	50	1.55	45	10	35

3.8.6.5 VAPEX a temperaturas altas y bajas presiones de inyección

A bajas temperaturas (22°C) y bajas presiones de inyección (0.817 MPa) el factor de recuperación de aceite puede llegar a ser del 40% mientras que a altas temperaturas (60°C) y bajas presiones de inyección (0.817 MPa) este se incrementa hasta el 65% **Figura 3.15**, la variación de la temperatura a presiones bajas de inyección da como resultado una recuperación de 40% hasta 65% de aceite en un tiempo de 60 horas, al elevarse la temperatura el gasto por drene gravitacional aumenta, pero no tan significativamente como cuando hay disminución de la viscosidad del aceite con la temperatura.

El gasto por drene gravitacional vertical, que es controlado por la viscosidad del aceite, incrementa significativamente más rápido que el gasto del drene atribuido a la disolución de solvente.²³

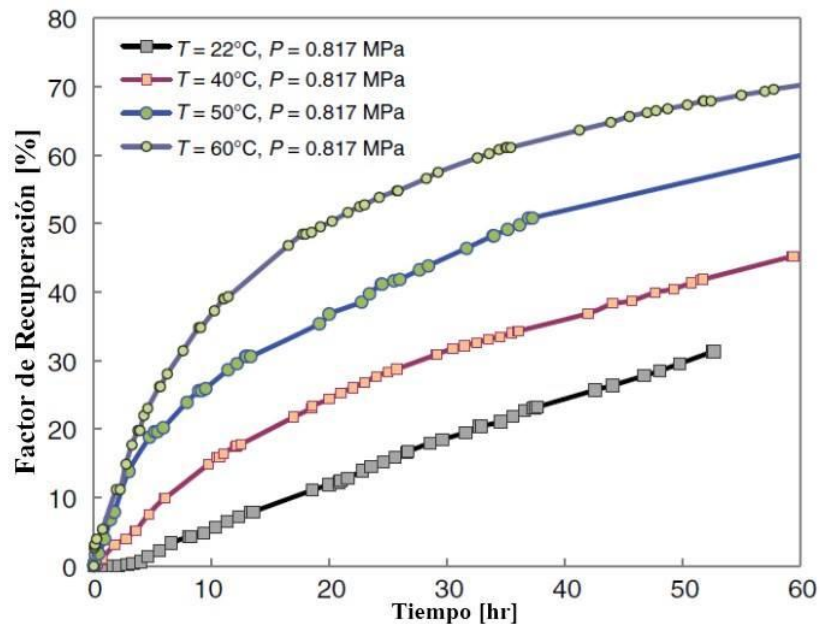


Figura 3.15: Comparación de las curvas del factor de recuperación a misma presión de inyección y diferente temperatura. (Haghighat, Maini, 2013)

3.8.6.6 VAPEX a temperaturas altas y altas presiones de inyección

Así mismo un mayor gasto de producción se puede dar por el aumento en la presión de inyección debido a una mayor solubilidad del propano en el aceite y una mayor velocidad de transferencia de masa consecuencia de un mayor gradiente de concentración, el cual proporciona una reducción de viscosidad más pronunciada y consecuentemente una velocidad de drene más rápida.²³

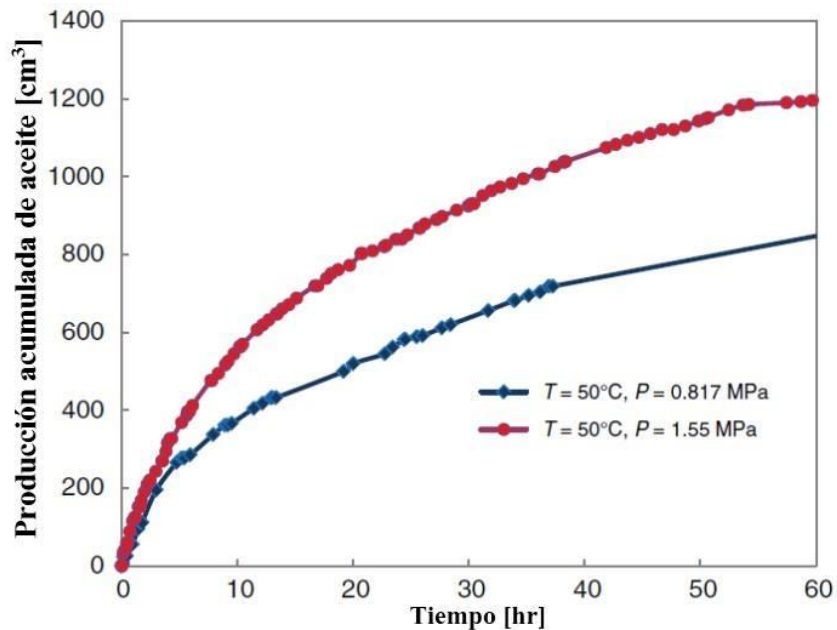


Figura 3.16: Comparación del gasto de aceite producido a $T = 50^{\circ}\text{C}$, con altas y bajas presiones de inyección de propano. (Haghighat, Maini, 2013)

A pesar de la pérdida gradual del drenaje durante el experimento (después de 20 horas), el aceite se produjo más rápidamente durante más tiempo a presiones altas en comparación con presiones bajas de inyección. De hecho, si se eleva la temperatura, pero a baja presión de inyección, la producción declina rápidamente debido a que no hay una cantidad suficiente de solvente para movilizar el aceite como se observa en la **Figura 3.16**. (Haghighat, P., & Maini, B., 2013, pp.413).

3.8.6.7 Consumo de solvente

Como se muestra en la Tabla 3.4 VAPEX a una $T=50^{\circ}\text{C}$ con una baja presión de inyección ($P=0,817\text{ MPa}$) dio como resultado casi el mismo factor de recuperación que VAPEX a $T=40^{\circ}\text{C}$ pero con una alta presión de inyección ($P=1,23\text{ MPa}$), pero con un menor consumo de solvente. El mayor factor de recuperación (89% sin considerar pérdida de solvente) corresponde al caso de alta presión ($P=1,55\text{ MPa}$) a $T=50^{\circ}\text{C}$. Es evidente que el consumo de solvente disminuye con el aumento en la temperatura y presión de inyección.²³

Tabla 3.4

Comparación del consumo de solvente y factor de recuperación. (Modificada de Haghghat, Maini, 2013)

Número de prueba	Presión de inyección (MPa)	Temperatura de prueba (°C)	Aceite/Solvente (a condiciones estandar) (cm ³ /cm ³) X 1000	Factor de Recuperación %
1	0,817	22	4.01	31
2	0,817	40	5.89	45
3	0,817	50	8.25	60
4	0,817	60	8.39	71
5	1,23	40	3.56	64
6	1,55	50	2.96	89

3.8.7 Recuperación de solvente

Para comenzar el proceso de recuperación de solvente se reduce la presión provocando que éste se acerque al pozo de producción. El solvente producido es líquido (solvente disuelto) que posteriormente es separado y reutilizado. La cantidad reciclada es aproximadamente de 0.3 a 0.5 toneladas de solvente por tonelada de aceite producido.²⁴

El volumen de poros que contenía el aceite producido se llena de solvente, ya sea vaporizado (solvente) o líquido (solvente disuelto), para mantener esta operación la cantidad de solvente suministrada al sistema debe ser igual al volumen producido de aceite. Esta cantidad es la que determina la relación neta acumulada de solvente-aceite (NCSOR, por sus siglas en inglés), posteriormente se recupera una fracción considerable del solvente a causa del purgado.²⁴

La fracción gaseosa de NCSOR es el peso del vapor de solvente que tiene el mismo volumen que el aceite producido, este es generalmente muy pequeño, por ejemplo 0.02 toneladas de propano por tonelada de petróleo producido. La fracción líquida de NCSOR es el peso que correspondiente al volumen de solvente líquido que es más grande, por ejemplo, alrededor de 0.5 toneladas de solvente por tonelada de aceite. En la práctica el solvente en el yacimiento es parcialmente vaporizado y disuelto en el fluido drenado y, como resultado, el NCSOR se encuentra entre los dos extremos (fracción gaseosa y fracción líquida). Se ha demostrado que, con propano como solvente, los valores NCSOR

de alrededor de 0.1 a 0.2 t/t se pueden esperar en la práctica. Este rango de valores corresponde a aproximadamente el 20-30% de solvente remanente en forma de vapor.²⁴

3.9 Arreglo de pozos

3.9.1 Pozos horizontales

En la actualidad los pozos horizontales son muy utilizados en métodos de EOR y son de mucha importancia y gran beneficio ya que pueden utilizarse en zonas con formaciones de poco espesor, yacimientos fracturados, de aceites pesados y reducen los problemas de conificación de agua y gas.³⁰

Entre sus beneficios están:

- Brindan un área mayor de drene que la que se tiene con un pozo vertical, por lo cual las tasas de recuperación son mayores.
- Su costo respecto a la producción se minimiza entre 25% y 50% en comparación a un pozo vertical.
- Se necesita una menor cantidad de pozos para obtener una producción igual a la que se obtiene con pozos verticales.
- Los pozos se perforan desde un mismo lugar, lo que reduce significativamente los costos de perforación y las instalaciones de superficie.
- Las longitudes horizontales, que van desde 1,000 hasta 1,500 m, pueden ser perforadas en tres a cuatro veces el costo de un pozo vertical, pero la producción obtenida puede ser 10 veces más grande.²⁵

Para que de estos se obtenga un resultado económicamente rentable se debe tomar en cuenta que su costo puede llegar a ser de 1.5 a 2.5 veces mayor que el de un pozo vertical y generalmente solo se puede producir en solo una formación, en caso de tener un yacimiento con diferencias significativas de profundidad entre zonas de interés no es recomendable utilizar un pozo horizontal, es por ello que se deben garantizar tasas altas de recuperación.

Uno de los parámetros clave para tener éxito en la utilización del método VAPEX es el arreglo de pozos y el control de los perfiles de la cámara de solvente generada, ya que esto permite tener una óptima eficiencia de drene. Se debe de tener en cuenta el número adecuado de pozos inyectoros, así como su ubicación con respecto al pozo productor.³⁰

A diferencia del SAGD, es posible mencionar que hasta la fecha se han tenido cuatro tipos diferentes de arreglos de pozos; el arreglo 1 el más común y utilizado en este sistema de recuperación, un pozo inyector horizontal para un pozo horizontal productor, el segundo arreglo es el Single Well VAPEX donde se utiliza un sólo pozo horizontal el cual funciona como pozo inyector y productor, en el tercer arreglo es necesario la perforación de dos pozos inyectoros horizontales para un pozo productor horizontal, con éste se incrementa el tamaño de la cámara de solvente y se logra una mejor recuperación de hidrocarburos tanto por la acción del solvente como por la acción del drene gravitacional y el cuarto arreglo es el de un pozo inyector vertical para dos pozos productores horizontales.¹⁷

A continuación, se describen de manera detallada los cuatro tipos de arreglos que se pueden presentar en al sistema de recuperación VAPEX.

3.9.2 Arreglo 1: Un pozo inyector horizontal con un pozo productor horizontal

Es el arreglo más utilizado por su simplicidad, es similar al implementado en el proceso de recuperación SAGD, cumple con los requisitos de colocar el pozo inyector por encima del pozo productor, de esta manera la producción ocurre por efecto de drene gravitacional con la ayuda del solvente que se esté utilizando en dicho yacimiento.¹⁹

Es importante tener en cuenta a qué distancia debe colocarse el pozo inyector, la eficiencia del método depende de la adecuada selección del solvente y la generación de la cámara, puesto que de ella depende que tan efectivo será el drene gravitacional y la cantidad de aceite que se puede recuperar. Si no se hace un buen diseño de la colocación, con referencia a la distancia vertical entre pozos, puede que la cámara de solvente envuelva ambos pozos y al momento de ocurrir el drene gravitacional no exista un ducto por el cual salga el

hidrocarburo de menor densidad. La distancia entre el par de pozos horizontales separados verticalmente es de 15-20 pies (5 metros), como se muestra en la **Figura 3.17**.¹⁹

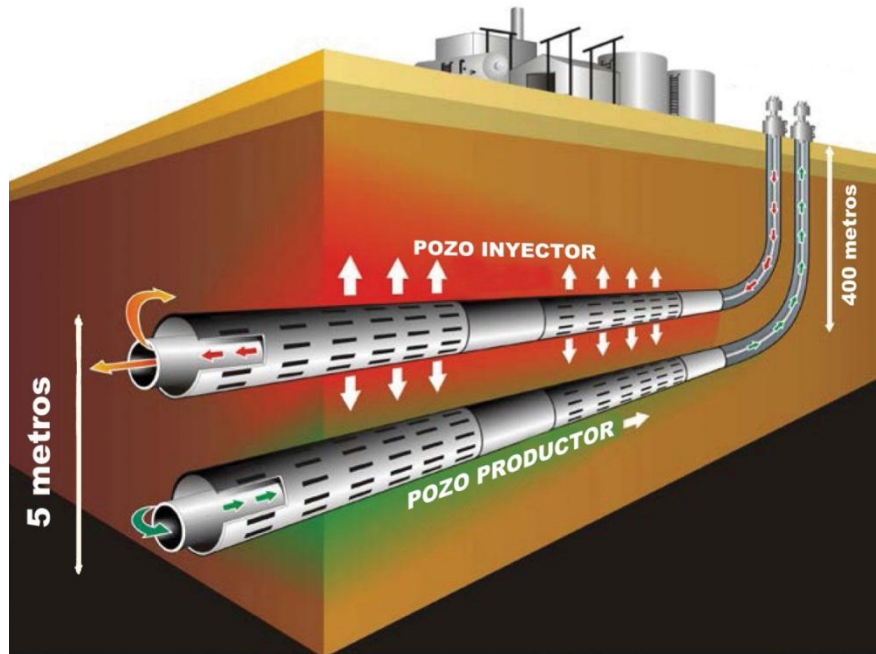
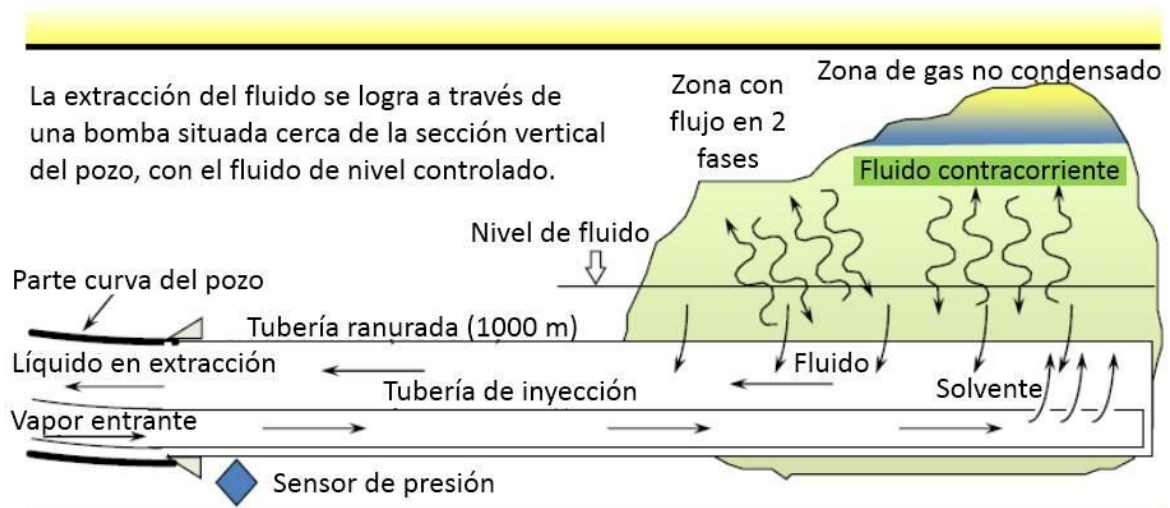


Figura 3.17: Arreglo de pozos 1; Un pozo inyector horizontal con un pozo productor horizontal (ConocoPhillips And Canada's Oil Sands, 2010).

3.9.3 Arreglo 2: Un solo pozo horizontal (SW-VAPEX, Single Well VAPEX)

Este tipo de arreglo utiliza un único pozo horizontal que actúa simultáneamente como inyector y productor, el solvente se inyecta en la punta del pozo formando una cámara de solvente que crece hasta el talón, ocurre la transferencia de masa, se reduce la viscosidad y se drena aceite, agua y vapor de solvente a través del espacio anular y una bomba situada cerca de la sección vertical del pozo hasta la superficie **Figura 3.18**.¹⁷

Este arreglo es análogo al (SW-SAGD, Single Well SAGD) que se desarrolló como una variación del proceso SAGD para capas delgadas donde no es posible utilizar dos pozos horizontales.



El vapor puede ser vapor de agua, vapor con un gas no miscible (N_2) o gas miscible (C_3H_8), un solo gas, o una mezcla de gases que mejoran la difusión y el drenaje.

Figura 3.18: Arreglo 2: Un solo pozo horizontal. (Marin, 2015)

3.9.4 Arreglo 3: Dos pozos inyectores horizontales para un pozo horizontal productor

En este tipo de arreglo los pozos inyectores juegan el papel más importante, puesto que a diferencia con el caso anterior en donde solo se tiene un pozo horizontal inyector aquí se cuenta con dos de estos pozos colocados ambos por encima del pozo productor **Figura 3.19**.

Se debe de tener en cuenta el espaciamiento óptimo entre los pozos inyectores, ya que de estos depende el tamaño de la cámara de solvente que debe ser el adecuado para que no existan pérdidas de calor significativas y se tenga un buen drenaje gravitacional hacia el pozo productor.

Experimentalmente este tipo de arreglo es el que mejores resultados ha presentado, ya que al tener una buena colocación de los tres pozos horizontales se ha podido incrementar el efecto de drenaje gravitacional abarcando una mayor área de contacto entre el solvente y el aceite pesado.

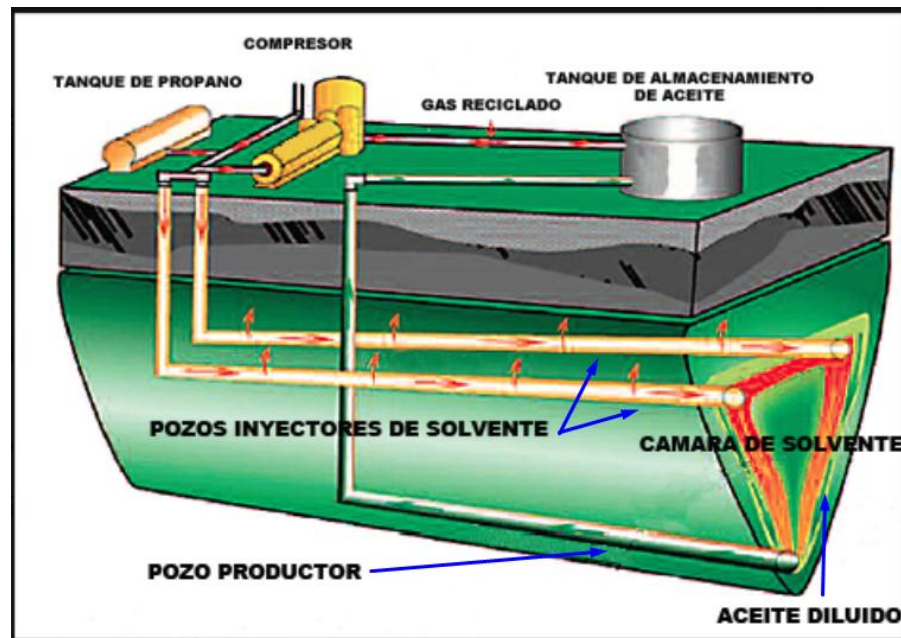


Figura 3.19: Arreglo de pozos 3; Dos pozos horizontales inyectores con un pozo productor (Marin, 2006)

Cabe mencionar que aparte de ser uno de los arreglos más prometedores en este tipo de recuperación, los costos son mucho mayores, en parte por la perforación de un pozo inyector más y porque será necesario un mayor volumen de solvente, por lo que a pesar de tener una mayor producción, económicamente no es conveniente.¹⁷

3.9.5 Arreglo 4: Un pozo inyector vertical y dos pozos productores horizontales

Para este tipo de arreglo se necesita diseñar dos pozos horizontales con la misma dirección, pero en sentido opuesto, quedando uno frente al otro a la misma profundidad, así como dejar una cierta distancia de separación entre cada pozo horizontal ya que en este intervalo se realizará la perforación del pozo inyector en forma vertical.

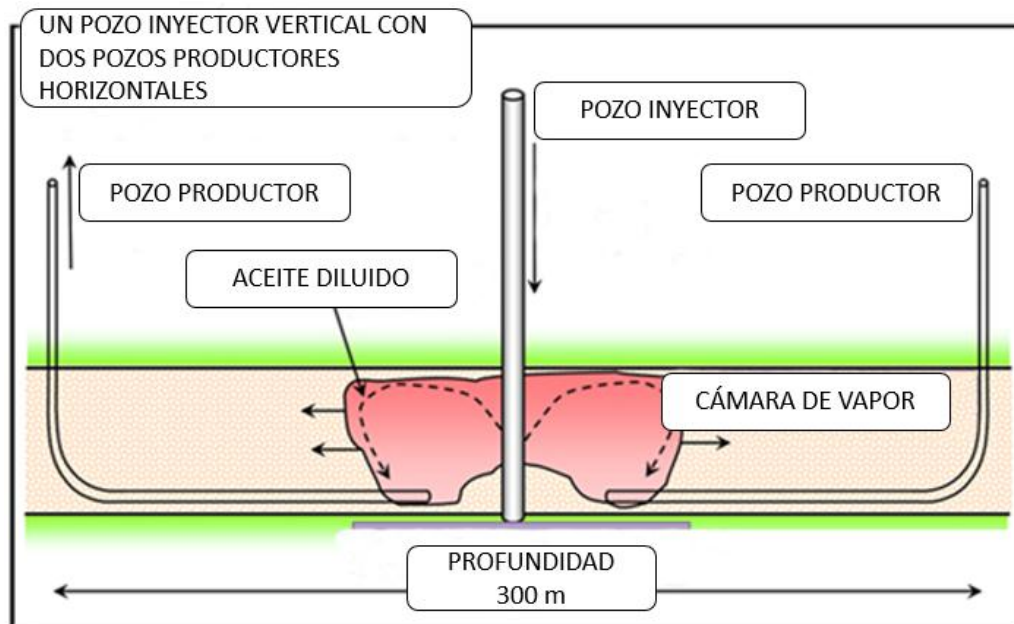


Figura 3.20: Arreglo de pozos 4; Un pozo inyector vertical y dos pozos productores horizontales. (Marin, 2015)

En la **Figura 3.20** se muestra el ejemplo de un arreglo de este tipo, con tres pozos en operación y la cámara de solvente generada.

Este tipo de arreglo de pozos aprovecha al máximo el drenaje gravitacional puesto que la cámara de solvente generada forma una esfera y cada uno de los pozos aprovecha el escurrimiento en las paredes de la cámara.

A pesar de tener un gran aprovechamiento del aceite drenado, las dificultades para este tipo de arreglo se presentan en el diseño y ejecución de la perforación.¹⁷

3.10 Ventajas y desventajas del método VAPEX

3.10.1 Ventajas

- No hay pérdidas de calor significativas. A diferencia de la inyección de vapor en donde el calor se distribuye en el yacimiento por conducción térmica, el proceso con solvente implica una difusión molecular.

- El calor se distribuye de manera lateral y alejándose del punto de inyección, de esta manera una mayor parte del yacimiento puede ser drenado y más aceite puede recuperarse.
- El solvente puede recuperarse de manera factible por medio de una despresurización o por medio de la producción del aceite, en forma de solución o en forma de gas libre para su futura reutilización.
- Comparando el consumo de energía entre los procesos de inyección de vapor y el método VAPEX, se puede observar que éste último necesita sólo cerca del 3% de energía comparado con el proceso de inyección de vapor.
- La interacción del solvente con el agua caliente hace que el método sea más efectivo ya que el proceso reutiliza el solvente de manera cíclica dentro de la cámara de solvente, antes de su recuperación en el pozo productor, esto por medio de los procesos de evaporación y condensación del solvente.
- El aceite puede ser recuperado de manera factible sin el inconveniente de ser contaminado por el solvente inyectado.^{14,18,19,20,23,24,26}

3.10.2 Desventajas

- Posible taponamiento de los pozos por precipitación de asfaltenos, que afectan el flujo del aceite diluido.
- Poca disponibilidad industrial del solvente lo que provoca su alto costo.
- Alta precisión en la perforación de los pozos.
- Bajos factores de recuperación al inicio del proceso.
- Control de la presión para evitar la condensación de los solventes.
- Alto costo del método en general (solvente, perforación, equipo superficial).
^{14,18,19,20,23,24,26}

CAPÍTULO IV. CASOS DE CAMPO

El método VAPEX se ha implementado en simulaciones basadas en yacimientos reales, mostrando resultados positivos. En México, yacimientos como Samaria Neógeno y Pánuco son prospectos adecuados para desarrollarse con este método.

4.1 Caso 1.- Faja del Orinoco

La faja del Orinoco se ubica en la parte sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, al sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, es la más grande acumulación de crudos pesados en el mundo, albergando una reserva aproximada 1,360 MMMb de petróleo original en sitio (POES), su área es de 55,314 km² y está dividida en 4 áreas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo que a su vez se encuentran segmentadas en 29 bloques.³²

El área empleada para la simulación es la Formación Oficina, esta se encuentra en la Provincia Oriental de la Faja del Orinoco en el sector de Carabobo, desarrollado por la empresa Petromonagas.

Esta formación está dividida en 3 unidades sedimentarias:

- Unidad I --- Morichal
- Unidad II --- Yabó
- Unidad III --- Jobo y Pílon

El área de mayor trascendencia es la Unidad I --- Morichal que a su vez se divide en Morichal Inferior, Medio y Superior, cuyas características se presentan en la Tabla 4.1.⁹

Tabla 4.1
*Características de la formación.*⁹

Unidad	Tipo de roca	Tamaño de grano	Saturación de aceite
Morichal Inferior	Arenas masivas y arcilla con intercalaciones de pequeñas láminas de carbón.	Grueso a medio hasta fino	Alta
Morichal Medio	Arenas masivas intercaladas con laminas de arcilla e intervalos de carbón.	Grueso a medio	Alta
Morichal Superior	Arenas delgadas generalmente calcareas intercaladas con arcillolitas.	Fino a muy fino	Alta

4.1.1 Propiedades generales del campo

Tabla 4.2
Información del yacimiento. (Modificada de Silva, 2011)

Información del yacimiento	Mínimo	Máximo	Unidad
Porosidad promedio	32		%
Permeabilidad promedio	7		Darcy
Densidad API	7.5	8.5	°API
Viscosidad del petróleo	1500	5000	cP
Temperatura	120	140	°F
Corte de agua promedio	3	4	%
Promedio de RGA	500		pies ³ /b
Presión de yacimiento	1000	1200	lpc
Gradiente de presión	0.44		lpc/pie
Producción promedio por pozo	800		bpd
Profundidad	2600	3300	pies

Tabla 4.3

Propiedades petrofísicas. (Modificada de Silva, 2011)

Información petrofísica	Mínimo	Máximo	Unidad
Salinidad del agua	2700	4000	ppm
Resistividad del agua	0.23	1.34	ohm*m
Densidad de la roca	2.68		gr/cc
Porosidad efectiva	28		%
Saturación de agua	20	30	%
Resistividad del agua	9	14	ohm*m
Volmen poroso saturado de petróleo	14	16	%

4.1.2 Screening

Con base en los parámetros del yacimiento se realizó un screening con los siguientes métodos de recuperación mejorada: Inyección de CO₂, surfactantes, alcalinos, polímeros, ASP (combinación alcalino-surfactante-polímero), y VAPEX, resultando éste último el método más adecuado para su implementación en el desarrollo del campo **Figura 4.1.**⁹

Macolla No: X											
Pozo: CGC X02P											
Parámetros	API	μ	P	SW	ANP	Kh	Profundidad	T	PHIE	Vahale	$K^*h/Voil$
Unidad		cp	Lpc	%		md	Pies	$^{\circ}F$	%	%	mD*pie/Cp
PILON				34.8	17	1400	2626.01		40.4	12.9	
JOBO				33.1	30	4100	2819.4		33.7	16.3	
YABO				-----	0	-----	2864.52		-----	-----	
M.S	8.2	2440	1218	27.3	63.5	1740	2670	127	34.2	11.8	45
M.M	8.2	1676	1325	20.9	113	5460	2977	132	31.6	8	368
M.I	8.2	1440	1250	18.3	175	5880	3288	138	34	6.5	715

Propiedades del petróleo				Propiedades del yacimiento							
Proceso EOR	API	μ	Comp.	So	ANP	Kh	Profundidad	T			
CO2	>25	Inyección de gas			Pies	md	pies	$^{\circ}F$			
		cp	%	>30	<50	NC	>2500	NC			
Polimero	>25	Inyección química			SW						
		<100	NC	>10	NC	>10	<9000	<200			
		13 - 25	NC	>10	NC	>20	<9000	<200			
ASP	13 - 25	<300	NC	>10	NC	>25	<9000	<200			
VAPEX	<15	>200	NC	<40	>50	>500	<4500	NC	>20	<35	<1800

Figura 4.1: Screening para Macolla No. X (Modificada de Silva, 2011)

4.1.3 Análisis composicional

Posteriormente se realizó un análisis composicional del aceite de la formación Morichal Inferior donde se agruparon los componentes pesados de C₇ a C₁₅, C₁₆ a C₂₉, C₃₀₊ resultando la Tabla 4.4.⁹

Tabla 4.4

Análisis composicional. (Modificada de Silva, 2011)

Nº de componentes	Componentes del hidrocarburo	% de cada componente en el hidrocarburo
1	CO ₂	0.022682
2	N ₂	0.005917
3	C ₁	0.310453
4	C ₂	0.00286
5	C ₃	0.004832
6	i-C ₄	0.002071
7	n-C ₄	0.003846
8	i-C ₅	0.002268
9	n-C ₅	0.002268
10	C ₆	0.004438
11	C ₇ a C ₁₅	0.11384
12	C ₁₆ a C ₂₉	0.187515
13	C ₃₀₊	0.337008
	Total	1

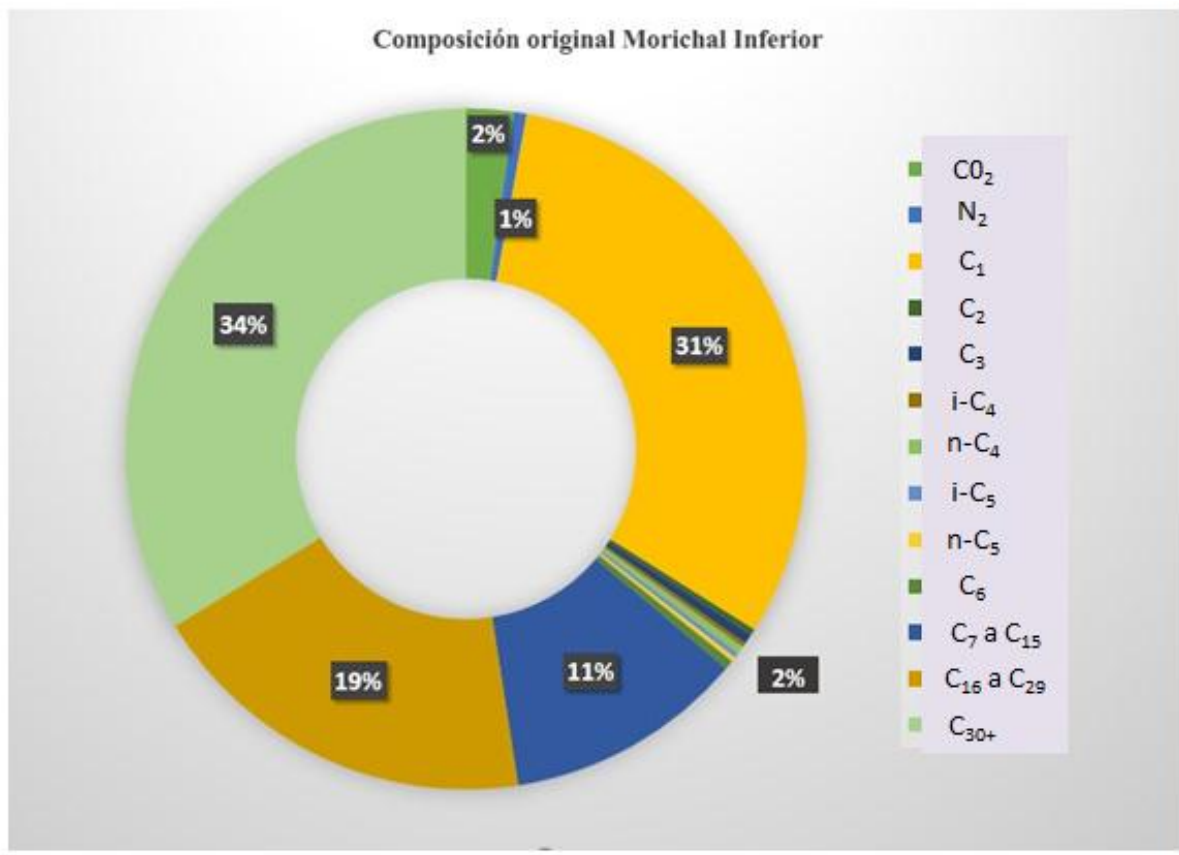


Figura 4.2: Composición original de morichal Inferior. (Modificada de Silva, 2011)

4.1.4 Mezcla

Con la información obtenida se llegó a una mezcla con la siguiente composición:

- 60% Metano
- 20% Propano
- 12% n-Butano
- 8% i-Butano

Con punto crítico de 54.38 °C y 1,558 lpc.⁹

Haciendo de esta la mezcla más económica posible debido a que una restricción fue que no debía exceder el porcentaje de los componentes que se produce en el campo de explotado por la empresa Petromonagas.⁹

Se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- La temperatura crítica de la mezcla no debe superar la temperatura del yacimiento (129°F o 54.38°C).
- La mezcla tiene que llegar a la formación lo más aproximado a la línea de saturación del diagrama de fase.
- La mezcla se inyecta a la misma temperatura del yacimiento desde la superficie asumiendo que no hay pérdida de calor de ningún tipo.
- Se asumió una pérdida de presión de 100 lpc por lo extenso de la longitud del pozo. el pozo tiene un MD (Measured Depth) de 3,170 metros, TVDSS (True Vertical Depth Subsea) 959 metros, con una longitud en la sección horizontal de 1,620 MD metros.
- No se asumió el incremento de la temperatura en las inmediaciones del pozo por efecto del incremento de presión al momento de la inyección. ⁹

4.1.5 Simulación

La simulación final se hizo utilizando el simulador CMG en el pozo CG-X16, en la sección Macolla X de la formación Morichal Inferior, a una profundidad de el pozo tiene un MD de 3,170m, TVDSS 959m, con una longitud en la sección horizontal de 1,620m MD.

En el método VAPEX cíclico, se completaron 26 ciclos en donde existe inyección de la mezcla solvente durante cuatro días más uno de uso para modificación del pozo de inyector a productor y 30 días de producción, con variación de la inyección en la sección horizontal, como se muestra en la **Figura 4.3.** ⁹

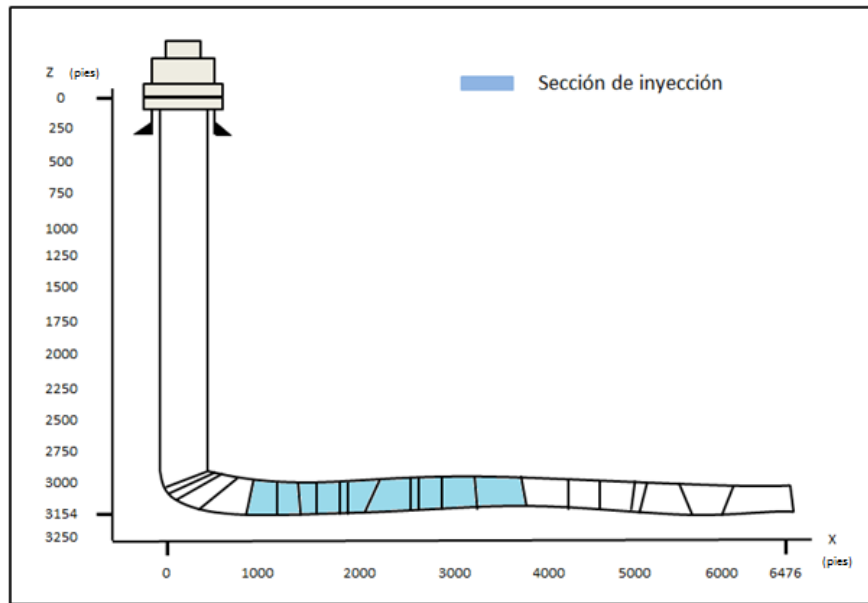


Figura 4.3: Inyección de la sección horizontal. (Modificada de Silva, 2011)

4.1.6 Resultados

Los resultados fueron los siguientes:

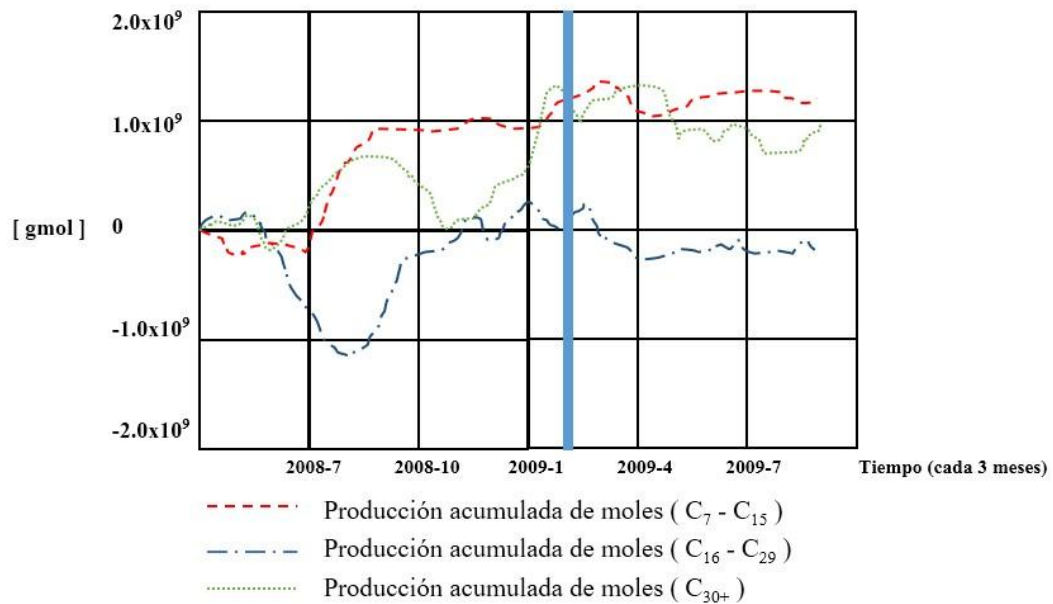


Figura 4.4: Producción acumulada de pseudocomponentes pesados. (Modificada de Silva, 2011)

En la **Figura 4.4**, se muestran 3 pseudocomponentes, el primero de C_7 a C_{15} , el segundo de C_{16} a C_{29} y el tercero C_{30+} en donde se observa un ligero decremento en la producción del pseudocomponente 3 lo que indica que existe precipitación de asfaltenos en la formación, esto se debe tener en consideración ya que podría provocar la reducción de la permeabilidad efectiva por obstrucción de los canales de flujo.⁹

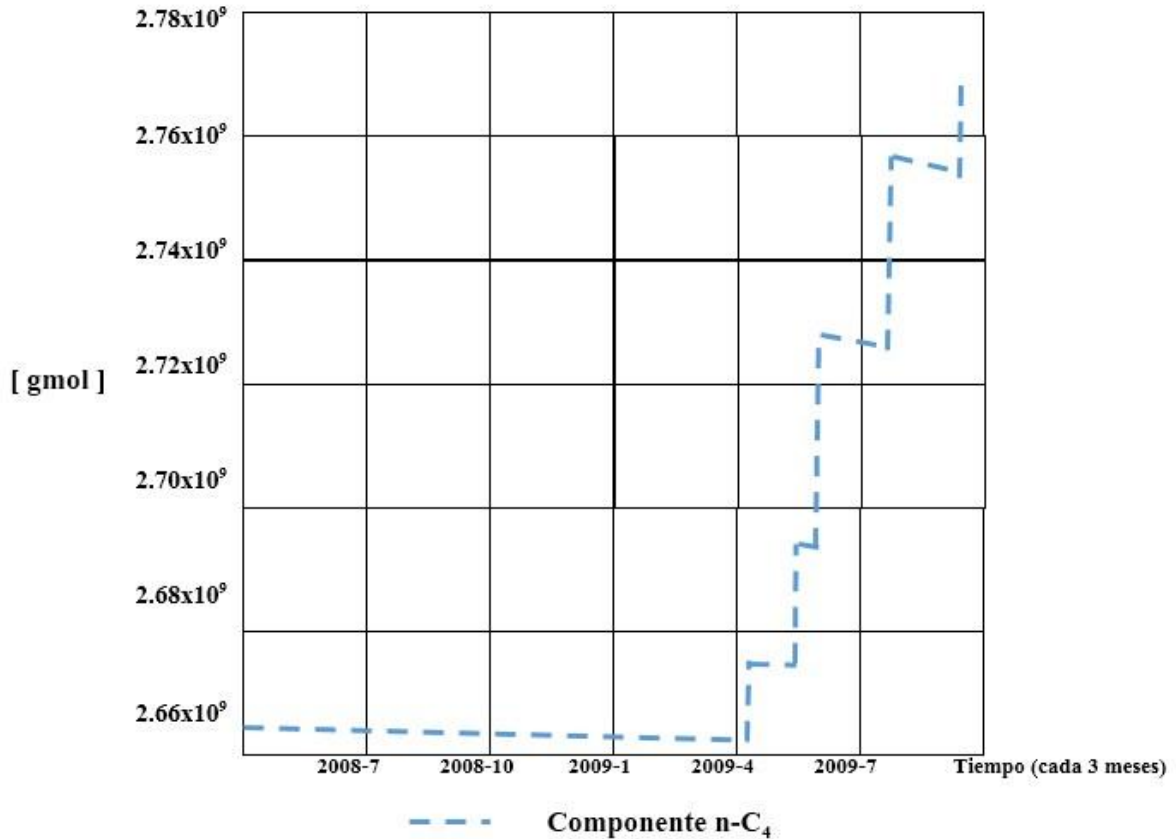


Figura 4.5: Moles del componente nC₄. (Modificada de Silva, 2011)

En la **Figura 4.5**, previo a la inyección existe una declinación de la producción de n-C₄, esto es resultado de la producción de componentes intermedios quedando en el yacimiento componentes pesados lo que incrementa la viscosidad, posterior a la inyección y debido a la transferencia de masa se observa un incremento en la producción de n-C₄ consecuencia de la aportación de componentes intermedios del aceite al gas de inyección lo cual indica una buena miscibilidad y una reducción de la viscosidad.⁹

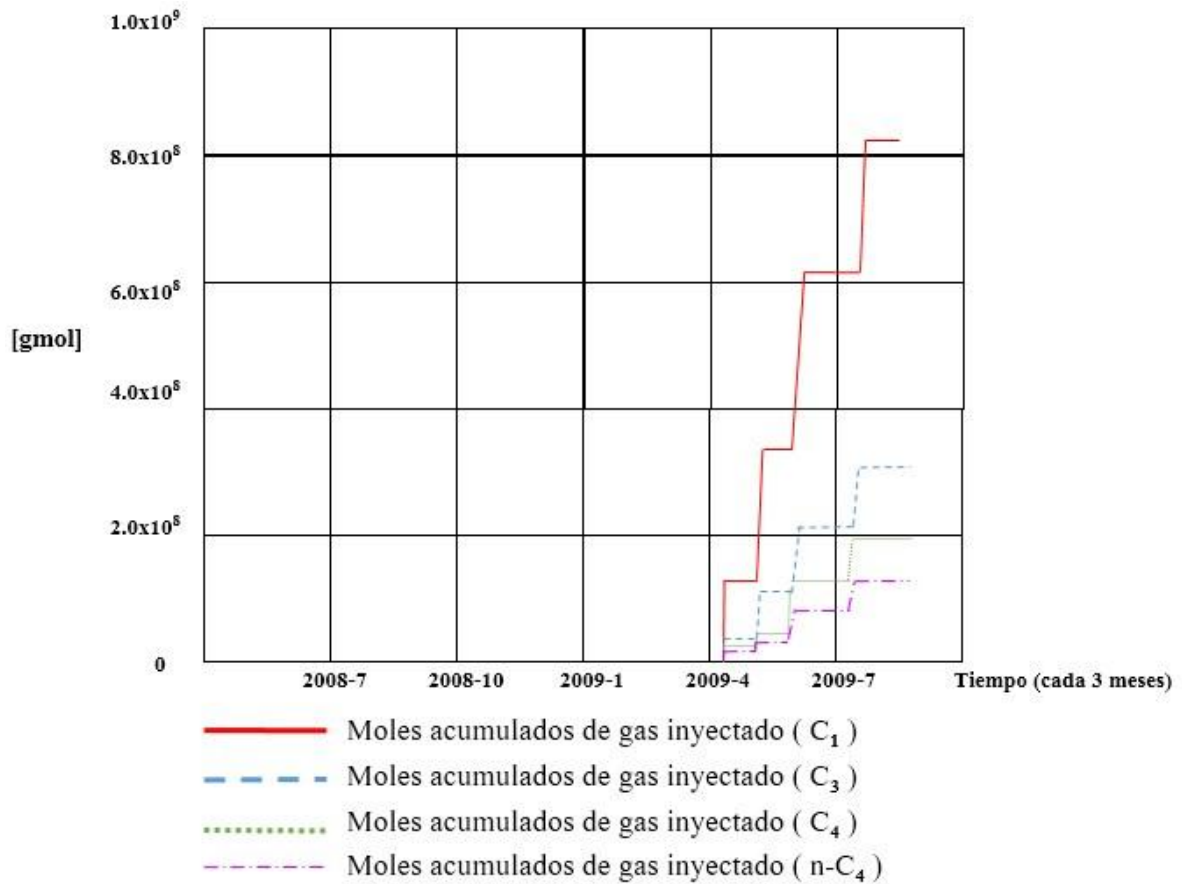


Figura 4.6: Masa acumulada de gas inyectado (C₁). (Modificada de Silva, 2011)

Debido a la inyección se observa un incremento molar proporcional de los componentes C₁, C₃, C₄, n-C₄ que forman la mezcla en un periodo de 3 meses, como la mezcla está conformada principalmente por metano 60%, se puede apreciar un incremento en la acumulación molar mayor en relación a los demás componentes. **Figura 4.6**⁹

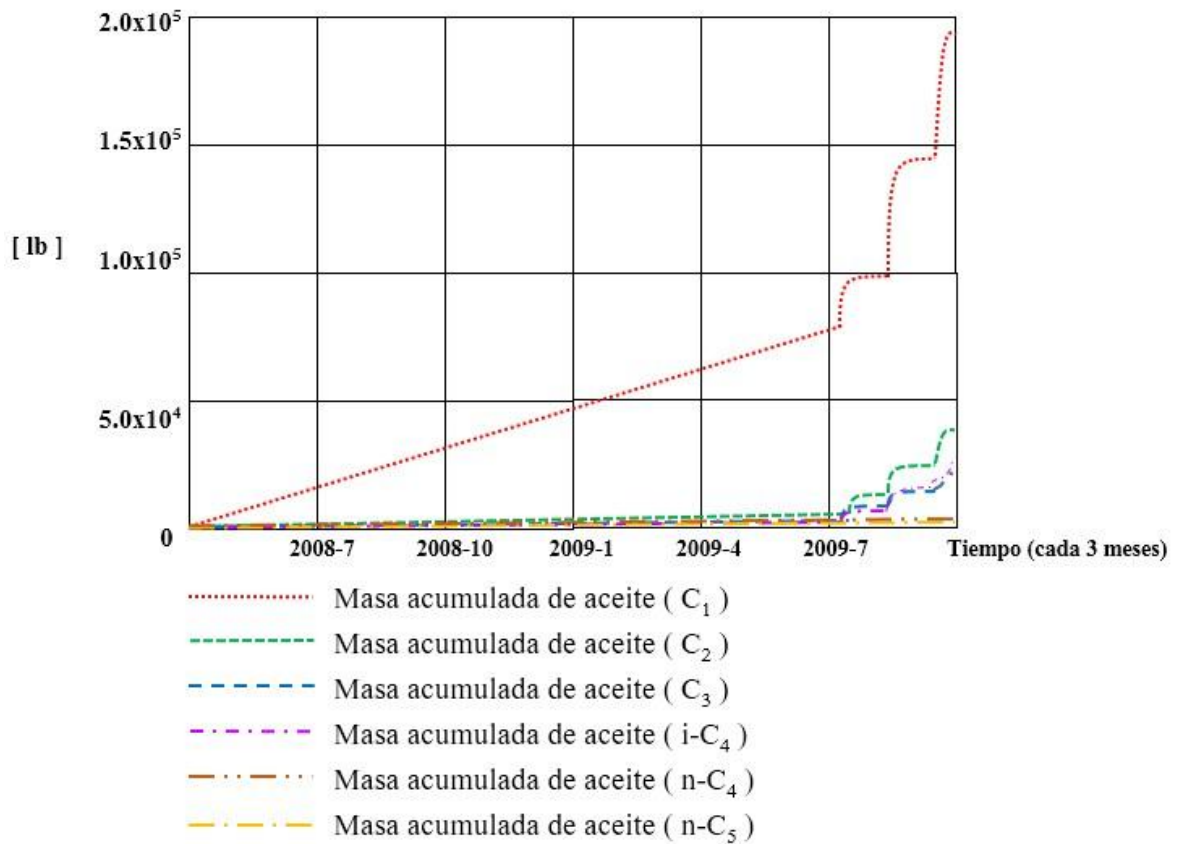


Figura 4.7: Masa acumulada de aceite por componente. (Modificada de Silva, 2011)

En la **Figura 4.7** se observa la cantidad de metano que no pudo mezclarse con el aceite, el cual puede ser recuperado y reutilizado para los siguientes ciclos de inyección. Esto es resultado de la poca compatibilidad del metano con el aceite dentro del yacimiento, es por ello que un solvente con componentes medios como el propano logra un mejor proceso de miscibilidad. Sin embargo, la composición de la mezcla para este caso específico fue restringida por la alta producción de metano de la empresa Petromonagas.⁹

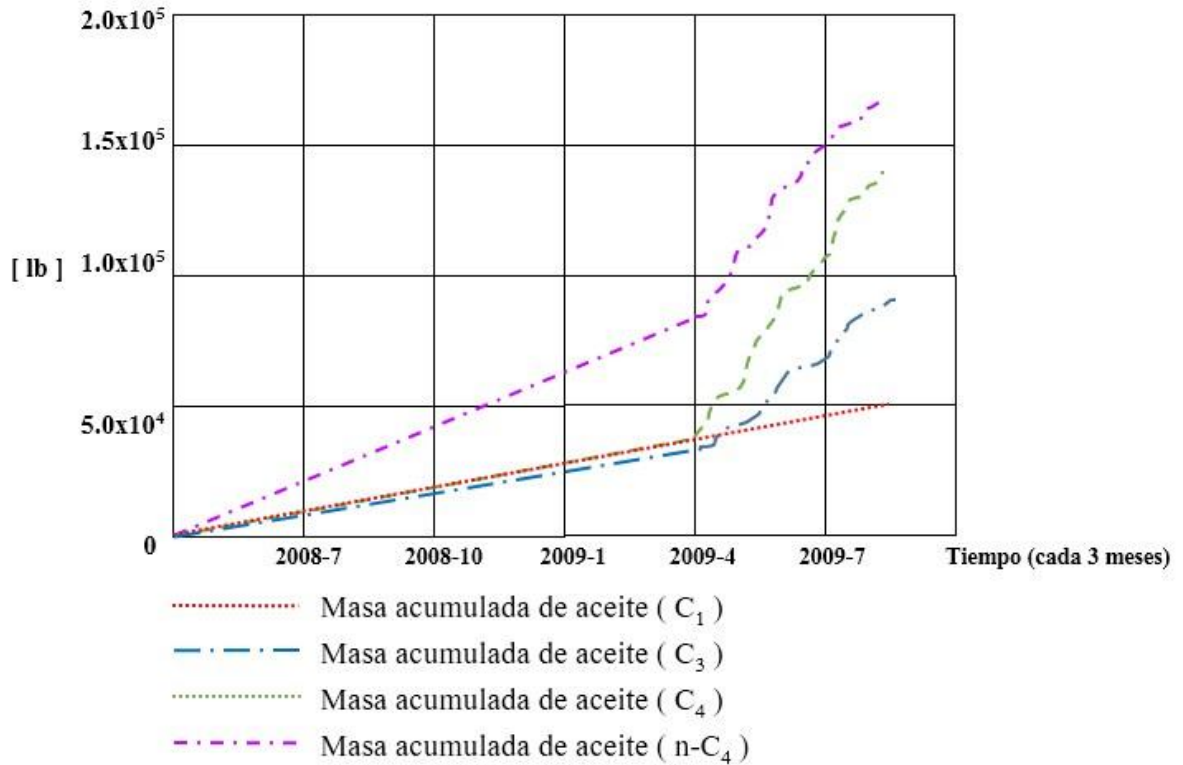


Figura 4.8: Masa acumulada de aceite producido por componente de inyección. (Modificada de Silva, 2011)

Se puede apreciar un incremento en la producción de todos los componentes que fueron inyectados demostrando que la transferencia de masa y aportación de componentes del aceite hacia el gas enriquecido es efectiva. **Figura 4.8**⁹

4.2 Posibles aplicaciones del método VAPEX en México.

México tiene un 62% de reservas probadas de aceite pesado con una producción de 2,182 Mbd hasta septiembre del 2016, (PEMEX, 2016). Una de las problemáticas a nivel nacional es la explotación de estas reservas en donde los métodos de recuperación primaria y secundaria no son óptimos para el desarrollo de estos campos, razón por la cual la implementación de nuevas tecnologías es necesaria.^{3, 27}

4.2.1 Caso 2.- Samaria Neógeno

El Campo Samaria Neógeno, ubicado en la Cuenca Terciaria en el sureste de México, a 17 km al oeste de Villahermosa **Figura 4.10**, está constituido por depósitos de arena de ambiente tipo fluvial, formado por canales entrelazados y apilados, en formaciones de edad Plioceno, a profundidades de 700 a 1,000 metros, tiene un volumen original de 650 MMb de petróleo extra-pesado y una reserva de 129 MMb. Fue descubierto en 1960 con la perforación del pozo Samaria 2, productor de petróleo extrapesado con densidad menor de 10 °API y viscosidad de 1,000 a 5,000 cP a condiciones de yacimiento, fue clasificado como petróleo no comercial, debido a que no pudo ser extraído con las técnicas convencionales. (Arteaga, M., 2013, p.487)



Figura 4.10: Samaria Neógeno. (Arteaga, Aguilar, Altamirano, 2013)

Tabla 4.5

Propiedades petrofísicas Samaria Neógeno. (Arteaga, 2013)

Propiedades Petrofísicas		
Tipo de Yacimiento	Estructural estatigrafico arenas no consolidadas	
Área	25	km ²
Porosidad	20 - 38	%
Permeabilidad	1 - 6	D
Espesor bruto	500	m
Espesor neto	120 - 150	m
Profundidad	600 - 1000	m

Tabla 4.6

Propiedades del fluido Samaria Neógeno. (Arteaga, 2013)

Propiedades del Fluido		
Densidad	5 - 11	°API
Viscosidad	1000 - 5000	cP
RGA	10 - 20	m ³ /m ³
Presión inicial	1340	lpc
Temperatura	47	°C

Debido a las características del campo se realizó una prueba piloto de inyección alternada de vapor en donde se perforaron ocho pozos, cuatro verticales, tres horizontales y uno desviado, todos productores de aceite extrapesado siendo posible producirlos en frío. La producción neta obtenida en frío, vario de 70 bpd a 280 bpd para los pozos verticales y hasta 400 bpd para los horizontales, a partir de la inyección de vapor la producción se incrementó de 615 a 1,700 barriles.²⁸

A dos años y medio de que se inició la prueba piloto se produjeron 1.81 MMb de aceite. Se invirtieron 73 MMUSD y se tuvo un ingreso de 181 MMUSD, considerando un precio de 100 USD/B. Basados en el precio actual de 37.19 USD/b el ingreso seria de 67. 31 MMUSD.²⁸

Con base en los dos parámetros principales de selección, densidad API y profundidad y con respecto a los resultados positivos obtenidos en la prueba piloto con la inyección alternada de vapor, la implementación del método VAPEX puede ser una mejor alternativa debido a un posible aumento en el factor de recuperación con la inyección de solvente causado por

los diferentes procesos mencionados anteriormente, como la transferencia de masa. Sin embargo, para garantizar la rentabilidad del método es necesario que el precio de la mezcla mexicana de exportación (MME) esté por encima de los 40 USD/b ya que Murray Smith (2011) menciona que, con el método de extracción con solventes, las arenas bituminosas serán rentables, aunque el precio sea de 30 ó 40 USD/b.³³

4.2.2 Caso 3.- Campo Pánuco

El bloque Pánuco se ubica aproximadamente a 20 km al oeste de la ciudad de Tampico Tamaulipas, en la planicie costera del golfo de México, en la porción norte del Estado de Veracruz **Figura 4.11**. Limitado al norte por el bloque Altamira y al oeste por el bloque Ébano. Cubre una superficie de 1,839 km², dentro del bloque se encuentran los campos Salinas, Pánuco, Topila y parte de Cacalilao.²⁹

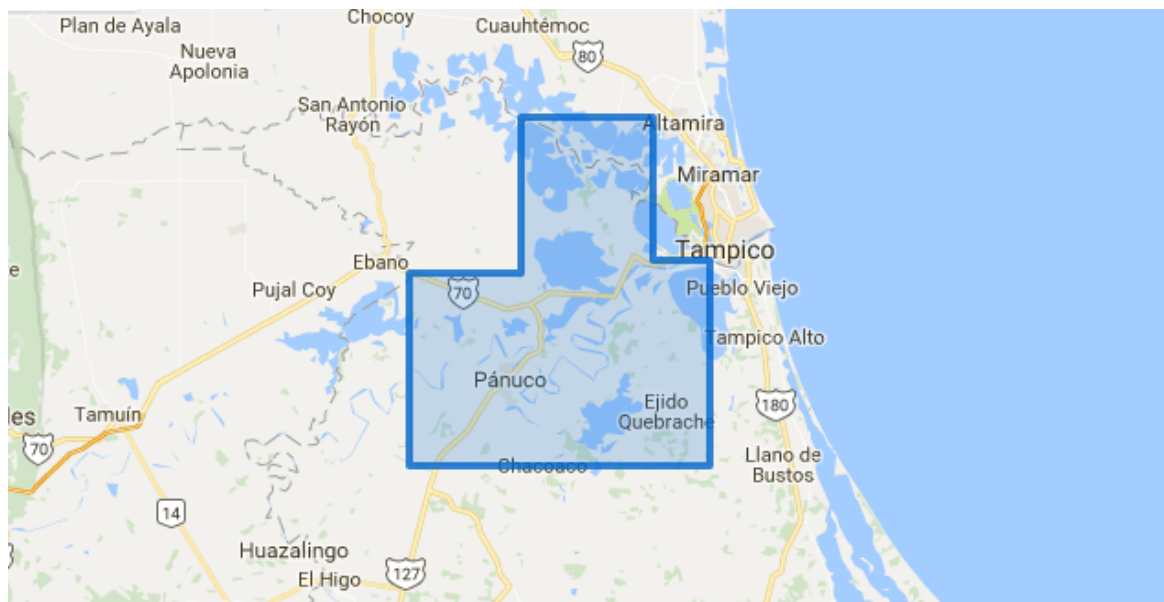


Figura 4.11: Ébano-Pánuco-Cacalilao. (PEMEX, 2012)

Tabla 4.7

Propiedades petrofísicas Pánuco (Modificada de PEMEX, 2012)

Propiedades Petrofísicas		
Tipo de Yacimiento	Carbonatos Naturalmente Fracturados	
Área	1839	km ²
Porosidad	6 - 12	%
Permeabilidad	1 - 1000	mD
Espesor neto	70 - 140	m
Profundidad	300 - 800	m

Tabla 4.8

Propiedades de los fluidos Pánuco (Modificada de PEMEX, 2012)

Propiedades del Fluido		
Densidad	10 - 13	°API
Viscosidad	300 - 700	cP
Temperatura	40 - 45	°C
Área desarrollada	140	km ²

Los yacimientos son someros (300 a 800 m) de edad Cretácico Superior, producen aceite pesado de 10 a 13° API; la viscosidad del aceite es de 300 a 700 cP @ cy; la temperatura del yacimiento varía de 40 a 45° C; el mecanismo de empuje es expansión roca-fluido; el área desarrollada es de 140 km².²⁹

Las rocas productoras son calizas arcillosas naturalmente fracturadas con espesores impregnados que varían de 70 a 140 m. La presión es baja en estos yacimientos, la intensidad del fracturamiento determina la productividad; actualmente, tiene una presión de 40 a 50 kg/cm² (568 a 711 lpc). El flujo es solamente por fracturas. El factor de recuperación actual es de 10.2%; la porosidad varía de 6 a 12%, la permeabilidad de 1 a 1,000 milidarcies (mD). (PEMEX. 2011, p.9.)

Como las propiedades petrofísicas y del fluido son compatibles para la aplicación del método VAPEX, este surge como un método de recuperación mejorada viable para la explotación y desarrollo del campo, en específico las fracturas ayudan a que el solvente alcance una mayor área de contacto con el aceite pesado además de otorgarle un mayor tiempo de residencia, lo que genera una mayor eficiencia en la transferencia de masa.

CONCLUSIONES GENERALES

El método de recuperación mejorada VAPEX surge como alternativa a los métodos térmicos y químicos de recuperación que no logran ser la solución ideal para la explotación de reservas de aceite pesado. El uso de solventes hidrocarburos, que son capaces de cambiar las propiedades del aceite en el yacimiento, por medio de procesos de disolución y mecanismos miscibles de transferencia de masa (condensación y vaporización) reducen la viscosidad del aceite generando una interfase solvente/aceite la cual se drena por efecto gravitacional mejorando la producción.

Al ser un método que combina procesos térmicos y químicos tiene la ventaja de poder aplicarse en casi cualquier tipo de yacimiento, en específico a los de poca permeabilidad y capas delgadas ya que no tiene pérdidas significativas de calor, de la misma forma el arreglo de los pozos se convierte en un factor primordial en la aplicación del método VAPEX ya que al perforar horizontalmente se abarca una mayor área provocando que el mecanismo de drene gravitacional ocasionado por la disolución del solvente se aproveche al máximo.

Parámetros como la temperatura y presión de inyección del solvente juegan un papel importante en la eficiencia del método ya que de ellos depende la disolución de éste con el aceite, a mayor temperatura y mayor presión, sin alcanzar el punto de condensación, resultan en una mayor disolución del solvente y por consecuencia un mayor gasto por drene gravitacional.

La composición del solvente debe ser lo más afín al aceite del yacimiento para asegurar una efectiva transferencia de masa por medio del intercambio molecular efectuado en los procesos de condensación y vaporización, sin embargo, este punto se ve afectado por el factor económico ya que el solvente debe ser lo más económicamente posible para que el método sea rentable.

El consumo de solvente dentro del método VAPEX varía dependiendo de las condiciones de operación, a mayor presión de inyección y una mayor temperatura el consumo de

solvente será menor que a presiones de inyección y temperaturas bajas. Este método tiene la ventaja de reutilizar parte del solvente inyectado ya que no contamina el aceite producido y se puede separar para volverse a inyectar, una vez que el método deja de ser rentable el solvente residual puede ser recuperado mediante una despresurización.

México cuenta con una gran cantidad de reservas de aceite pesado, algunos de estos yacimientos tienen las características adecuadas para la implementación del método VAPEX, lo cual sería una posible solución a los problemas de explotación de dichos yacimientos, sin embargo, se deben efectuar pruebas piloto para verificar la eficiencia del método.

A nivel mundial el método VAPEX ha sido probado en simuladores y pruebas de laboratorio con resultados positivos sin embargo a pesar de ser uno de los métodos más prometedores cuenta con restricciones fundamentales para su masificación ya que la baja disponibilidad del solvente incrementa el costo total. Se estima que la extracción con solventes es rentable con un precio de 30 ó 40 dólares por barril.³³

REFERENCIAS

1. Comisión Nacional de Hidrocarburos, (2012). El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada, pp. 9.
2. Alboudwarej, H., Felix, J., Taylor, S., Badry, R., Bremner, C., Brough, B., Skeates, C., Baker, D., Pattison, K., Beshry, M., Brown, G., & Calvo, R., (Otoño de 2006). La importancia del petróleo pesado, Oilfield Review, 1, pp.38-39.
Alboueare
3. PEMEX. (2015). Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2015, p.3.
4. Curtis, C., Kooper, R., Decoster, E., Guzmán, A., Huggins, C., Knauer, L., Minner, M., Kupsch, N., Linares, L., Rough, H., & Waite, M.. (2002/2003, Invierno). Yacimientos de petróleo pesado. Oilfield Review, 1, pp.32-33.
5. Instituto Mexicano del Petróleo, (2013). Tipos de petróleo, México.
6. Téllez, R., (2014). Evaluación geológico-petrolera de yacimientos de aceite pesado, caso Sonda de Campeche, (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, México.
7. Delgado, J., (2006). Asfaltenos composición, agregación, precipitación. Cuaderno FIRP S369-A, 1, p.1, pp.5-7.
8. París de Ferrer, M., (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos Petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
9. Silva, B., (2011). Evaluación de tecnologías de recuperación mejorada no térmicas en el campo Cerro Negro, (Tesis de licenciatura). Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, Barcelona.

10. Rodríguez, E., & Orjuela, J., (2004, diciembre). Feasibility to apply the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) technique in the country's heavy crude-oil fields. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, 2, pp.10-15
11. Souraki, Y., Ashrafi, M., & Torsaeter, O., (2016, enero). Experimental investigation and comparison of thermal processes: SAGD, ES-SAGD and SAS. *International Journal of Engineering Trends and technology (IJETT)*, Volumen 31 número 2, pp.101-102.
12. Edmunds, N., Moini, B., & Peterson, J., (2009, junio). Advanced Solvent-Additive Processes via Genetic Optimization. *Canadian International Petroleum Conference*, 3, pp.2-3.
13. Lake, L., (1989). Enhanced oil recovery. New Jersey: Prentice Hall.
14. Butler, R., & Mokrys, I. (1990, noviembre-diciembre). A New Process (VAPEX) for Recovering Heavy Oils Using Hot Water and Hydrocarbon Vapour. *The Journal Canadian Petroleum Technology*, 29, No.6.
15. Arriola, A., & Arteaga, M. (mayo 1993). *Recuperación mejorada de petróleo. México.*
16. McCain, W. (1990). *The properties of petroleum fluids*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books .
17. Marin, R. (2015, febrero 2). Hydrocarbon solvent injection study for heavy oil recovery in the Colombian oil sands. *Geoscience Technology Workshop, Expanding Unconventional Resources in Colombia with New Science-From heavy oil to Shale Gas/Shale oil Opportunities*, pp.9-12, p.14.

18. Mokrys, I., & Butler, R., (1993, marzo). The rise of interfering solvent chambers: solvent analog model of stream-assisted gravity drainage. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, 32, No.3, pp.26-27, p.29.
19. Rychlicki S., Stopa, J., & Wojnarowski P. (2006). New technologies of enhanced oil recovery, *Acta Montanistica Slovaca*, 1, pp.140-144.
20. Das, S., & Butler, R. (1995). Vapour Extraction of heavy oil and bitumen. *Department of Chemical and Petroleum Engineering*, pp.962-966.
21. Ferguson, M.A., Mamora, D.D., y Goite, J.G. (2001). Steam-Propane Injection for Production Enhancement of Heavy Morichal Oil. Paper 69689 presented at the *International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*, Porlamar, Venezuela, 12-14 March.
22. Céron, S., & Monjarás, V. (2012). Análisis del proceso Vapex para la recuperación mejorada de aceite, (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, México, pp.47-49.
23. Haghghat, P., & Maini, B. (2013, noviembre). Effect of Temperature on VAPEX Performance. *Journal Canadian Petroleum Technology*, 1, pp.408-416.
24. Butler, R., Mokrys, I., & Das, S., (1995, junio). The Solvent Requirements for VAPEX Recovery. *Society of Petroleum Engineer* 30293, pp.465-470.
25. Joshi, S. (2003). Cost/Benefits of Horizontal Wells. *Society of Petroleum Engineer* 83621, pp.1-5.

26. Azin, R., Kharrat, R., Ghotbi, C., & Vossoughi, s.. (2008). Effect of Fracture Spacing on VAPEX Performance in Heavy Oil Fracture Systems. *Iran. J. Chem. Chem. Eng.*, 27, No 1, pp.35-36, p.43.
27. PEMEX. (2016, septiembre). Informe mensual sobre producción y comercio de hidrocarburos. *Indicadores petroleros*, 28, No.9, p.3.
28. Arteaga, M., (2013, agosto). Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México. *Ingeniería petrolera*, 53, No.8, pp.486-487.
29. PEMEX. (2011, junio). *Resumen Ejecutivo, Bloque Pánuco*. México: Pemex Exploración y Producción.
30. Roodsaz, J., Ahmadi, M., Sajjadian, V., & Abbasi, S. (2007). Experimental and Simulation - Assisted Feasibility Study of Gas Injection to Increase Oil Recovery Using a Combination of Semi-VAPEX and GAGD Techniques, *Iran. J. Chem. Chem. Eng.*, 26, No.2, pp.77-78.
31. Nieto, R., (diciembre 1987). *Apuntes de principios de mecánica de yacimientos*. México.
32. Petróleos de Venezuela, S.A. (2016). *Faja petrolífera del Orinoco*. Venezuela. <http://www.pdvsa.com>.
33. Bullis, K., (agosto 2011). *Un nuevo proceso podría obtener petróleo canadiense más barato y limpio*. MIT Technology Review. <http://www.technologyreview.es>
34. Arévalo, J., (2015). *Propiedades de los Fluidos en los Yacimientos Petroleros y Aplicaciones*. Facultad de ingeniería. México.
35. Cobeñas, R., Hogg, S. & Rojas, V (2008) *Mejoramiento de la Producción de Petróleo Mediante el Uso de Aplicaciones Biotecnológicas*.

36. Moreira, L., González, G., & Lucas, F. (1998) Estudo da interatividade entre macromoléculas asfálticas e compostos estabilizantes: LCC e Cardanol. *Polímeros*. Vol. 8 No. 3, Sao Carlos.
37. Japan Petroleum Exploration Co., Ltd (2016). *Oil Sands Development by SAGD Process*. http://www.japex.co.jp/english/business/ep_o/oilsands_sagd.html
38. Peacock, M., (2010) Athabasca oil sands: reservoir characterization and its impact on thermal and mining opportunities, *Petroleum Geology: From Mature Basins to New Frontiers*. p. 1148
39. ConocoPhillips And Canada's Oil Sands (2010) Can Oil Sands Be Developed Responsibly? <http://www.conocophillips.ca/>
40. Salager, J., (2005) Recuperación Mejorada del Petróleo. Cuaderno FIRP S357-C. Mérida, Venezuela, p.5
41. Hosein, R., Bertrand, W., & Dawe, R., (2011). TRINIDAD EOR—1: More than 1 billion bbl of heavy oil remain onshore. <http://www.ogj.com/>

APÉNDICE A: CONCEPTOS FUNDAMENTALES

I.1 Fuerzas y propiedades que intervienen en el flujo de los fluidos

El flujo de fluidos dentro del yacimiento es gobernado principalmente por las fuerzas de presión, viscosidad, capilaridad, efectos gravitacionales. La relevancia que tienen dichas fuerzas en el movimiento de las diferentes fases depende de su magnitud o su intensidad, misma que varía dependiendo de las propiedades tanto de la roca como de los fluidos, así como la cercanía a los pozos.³¹

I.1.1 Gradiente de presión

Se le conoce como gradiente de presión a la variación de los valores de presión por unidad de profundidad, estos cambios en los valores de presión se generan por la presión ejercida por la columna de fluido por pie de profundidad, generalmente se expresa en lpc/pie.

Los gradientes normales en los yacimientos varían dependiendo de la presión temperatura y salinidad del agua:

- 0,5 lpc/pie para salmueras.
- 0,433 lpc/pie para agua dulce a 60 °F.
- 0,0017 lpc/pie para gases a presiones bajas.
- 0,10 - 0,38 para yacimientos de aceite, de gas a alta presión y de condensado.³¹

I.1.2 Densidad relativa del aceite, γ_o .

La densidad relativa o específica de un aceite, γ_o , se define como la relación de densidad del líquido con relación a la densidad del agua, a las mismas condiciones de presión y temperatura, es decir:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \tag{A.1}$$

En el sistema Inglés, ρ_o se expresa en lbm/pt^3 .

Asimismo, la densidad relativa del aceite, γ_o , se puede expresar como la densidad relativa 60°/60°, lo que significa que las densidades del líquido y del agua se midieron a 60°F a la presión atmosférica.³⁴

En la industria petrolera se emplea la densidad en grados *API* que se define como:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \tag{A.2}$$

En donde γ_o es la densidad relativa del aceite a 60°/60°.

I.1.3 Porosidad

La porosidad es una medida del volumen total de espacios vacíos en un medio, por tanto, la porosidad de una roca es la propiedad que se define como el espacio que no es ocupado por los granos sólidos de la roca, se expresa en fracción y/o porcentaje. Considerando la conectividad de los poros se tienen 2 tipos de porosidad:

Porosidad Absoluta: Es la relación del volumen total de poros y el volumen total de la roca, se expresa de la siguiente manera:

$$\phi_A = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_s}{V_t} \tag{A.3}$$

Donde:

ϕ_A = Porosidad absoluta

V_p = Volumen poroso

V_t = Volumen total

V_s = Volumen de sólidos

Porosidad Efectiva: Es la relación de volumen poroso conectado y el volumen total de la roca.

$$\phi_E = \frac{V_{pc}}{V_t} = \frac{V_{pc}}{V_t} \quad (A.4)$$

Donde:

ϕ_E = Porosidad efectiva

V_{pc} = Volumen poroso conectado

V_t = Volumen total

Este tipo de porosidad es la que se utiliza para los cálculos de volumen de aceite ya que es la que representa el aceite móvil en el yacimiento.¹⁵

I.1.4 Permeabilidad

La permeabilidad se define como la propiedad que permite el flujo de fluidos a través de un medio poroso, está dada en función de la interconectividad de los poros, si estos no están interconectados, la permeabilidad no existe; por lo tanto, existe una proporción entre la permeabilidad de un medio y la porosidad efectiva. Los factores que pueden afectar a la permeabilidad son los mismos que afectan la porosidad efectiva, es decir; la presión de sobrecarga, el empaquetamiento, el tamaño y la forma de los granos, la distribución de estos últimos de acuerdo al tamaño y al grado de cementación y consolidación. La unidad de permeabilidad es el Darcy (D). Se dice que una roca tiene la permeabilidad de un Darcy cuando un fluido con una viscosidad de 1 cP avanza a una velocidad de 1 centímetro por segundo bajo un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro **Figura A.1.**¹⁵

$$k = \frac{q\mu L}{\Delta P * A} \quad (A.5)$$

Donde:

k = Permeabilidad [Darcy]

q = Gasto del fluido [cm³/s]

P = Presión [atm]

A = Área [cm²]

L = Longitud del medio que se atraviesa [cm]

μ = Viscosidad [cP]

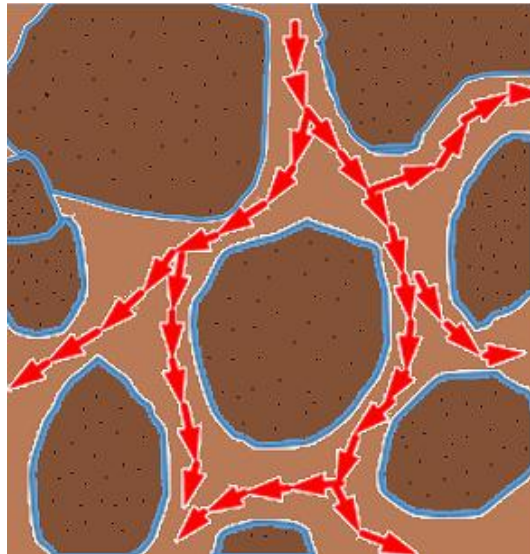


Figura A.1: Permeabilidad del medio poroso. (Modificada de McCain, 1990)

I.1.5 Viscosidad

La viscosidad es una medida de la resistencia al flujo ejercida por un fluido, generalmente se expresa en centipoise. Esta propiedad se ve afectada principalmente por la temperatura y la presión, siendo directamente proporcional a la presión e inversamente proporcional a la temperatura, por otra parte, si la cantidad de gas en solución es mínima o sufre un

decremento, la viscosidad aumenta ya que la cantidad de gas es una función directa de la presión.

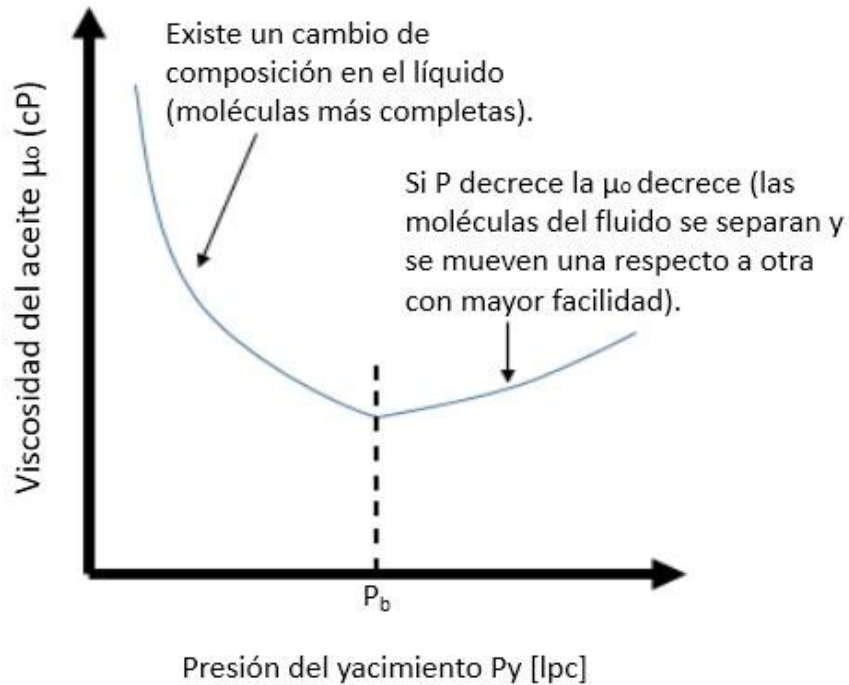


Figura A.2: Viscosidad del aceite como una función de la presión del yacimiento a temperatura constante.
 (Modificada de McCain, 1990)

La **Figura A.2** representa la relación que existe entre la presión y viscosidad, para presiones mayores a la P_b donde se observa que a medida que la presión decrece, la viscosidad sufre ese mismo decremento hasta la Presión de burbuja (P_b). A medida que la presión sigue disminuyendo por debajo de la P_b la viscosidad aumenta debido a la liberación de gas disuelto en el aceite.

El decremento que sufre la viscosidad en el rango de $P \geq P_b$ es debido a la descompresión, lo que ocasiona que las moléculas tengan más espacio y se alejen entre sí, moviéndose con más facilidad, como la presión sigue bajando dentro del yacimiento por debajo de la P_b el líquido sufre un cambio de composición, el gas que se libera deja sin componentes ligeros (moléculas ligeras) al aceite. Este aceite remanente es de composición más compleja (moléculas pesadas) lo que conlleva a un significativo aumento en la viscosidad del aceite en el yacimiento conforme la presión disminuye por debajo de la presión de burbuja.¹⁶

I.1.6 Fuerzas capilares y presión capilar

El fenómeno de capilaridad se debe principalmente a la interacción de las tensiones interfaciales y superficiales, de las fuerzas de adhesión entre fluidos y sólidos y las fuerzas de cohesión que se generan entre los líquidos, así como como del tamaño y la forma de los poros, en términos generales de las propiedades de mojabilidad del sistema roca-fluido. (Nieto, 2015)

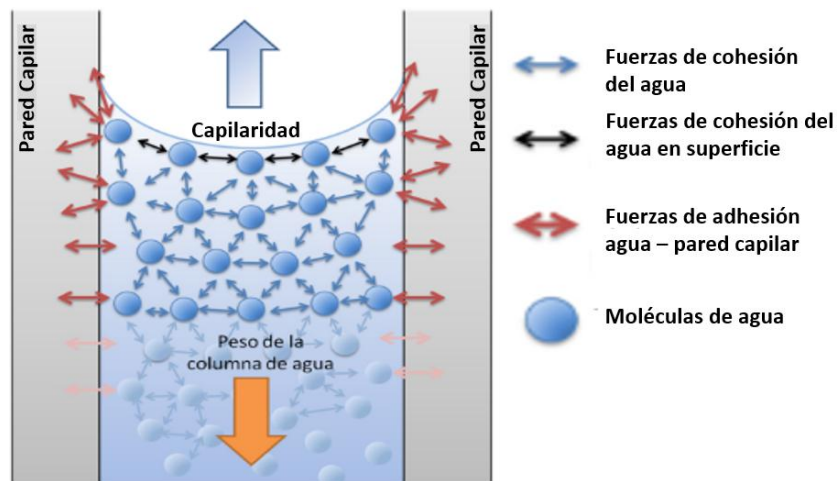


Figura A.3: Fenómeno de capilaridad (Banguera, 2010)

La **Figura A.3** muestra las fuerzas de cohesión entre las moléculas de agua y las fuerzas de adhesión de las moléculas de agua con la pared capilar, a esta fuerza de adhesión líquido-sólido se le conoce como fenómeno de mojabilidad. La medida de la mojabilidad es el ángulo de contacto formado entre fases como se observa en la **Figura A.4**.³¹

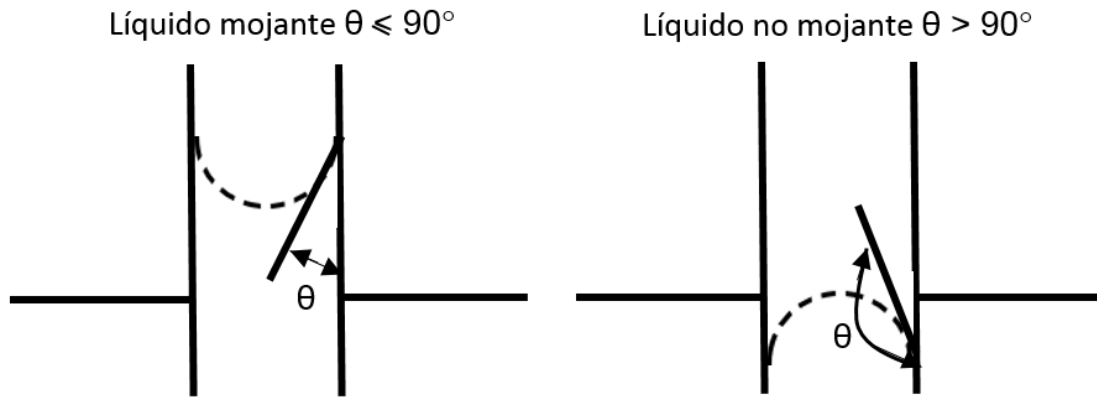


Figura A.4: Medida de la mojabilidad de acuerdo al ángulo formado escala de laboratorio. (Modificada de Nieto, 1980)

En sistemas formados por aceite-agua, agua-gas, aceite-gas, a través de un poro o capilar se origina una interfase curvada entre los dos fluidos que tiene la tendencia a contraerse formando el área más pequeña por unidad de volumen. Debido a esto cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto existe una variación en la presión entre ellos que dependerá de la curvatura de la interfase que los separa. Esta diferencia de presión se denomina presión capilar y es referida como P_c .³¹

En términos generales la presión capilar es la diferencia de presiones entre cada una de las fases dentro del capilar ilustrado en la **Figura A.5**.

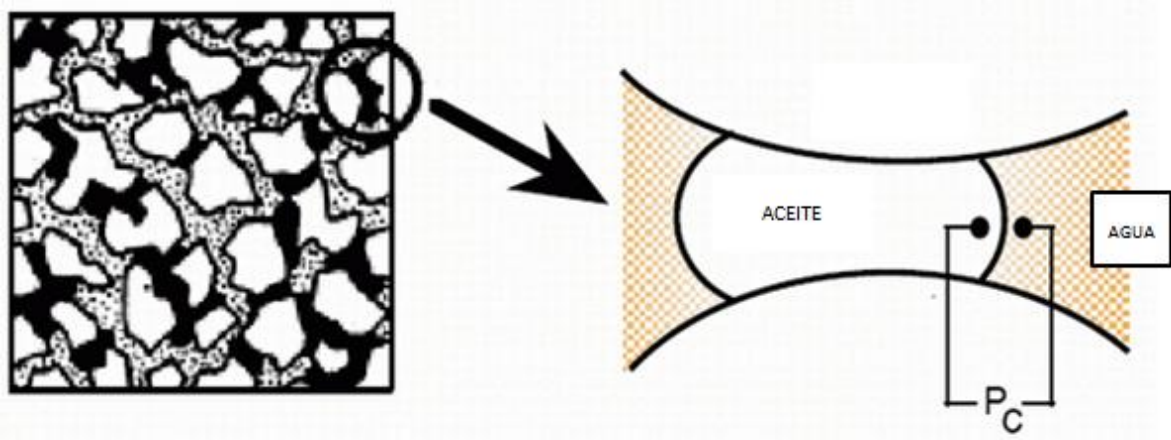


Figura A.5: Presión capilar. (Salager, 2005)

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (A.6)$$

Donde:

P_c = Presión capilar

P_{nm} = Presión del fluido no mojante

P_m = Presión del fluido mojante

La presión capilar es proporcional a la tensión interfacial entre los fluidos inmiscibles y a la afinidad del agua a la roca, e inversamente proporcional al tamaño del poro. Para un tubo capilar, la presión capilar es definida en función de la tensión interfacial entre los fluidos, σ , el ángulo de contacto de la interfase entre los dos fluidos y el tubo (Θ_c) y el radio del tubo (r_t). Esta relación se expresa en la siguiente ecuación:

$$P_c = \frac{2*\sigma*\cos*\Theta}{r_t} \quad (A.7)$$

Donde:

P_c = Presión capilar

σ = Tensión interfacial

Θ_c = Ángulo de contacto de la interfase entre los dos fluidos y el tubo

r_t = Radio del tubo

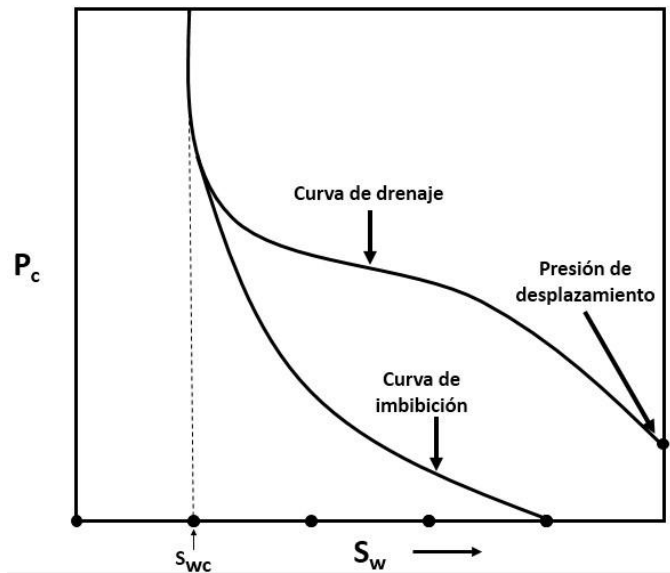


Figura A.6: Curva típica de presión capilar (según Craig). (Paris de Ferrer, 2001)

En la **Figura A.6** se observa que se requiere una presión capilar mínima de desplazamiento, para que la fase mojante sea desplazada por la fase no mojante.

La pendiente de la curva durante el drene es una buena medida cualitativa del rango de distribución del tamaño de los poros: a mayor horizontalidad de la curva de P_c , mayor uniformidad del tamaño de los poros. La saturación de la fase mojante a la cual la P_c aumenta sin cambios de saturación, se denomina saturación irreducible de la fase mojante.

Las curvas de presión capilar muestran el fenómeno de histéresis, es decir, dependen de la historia del proceso de saturación. Los términos imbibición y drene se aplican en la dirección del cambio de saturación: el primero se refiere al proceso que origina un aumento de saturación de la fase mojante y el segundo, al que ocasiona una disminución de saturación de la fase mojante. Para una roca permeable la relación entre presión capilar y saturación también depende del tamaño y distribución de los poros.⁸

I.1.7 Mojabilidad

Es la interacción microscópica de atracción molecular preferencial de una fase sólida por un fluido en condiciones multifásicas, esta juega un papel muy importante en el comportamiento capilar y de desplazamiento en las rocas del yacimiento.

Factores que son afectados por la mojabilidad:

- El mecanismo de desplazamiento.
- La localización y la saturación de agua irreductible.
- La distribución de los fluidos en el yacimiento, esto es, la localización del petróleo y del agua en el espacio poroso.

I.1.8 Tensión interfacial

Es cuando existe un desequilibrio de las fuerzas moleculares en la interfase para un sistema de dos o más fases, causado por la atracción física entre moléculas. Una molécula de líquido es atraída de manera uniforme por las moléculas que se encuentran a su alrededor. Esto es representado esquemáticamente por el tamaño de las flechas en la **Figura A.7**.

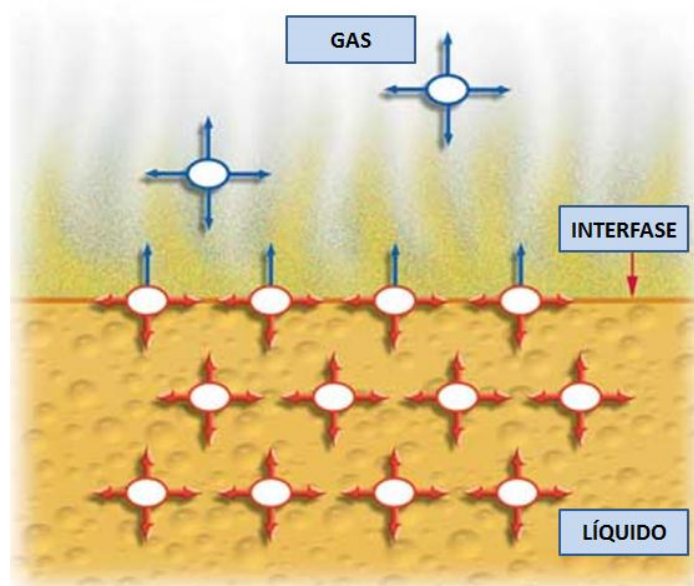


Figura A.7: Fuerzas intermoleculares que provocan la tensión interfacial. (McCain, 1990)

La atracción que sufre una molécula situada en la superficie, es más intensa en la parte inferior, esto debido a que las moléculas de líquido son más compactas en comparación con las de gas, las cuales encuentran dispersas. Esta atracción es inversamente proporcional a la distancia entre moléculas.

Este desequilibrio de fuerzas moleculares crea una membrana entre cada una de las fases existentes, provocando que el líquido se expanda en un área mínima de la superficie en donde la mínima proporción de volumen superficial es la esfera (gota).

La atracción molecular es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia entre las moléculas y directamente proporcional a la masa de las mismas. De esta manera la interfase entre dos líquidos exhibirá tensión interfacial debido a la diferencia de masas entre las moléculas de los dos fluidos.

La tensión interfacial puede ser considerada como la fuerza que impide la destrucción de la interfase.

Las unidades son en términos de la fuerza (dinas) actuando a lo largo de un centímetro de longitud. (dinas/cm).

Generalmente la fuerza interfacial es una medida de la miscibilidad ya que si la tensión interfacial es nula se dice que los fluidos son miscibles entre sí.¹⁶

El termino tensión superficial es usado para describir la tensión interfacial entre gas y líquido, (Mc Cain 1990).

I.1.9 Disolución

La disolución se refiere a la capacidad de una sustancia, llamada soluto (solvente) para disolverse completamente en otra sustancia (aceite).

A diferencia de la miscibilidad, la disolución se refiere a un cambio físico conforme las moléculas se disuelven y se separan en la solución. El grado de disolución de un soluto se ve afectada por varios factores, incluyendo, pero no limitado, a las propiedades químicas, temperatura y presión del solvente.¹⁵

APÉNDICE B: ASPECTOS DEL COMPORTAMIENTO DE FASES

II.1 Diagramas ternarios

Un diagrama ternario es la representación gráfica de la fracción molar de tres componentes o pseudocomponentes de una mezcla a presión y temperatura fijas, ésta se hace por medio de un triángulo equilátero en donde los vértices representan el 100 % de cada componente, todas las composiciones ternarias posibles caen dentro del triángulo y sus límites representan mezclas binarias como se ilustra en la **Figura B.1**.¹³

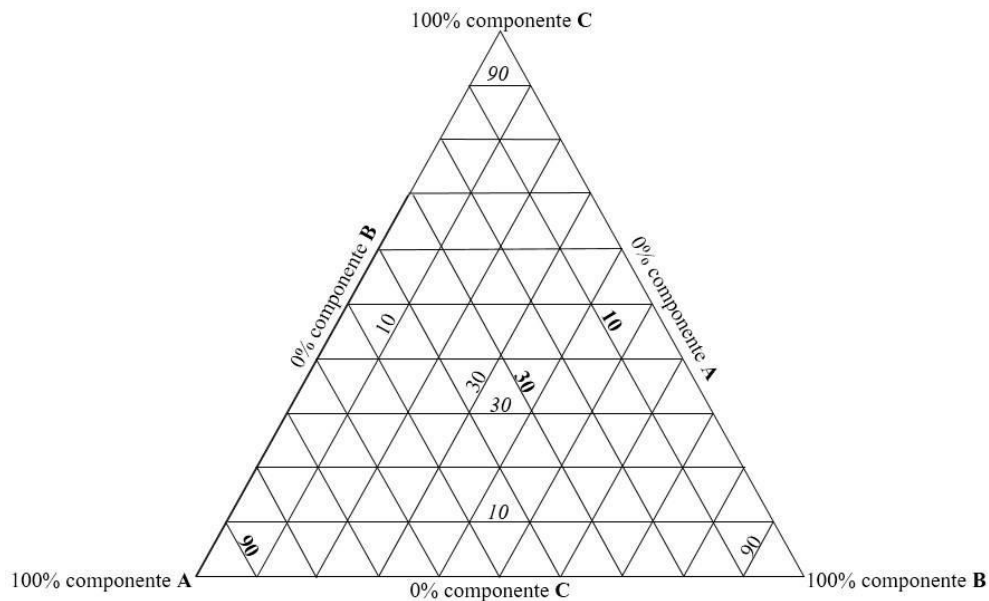


Figura B.1: Diagrama ternario (Modificada de Lake, 1989)

Este tipo de diagramas son una herramienta muy utilizada en el análisis de métodos EOR porque en ellos se puede representar el comportamiento de fases en procesos de miscibilidad.¹³

En la **Figura B.2** se muestran las regiones de una o dos fases separadas por la curva binodal, esta curva está compuesta por el punto crítico en donde las propiedades intensivas de las fases líquido y vapor son idénticas, así como por la curva de rocío y la curva de burbuja que son los límites de transición entre fases.¹³

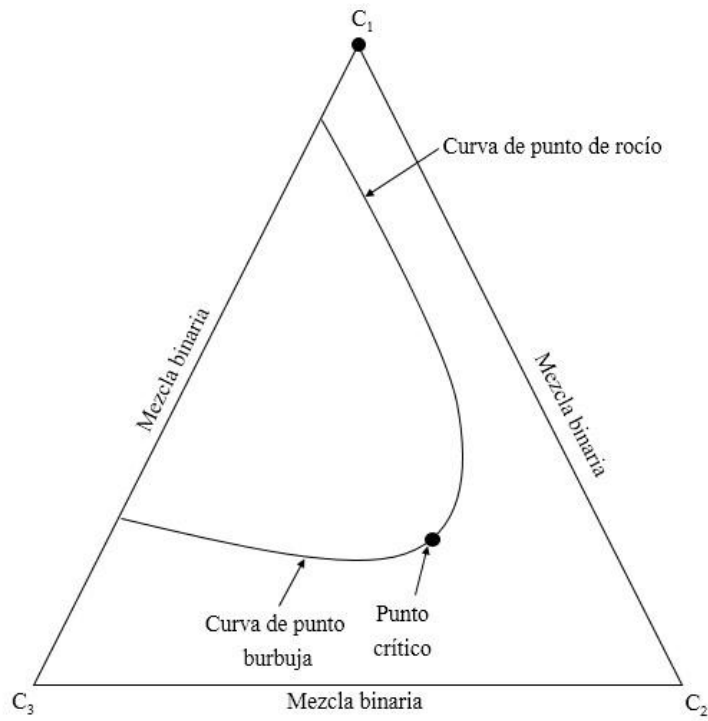


Figura B.2: Curva binodal en un diagrama ternario (Modificada de Lake, 1989)

APÉNDICE C: ASPECTOS DE DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO

III.1 Desplazamiento

El petróleo crudo que se encuentra en los poros de las rocas del yacimiento no tiene la habilidad de desplazarse por sí mismo, sino que necesita la acción de empuje de un fluido asociado al petróleo como el gas, o por la acumulación de otros fluidos como es el caso del agua.

De acuerdo con lo anterior, el proceso por el cual un fluido ocupa el lugar de otro en un medio poroso, se le conoce como desplazamiento. Es común decir que los fluidos desplazantes son el agua y el gas, y el petróleo el fluido desplazado.

Para que exista el desplazamiento, es importante que el fluido desplazante cuente con más energía que el fluido a desplazar. Cuando se está inyectando el primero, se forma un frente de separación y se empiezan a distinguir dos zonas en el yacimiento: la primera, se le llama zona no invadida que es en donde se va formando un banco de petróleo, que se va desplazando hacia adelante, y la segunda, la zona invadida, la cual se forma por el fluido inyectado (agua o gas) y el petróleo remanente.⁸

III.1.1 Desplazamiento miscible

Un proceso de desplazamiento miscible cumple con la función de mantener la presión en el yacimiento y mejorar el desplazamiento del petróleo debido a que se logra reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el gas gracias al proceso de inyección de ciertos gases miscibles.

Es importante mencionar que para poder llevar a cabo un buen proceso de desplazamiento miscible es necesario inyectar un fluido con características similares a las que tiene el

yacimiento al cual se le quiere aplicar este método y por lo que se considera una rama importante de los procesos de recuperación de petróleo mejorada. Los gases inyectados incluyen gas licuado de petróleo, como es el propano, metano a alta presión, metano enriquecido con hidrocarburos ligeros, nitrógeno a alta presión y dióxido de carbono a condiciones de presión y temperatura del yacimiento.¹⁵

El fluido más común para poder realizar un proceso de desplazamiento miscible es el dióxido de carbono (CO₂) ya que este gas reduce la viscosidad del petróleo y es mucho menos costoso que el gas licuado. También es común conocer al desplazamiento miscible como drene por gas miscible, drene miscible o inundación miscible.¹⁵

III.1.2 Desplazamiento inmisible

A la condición física que existe entre dos o más fluidos que les permite mezclarse en todas sus proporciones sin la existencia de una interfase se le llama miscibilidad. Por otro lado, si un volumen de fluido se le agrega a otro y se llegan a formar dos fases fluidas, los fluidos son considerados inmiscibles y existe una tensión interfacial entre estas fases. A este proceso se le conoce como desplazamiento de fluidos inmiscibles.

En un medio poroso el desplazamiento de dos fluidos inmiscibles puede ser dos tipos como se muestra en la **Figura C.1**.

- Pistón sin fugas: Ocurre cuando el petróleo remanente en la zona invadida no tiene movilidad.
- Pistón con fugas: En este caso el petróleo remanente tiene movilidad y ocurre flujo de dos fases en la zona invadida donde la saturación de petróleo es mayor que la residual.

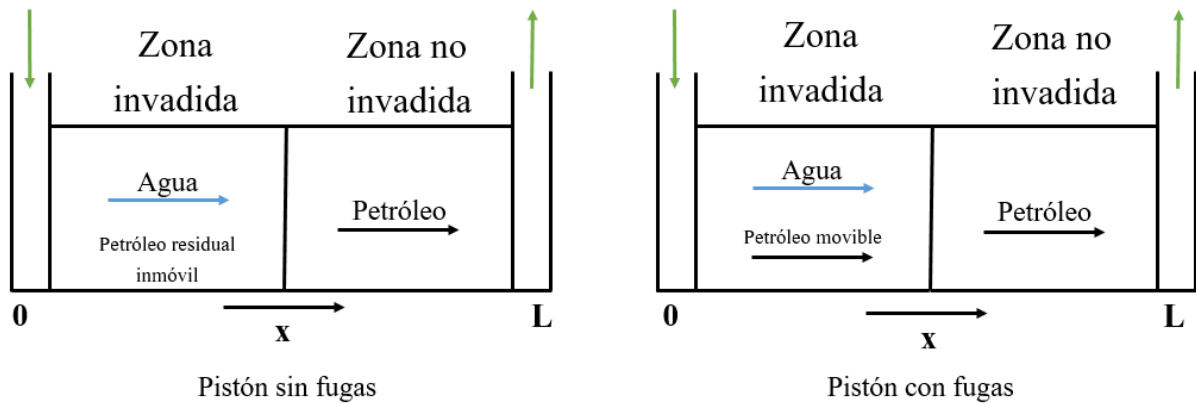


Figura C.1: Tipo de desplazamiento de dos fluidos inmiscibles. (Modificada de Paris de Ferrer, 2001)

III.2 Movilidad

Se define como la facilidad con la que un fluido se mueve a través del yacimiento. Se calcula como la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad de éste.⁸

$$\lambda = \frac{k_e}{\mu} \quad (C.1)$$

Dónde:

λ = Movilidad

k_e = Permeabilidad efectiva

μ = Viscosidad

III.2.1 Relación de movilidades

Es la relación existente entre la movilidad del fluido desplazante y la del fluido in-situ. Se busca que el cociente sea igual a 1 para tener un buen desplazamiento. Si el cociente es mayor a 1 no habrá barrido ya que el fluido desplazante pasará sin hacer efecto en el fluido in-situ.⁸

$$M = \frac{\lambda_{fdesplazante}}{\lambda_{fdesplazado}} \quad (C.2)$$

Dónde:

M = Relación de movilidades

$\lambda_{fdesplazante}$ = Movilidad del fluido desplazante

$\lambda_{fdesplazado}$ = Movilidad del fluido desplazado