



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“INYECCIÓN DE CO₂ EN EL ÁREA DE COAPECHACA”

TESIS QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

JUAN JESÚS CRUZ ALFONSO

HUMBERTO IVÁN SANTIAGO REYES

DIRECTOR DE TESIS

DR. JOSÉ LUIS BASHBUSH BAUZA



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.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	15
CAPÍTULO 1 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA (RM)	17
1.1 ETAPAS DE PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO	17
1.2 DEFINICIÓN DE RECUPERACIÓN MEJORADA (RM)	18
1.3 CLASIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.....	19
1.3.1 <i>Métodos Térmicos</i>	20
1.3.1.1 Inyección de Agua Caliente ⁵	20
1.3.1.2 Inyección de Vapor ⁶	21
1.3.1.3 Combustión In-situ ⁸	22
1.3.2 <i>Métodos de Desplazamiento Miscible</i> ⁹	23
1.3.2.1 Inyección de Gas a Alta Presión ¹⁰	24
1.3.2.2 Inyección de Gas Enriquecido ¹⁰	24
1.3.2.3 Inyección de Bache Miscible ¹⁰	25
1.3.2.4 Inyección de CO ₂ ^{11,12}	26
1.3.3 <i>Métodos Químicos</i> ¹³	28
1.3.3.1 Inyección de Polímeros ^{13,14}	28
1.3.3.2 Inyección de Surfactantes ¹⁵	29
1.3.3.3 Inyección de Alcalinos ¹³	30
1.3.4 <i>Otros Métodos</i>	31
1.3.4.1 Inyección de Microbios ¹⁶	31
1.4 PANORAMA MUNDIAL.....	32
1.4.1 <i>RM en México</i>	39
1.4.1.1 Campo Artesa.....	39
1.4.1.2 Campo Sitio Grande	40
1.5 CRITERIOS DE ESCRUTINIO.....	41
CAPÍTULO 2 PROPIEDADES GENERALES DEL CO₂	43
2.1 PROPIEDADES FÍSICAS.....	43
2.1.1 <i>Diagrama de Fases</i>	43
2.1.2 <i>Densidad</i>	44
2.1.3 <i>Viscosidad</i>	45
2.1.4 <i>Factor de Volumen del CO₂</i>	46
2.1.5 <i>Solubilidad</i>	47
2.2 MISCIBILIDAD	48
2.2.1 <i>Miscibilidad al Primer Contacto</i>	49
2.2.2 <i>Miscibilidad por Contactos Múltiples</i>	49
2.2.2.1 Vaporización de Gas	49
2.2.2.2 Condensación de Gas	50
2.2.2.3 Vaporización y Condensación Combinadas	51

2.3	PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD	51
2.3.1	<i>Factores que Afectan la Presión Mínima de Miscibilidad</i>	52
2.3.2	<i>Métodos para Determinar la Presión Mínima de Miscibilidad</i>	52
2.3.2.1	Pruebas de Laboratorio para determinar la Presión Mínima de Miscibilidad	52
2.3.2.2	Correlaciones para el Cálculo de Presión Mínima de Miscibilidad	55
	• Correlaciones de Holm & Josendal^{27, 28} y Mungan²⁹	55
	• Correlación de Yellig y Metcalfe³¹	56
	• Correlaciones de Johnson & Pollin³² y Alston³³	58
	• Correlación de Sebastian³⁴	59
CAPÍTULO 3 FACTORES QUE AFECTAN LOS MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO Y MÉTODOS PARA MEJORAR LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO		61
3.1	RELACIÓN DE MOVILIDADES	61
3.2	DIFUSION Y DISPERSIÓN DE UN FLUIDO	63
3.2.1	<i>Descripción del proceso de dispersión</i>	64
3.3	REGÍMENES DE FLUJO	66
3.4	DIGITACIÓN VISCOSA	68
3.5	EFICIENCIA DE RECUPERACIÓN	69
3.5.1	<i>Eficiencia de barrido areal³⁷</i>	70
3.5.2	<i>Eficiencia vertical de barrido</i>	70
3.5.3	<i>Eficiencia de desplazamiento³⁷</i>	71
3.6	MÉTODOS PARA MEJORAR LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO	73
3.6.1	<i>Inyección de agua alternada con gas (IAAG)</i>	73
3.6.1.1	Inyección de agua ³⁸	74
3.6.1.2	Inyección de gas ³⁸	75
3.6.1.3	Descripción del proceso de IAAG	75
3.6.1.4	Estabilidad en el frente de inyección	77
3.6.1.5	Estratificación en el yacimiento y relación entre fuerzas viscosas y gravitacionales	78
3.6.1.6	Problemas presentados durante el proceso de IAAG	79
3.6.1.7	Clasificación de los procesos de IAAG	80
3.6.1.8	Inyección simultánea de AAG	83
3.6.2	<i>Estabilización gravitacional</i>	84
3.6.3	<i>Inyección de espumas</i>	84
CAPÍTULO 4 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO COAPECHACA.....		85
4.1	UBICACIÓN.....	85
4.2	DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO COAPECHACA	87
4.3	ASPECTOS PETROFÍSICOS.....	89
4.3.1	<i>Porosidad y permeabilidad</i>	89
4.4	MAPAS PETROFÍSICOS.....	91
4.4.1	<i>Mapa de porosidad</i>	91
4.4.2	<i>Mapa de permeabilidad</i>	92
4.4.3	<i>Mapa de espesor impregnado</i>	92
4.4.4	<i>Mapa de capacidad de flujo (kh)</i>	93
4.5	RANGOS DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS	94
4.6	HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO COAPECHACA.....	94
CAPÍTULO 5 PREDICCIÓN DE LA RECUPERACIÓN POR MÉTODOS ANALÍTICOS.....		97

5.1	ECUACIÓN DE FLUJO FRACCIONAL.....	97
5.2	CURVA DE FLUJO FRACCIONAL	100
5.2.1	<i>Factores que afectan el flujo fraccional.....</i>	<i>100</i>
5.2.1.1	Saturación de gas inicial (S_{gi}).....	100
5.2.1.2	Saturación de agua inicial (S_{wi})	101
5.2.1.3	Ángulo de buzamiento	101
5.2.1.4	Caudal de inyección	102
5.2.1.5	Presión de inyección	103
5.2.1.6	Viscosidad del petróleo	104
5.2.1.7	Viscosidad del gas	104
5.3	ECUACIÓN DE AVANCE FRONTAL.....	105
5.3.1	<i>Gráfica de avance frontal.....</i>	<i>106</i>
5.4	MÉTODO DE BUCKLEY Y LEVERETT.....	107
5.5	EFICIENCIA AREAL	109
5.5.1	<i>Arreglos de pozos</i>	<i>110</i>
5.5.1.1	Empuje en línea directa.....	112
5.5.1.2	Empuje en línea alternada	112
5.5.2	<i>Arreglo de 5 pozos.....</i>	<i>113</i>
5.5.3	<i>Métodos para estimar la eficiencia de barrido areal</i>	<i>114</i>
5.5.3.1	Métodos para estimar la eficiencia de barrido areal al momento de la surgencia	114
5.5.3.2	Métodos para estimar la eficiencia de barrido areal después de la surgencia	116
5.6	ANÁLISIS DE LA INYECCION DE CO ₂ EN COAPECHACA	118
5.6.1	<i>Objetivo del análisis.....</i>	<i>118</i>
5.6.2	<i>Datos de las muestras</i>	<i>118</i>
5.6.2.1	Normalización de las saturaciones.....	121
5.6.3	<i>Arreglo de Pozos.....</i>	<i>133</i>
5.6.4	<i>Datos de las pruebas PVT.....</i>	<i>135</i>
5.6.5	<i>Predicción de la recuperación de petróleo por el método de Buckley y Leverett</i>	<i>136</i>
Caso 1	Inyección de Metano (CH ₄)	136
Caso2:	Inyección de CO ₂ únicamente	139
Caso 3:	Inyección de agua únicamente.....	150
Caso 4:	Inyección de agua alternada con gas	159
5.6.6	<i>Comparación de resultados.....</i>	<i>179</i>
5.6.5	<i>Eficiencia volumétrica</i>	<i>183</i>
5.6.5.1	Determinación de la eficiencia areal	183
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		194

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. 1</i>	<i>Etapas de producción de un yacimiento</i>	17
<i>Figura 1. 2</i>	<i>Procesos de producción de petróleo</i>	18
<i>Figura 1. 3</i>	<i>Clasificación de los métodos de recuperación mejorada</i>	19
<i>Figura 1. 4</i>	<i>Inyección de Agua Caliente</i>	20
<i>Figura 1. 5</i>	<i>Inyección Continua de Vapor</i>	21
<i>Figura 1. 6</i>	<i>Combustión In-situ</i>	22
<i>Figura 1. 7</i>	<i>Inyección de Gas a Alta Presión</i>	24
<i>Figura 1. 8</i>	<i>Inyección de Gas Miscible</i>	25
<i>Figura 1. 9</i>	<i>Inyección de CO₂ alternada con agua⁴</i>	27
<i>Figura 1. 10</i>	<i>Inyección de Polímeros¹⁵</i>	29
<i>Figura 1. 11</i>	<i>Inyección de Microbios¹⁵</i>	31
<i>Figura 1. 12</i>	<i>Proyectos de RM en el mundo en 2012^{17,18, 19}</i>	32
<i>Figura 1. 13</i>	<i>Revisión a detalle de los proyectos de RM en el mundo en 2012^{17, 18, 19}</i>	33
<i>Figura 1. 14</i>	<i>Producción mundial diaria de petróleo por RM en 2012^{17,20,21}</i>	34
<i>Figura 1. 15</i>	<i>Distribución de proyectos de RM fuera de EE.UU.^{17, 18}</i>	35
<i>Figura 1. 16</i>	<i>Producción diaria de petróleo por RM sin considerar Estados Unidos^{17, 20}</i>	35
<i>Figura 1. 17</i>	<i>Proyectos activos de RM en Estados Unidos desde 1990 hasta 2012¹⁹</i>	36
<i>Figura 1. 18</i>	<i>Evolución de la Producción de Petróleo por RM en Estados Unidos²¹</i>	37
<i>Figura 1. 19</i>	<i>Producción por Procesos de RM en Estados Unidos en 2012²¹</i>	38
<i>Figura 1. 20</i>	<i>Nuevos proyectos de RM planeados para aplicarse en 2012²²</i>	38
<i>Figura 1. 21</i>	<i>Volumen probado de petróleo sin aplicación de algún método de RM²³</i>	40
<i>Figura 2. 1</i>	<i>Diagrama de fases del CO₂</i>	44
<i>Figura 2. 2</i>	<i>Densidad en función de la presión y temperatura¹²</i>	45
<i>Figura 2. 3</i>	<i>Viscosidad del CO₂¹¹</i>	46
<i>Figura 2. 4</i>	<i>Solubilidad del CO₂ en Agua¹¹</i>	47
<i>Figura 2. 5</i>	<i>Diagrama Ternario del CO₂¹²</i>	48
<i>Figura 2. 6</i>	<i>Diagrama de la prueba de "tubo delgado"</i>	53
<i>Figura 2. 7</i>	<i>Determinación de la PMM por recuperación de petróleo a diferentes presiones¹²</i>	54
<i>Figura 2. 8</i>	<i>Correlaciones de Holm & Josendal y Munga^{29, 30}</i>	56
<i>Figura 2. 9</i>	<i>Correlación de Yellig y Metcalfe para PMM del CO₂³¹</i>	57
<i>Figura 2. 10</i>	<i>Comparación de la correlación de Yellig y Metcalfe con pruebas experimentales³¹</i>	57
<i>Figura 2. 11</i>	<i>Comparación de la correlación de Alston con datos experimentales³³</i>	58

<i>Figura 3. 1 Representación de la relación de movilidades en el medio poroso y su efecto en la eficiencia de recuperación</i>	62
<i>Figura 3. 2 Recuperación acumulada en función del volumen poroso inyectado para diferentes relaciones de viscosidad³⁵</i>	63
<i>Figura 3. 3 Representación del fenómeno de difusión en un volumen controlado. Difusión de permanganato de potasio en agua³⁶</i>	64
<i>Figura 3. 4 Perfil de concentración de solvente en función del tiempo</i>	65
<i>Figura 3. 5 Regímenes de flujo³⁵</i>	66
<i>Figura 3. 6 Eficiencia de barrido en función de la relación de fuerzas entre viscosidad y gravedad para diferentes relaciones de movilidad³⁵</i>	67
<i>Figura 3. 7 Frentes de desplazamiento para diferentes relaciones de movilidad y volúmenes porosos inyectados hasta la surgencia³⁵</i>	68
<i>Figura 3. 8 Inyección de Agua³⁹</i>	74
<i>Figura 3. 9 Proceso esquemático de la inyección de AAG, con CO₂</i>	76
<i>Figura 3. 10 Efecto de la relación de movilidades y de la gravedad en la estabilidad del frente de inyección</i>	78
<i>Figura 3. 11 Aplicaciones de IAAG miscibles e inmiscibles (total de 59 proyectos)³⁸</i>	81
<i>Figura 3. 12 Tipos de yacimiento donde se ha aplicado la IAAG (total de 59 proyectos)³⁸</i>	82
<i>Figura 3. 13 IAAG en tierra y costa afuera (total de 59 proyectos)³⁸</i>	82
<i>Figura 3. 14 Representación esquemática de una de las variantes del proceso de inyección simultánea de AAG</i>	83
<i>Figura 4. 1 Ubicación del Paleocanal de Chicontepec⁴⁶</i>	85
<i>Figura 4. 2 Sectorización del Proyecto Aceite Terciario del Golfo⁴⁶</i>	86
<i>Figura 4. 3 Esquema de un Sistema de Depósito Turbidítico⁴⁶</i>	87
<i>Figura 4. 4 Columna geológica del Paleocanal de Chicontepec⁴⁷</i>	88
<i>Figura 4. 5 Gráfica de Porosidad vs Permeabilidad⁴⁷</i>	90
<i>Figura 4. 6 Gráfica de Porosidad vs Densidad de grano⁴⁷</i>	90
<i>Figura 4. 7 Mapa de porosidad⁴⁷</i>	91
<i>Figura 4. 8 Mapa de permeabilidad⁴⁷</i>	92
<i>Figura 4. 9 Mapa de espesor impregnado⁴⁷</i>	93
<i>Figura 4. 10 Mapa de capacidad de flujo⁴⁷</i>	93
<i>Figura 4. 11 Comportamiento de producción del Campo Coapechaca⁴⁷</i>	95
<i>Figura 5. 1 Modelo de un yacimiento sometido a inyección de gas</i>	97
<i>Figura 5. 2 Curva típica de flujo fraccional cuando se inyecta gas</i>	100
<i>Figura 5. 3 Efecto del ángulo de buzamiento</i>	101
<i>Figura 5. 4 Efecto del caudal de inyección y del ángulo de buzamiento</i>	102
<i>Figura 5. 5 Flujo fraccional del gas en función de la presión de inyección</i>	103
<i>Figura 5. 6 Efecto de la viscosidad del petróleo sobre el flujo fraccional de gas</i>	104

<i>Figura 5. 7 Efecto de la viscosidad del gas de inyección sobre el flujo fraccional de gas.....</i>	105
<i>Figura 5. 8 Volumen diferencial de la formación sometida a inyección</i>	105
<i>Figura 5. 9 Grafica de avance frontal para un tiempo determinado.....</i>	106
<i>Figura 5. 10 Balance de áreas propuesto por Buckley y Leverett.....</i>	107
<i>Figura 5. 11 Distribución de saturación según Buckley y Leverett</i>	108
<i>Figura 5. 12 Determinación gráfica de la saturación del frente de invasión.....</i>	109
<i>Figura 5. 13 Área horizontal barrida a diferentes tiempos para un arreglo de 5 pozos</i>	110
<i>Figura 5. 14 Diferentes arreglos de pozos</i>	111
<i>Figura 5.15 Empuje en línea directa</i>	112
<i>Figura 5. 16 Empuje en línea alterna.....</i>	112
<i>Figura 5. 17 Eficiencia de barrido areal para arreglos en línea directa y en línea alterna en función de d/a</i>	113
<i>Figura 5. 18 Arreglo de 5 pozos</i>	113
<i>Figura 5. 19 Eficiencia de barrido areal a la surgencia para un arreglo de empuje en línea directa.</i>	115
<i>Figura 5. 20 Eficiencia de barrido areal a la surgencia, arreglo de empuje en línea alternada. ...</i>	115
<i>Figura 5. 21 Efecto de la relación de movilidades y los volúmenes de fluido inyectados sobre la eficiencia areal, para un arreglo en línea directa.....</i>	117
<i>Figura 5. 22 Efecto de la relación de movilidades y los volúmenes de fluidos inyectados sobre eficiencia areal, para un empuje en línea alternada.....</i>	117
<i>Figura 5. 23 Curva de permeabilidades relativas al gas y al petróleo de la muestra correspondiente al pozo Humapa 4036</i>	119
<i>Figura 5. 24 Curva de permeabilidades relativas al agua y al petróleo de la muestra correspondiente al pozo Agua Fria-705-N1.....</i>	120
<i>Figura 5. 25 Curvas de permeabilidades relativas al metano y petróleo normalizadas vs. Curvas de permeabilidades relativas originales al gas y petróleo</i>	123
<i>Figura 5. 26 Curvas de permeabilidades relativas al CO₂ y al petróleo normalizadas vs. curvas de permeabilidades relativas originales al gas y al petróleo</i>	125
<i>Figura 5. 27 Curvas de permeabilidades relativas al agua y al petróleo normalizadas vs. curvas de permeabilidad relativas originales al agua y al petróleo.</i>	127
<i>Figura 5. 28 Curvas de permeabilidades relativas a 1 bache combinado y al petróleo normalizadas vs. curvas de permeabilidades relativas originales al agua y petróleo</i>	130
<i>Figura 5. 29 Curvas de permeabilidades relativas a 2 baches combinados y al petróleo normalizados vs. curvas de permeabilidades relativas originales al agua y petróleo</i>	131
<i>Figura 5. 30 Arreglo de pozos propuesto para la comparación de inyecciones en Coapechaca... </i>	133
<i>Figura 5. 31 Esquema del patrón de flujo durante la inyección</i>	134
<i>Figura 5. 32 Curva de flujo fraccional del metano (CH₄)</i>	137
<i>Figura 5. 33 Curva de flujo fraccional del metano (CH₄) y tangente a la curva.....</i>	137
<i>Figura 5. 34 Curva de flujo fraccional del CO₂</i>	140
<i>Figura 5. 35 Curva de flujo fraccional del CO₂ y tangente a la curva de flujo fraccional.....</i>	141
<i>Figura 5. 36 Gráfica de avance frontal para un tiempo de inyección de 500 días</i>	143
<i>Figura 5. 37 Gráfica de avance frontal para un tiempo de inyección de 1500 días</i>	143

<i>Figura 5. 38 Comparación entre las graficas de avance frontal para tiempos de inyección de 1500 y 2300 días</i>	144
<i>Figura 5. 39 Distribución de las saturaciones en el frente de desplazamiento</i>	145
<i>Figura 5. 40 Curva de flujo fraccional de CO₂ para saturaciones mayores a la surgencia</i>	146
<i>Figura 5. 41 Grafica de la derivada de la curva de flujo fraccional de CO₂</i>	146
<i>Figura 5. 42 Producción de petróleo y relación gas-petróleo</i>	148
<i>Figura 5. 43 Curva de flujo fraccional de agua</i>	151
<i>Figura 5. 44 Curva de flujo fraccional de agua y tangente a la curva de flujo fraccional</i>	152
<i>Figura 5. 45 Gráfica de avance frontal para un tiempo de inyección de 500 días</i>	154
<i>Figura 5. 46 Gráfica de avance frontal para un tiempo de inyección de 2300 días</i>	154
<i>Figura 5. 47 Comparación entre las graficas de avance frontal para tiempos de inyección de 2300 y 3300 días</i>	155
<i>Figura 5. 48 Curva de flujo fraccional de agua para saturaciones mayores a la de surgencia</i>	156
<i>Figura 5. 49 Grafica de la derivada de la curva de flujo fraccional de agua</i>	156
<i>Figura 5. 50 Producción de petróleo y relación de agua petróleo</i>	158
<i>Figura 5. 51 Curva de flujo fraccional para un bache de IAAG</i>	161
<i>Figura 5. 52 Tangente a la curva de flujo fraccional para un bache de IAAG</i>	161
<i>Figura 5. 53 Gráfica de avance frontal para un tiempo de inyección de 500 días</i>	163
<i>Figura 5. 54 Grafica de avance frontal para un tiempo de inyección de 2600 días</i>	163
<i>Figura 5. 55 Comparación entre las graficas de avance frontal de la IAAG para tiempos de 2600 y 3500 días</i>	164
<i>Figura 5. 56 Curva de flujo fraccional para un bache de IAAG para tiempos mayores a la surgencia</i>	165
<i>Figura 5. 57 Derivada del flujo fraccional para tiempos mayores a la surgencia</i>	165
<i>Figura 5. 58 Calculo de R para la IAAG</i>	167
<i>Figura 5. 59 Producción de petróleo y relación de agua petróleo</i>	168
<i>Figura 5. 60 Producción de petróleo y relación gas petróleo para la IAAG</i>	169
<i>Figura 5. 61 Curva de flujo fraccional para 2 ó más baches combinados inyectados</i>	171
<i>Figura 5. 62 Tangente a la curva de flujo fraccional para 2 ó más baches combinados inyectados</i>	171
<i>Figura 5. 63 Gráfica de avance frontal para un tiempo de inyección de 500 días</i>	173
<i>Figura 5. 64 Gráfica de avance frontal para un tiempo de inyección de 2900 días</i>	173
<i>Figura 5. 65 Comparación entre las graficas de avance frontal de la IAAG para tiempos de 2900 y 3500 días</i>	174
<i>Figura 5. 66 Curva de flujo fraccional de 2 ó mas baches de IAAG para tiempos mayores a la surgencia</i>	175
<i>Figura 5. 67 Derivada del flujo fraccional de 2 ó más baches de IAAG para tiempos mayores a la surgencia</i>	175
<i>Figura 5. 68 Producción de petróleo y relación agua-petróleo</i>	177
<i>Figura 5. 69 Producción de petróleo y relación gas petróleo para la IAAG</i>	178
<i>Figura 5. 70 Gráfica comparativa entre los diferentes escenarios de inyección propuestos</i>	179

<i>Figura 5. 71 Gráfica de eficiencia areal en función de la relación de movilidades y del volumen poroso desplazable para un empuje en línea directa.....</i>	<i>184</i>
<i>Figura 5. 72 Perfil de saturaciones en un desplazamiento inmisible⁵²</i>	<i>184</i>
<i>Figura 5. 73 Eficiencia areal en función de la relación de movilidades y el volumen poroso desplazable para el escenario de CO₂</i>	<i>187</i>
<i>Figura 5. 74 Eficiencia areal en función de la relación de movilidades y el volumen poroso desplazable para el escenario de agua</i>	<i>188</i>
<i>Figura 5. 75 Eficiencia areal en función de la relación de movilidades y el volumen poroso desplazable para el escenario de 1 bache combinado</i>	<i>189</i>
<i>Figura 5. 76 Eficiencia areal en función de la relación de movilidades y el volumen poroso desplazable para el escenario de 2 baches combinados.....</i>	<i>190</i>

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. 1 Criterios de escrutinio</i>	42
<i>Tabla 4. 1 Tabla con rango de valores petrofísicos del campo Coapechaca</i>	94
<i>Tabla 5. 1 Características de los arreglos de pozos</i>	111
<i>Tabla 5. 2 Eficiencia areal a la surgencia</i>	114
<i>Tabla 5. 3 Permeabilidades relativas al gas y al petróleo de una muestra obtenida en el pozo Humapa 4036</i>	119
<i>Tabla 5. 4 Permeabilidades relativas al agua y al petróleo de una muestra obtenida en el pozo Agua Fría-705-N1</i>	120
<i>Tabla 5. 5 Valores de saturación originales de las muestras</i>	121
<i>Tabla 5. 6 Valores de saturación promedio del área de Coapechaca</i>	121
<i>Tabla 5. 7 Saturaciones de metano normalizadas</i>	123
<i>Tabla 5. 8 Saturaciones del CO₂ normalizadas</i>	125
<i>Tabla 5. 9 Saturaciones de agua normalizadas</i>	127
<i>Tabla 5. 10 Ajuste a la curva de permeabilidades relativas al agua normalizada</i>	128
<i>Tabla 5. 11 Saturaciones de 1 bache combinado normalizadas</i>	130
<i>Tabla 5. 12 Saturaciones de 2 ó mas baches combinados normalizadas</i>	131
<i>Tabla 5. 13 Datos obtenidos del arreglo de pozos</i>	134
<i>Tabla 5. 14 Datos del análisis PVT realizado a una muestra del Pozo Coapechaca No.57</i>	135
<i>Tabla 5. 15 Calculo de la curva de flujo fraccional para el metano</i>	136
<i>Tabla 5. 16 Cálculo de la curva de flujo fraccional del CO₂</i>	139
<i>Tabla 5. 17 Cálculo de la producción de petróleo y CO₂</i>	148
<i>Tabla 5. 18 Cálculo de la curva de flujo fraccional del agua</i>	150
<i>Tabla 5. 19 Calculo de la producción de petróleo y agua</i>	158
<i>Tabla 5. 20 Cálculo del flujo fraccional de un bache de IAAG</i>	160
<i>Tabla 5. 21 Calculo de la producción de petróleo agua y gas por inyección de 1 bache combinado</i>	168
<i>Tabla 5. 22 Calculo de la curva de flujo fraccional para IAAG (2 ó mas baches)</i>	170
<i>Tabla 5. 23 Calculo de la producción de petróleo agua y gas por inyección de 2 ó mas baches combinados</i>	177
<i>Tabla 5. 24 Resumen de resultados para los diferentes tipos de inyección antes de la surgencia</i>	181
<i>Tabla 5. 25 Resumen de resultados para los distintos tipos de inyección hasta el final de la vida económica propuesta</i>	182
<i>Tabla 5. 26 Movilidades para los diferentes tipos de inyección</i>	186
<i>Tabla 5. 27 Calculo del V_D así como de las eficiencias areales para la inyección de CO₂</i>	186
<i>Tabla 5. 28 Calculo del V_D así como de las eficiencias areales para la inyección de agua</i>	187

<i>Tabla 5. 29</i>	<i>Calculo del V_D así como de las eficiencias areales para la IAAG (1 bache)</i>	188
<i>Tabla 5. 30</i>	<i>Calculo del V_D así como de las eficiencias areales para la IAAG (2 ó mas baches)</i>	189
<i>Tabla 5. 31</i>	<i>Eficiencia areal para los diferentes tipos de inyección</i>	190
<i>Tabla 5. 32</i>	<i>Estimación de la eficiencia volumétrica a la surgencia a partir del método de Buckley y Leverett y la eficiencia areal obtenida por métodos gráficos.</i>	191
<i>Tabla 5. 33</i>	<i>Estimación de la eficiencia volumétrica para tiempos posteriores a la surgencia a partir de la eficiencia vertical calculada y la eficiencia areal obtenida por métodos gráficos.</i>	192
<i>Tabla 5. 34</i>	<i>Resumen de las recuperaciones totales para cada escenario de inyección propuesto.</i>	193

INTRODUCCIÓN

Los hidrocarburos son el energético más importante en la historia de la humanidad, ya que aportan el mayor porcentaje de la energía que se consume en el mundo. Aunque existen investigaciones importantes para desarrollar fuentes alternas de energía, los hidrocarburos son y seguirán siendo la principal fuente de energía por al menos los siguientes 20 años¹.

Se han investigado un gran número de técnicas para mejorar el factor de recuperación final de los yacimientos petrolíferos; algunas de éstas son los procesos de recuperación secundaria y mejorada. Estos procesos no habían sido utilizados a gran escala debido al costo que implican.

En la actualidad, los precios elevados del petróleo hacen posible y muy atractiva la aplicación de procesos de recuperación mejorada en campos donde la producción ha comenzado a declinar, o simplemente en yacimientos en los que se requiera aumentar el factor de recuperación.

Sin embargo, de los 87 millones de barriles de petróleo por día (bppd) que se producen a nivel mundial, la producción por métodos de recuperación mejorada es menor al 5%. Tan solo en Estados Unidos, la producción por métodos de recuperación mejorada únicamente ha aportado 700 000 bppd de los millones que se pronosticaban 30 años atrás. Lo anterior se debe principalmente a dos factores: el primero es que existe una brecha entre el desarrollo de nuevas tecnologías de recuperación mejorada y su aplicación a gran escala en campo; el segundo es que se ha preferido invertir en nuevos descubrimientos para incorporar reservas que invertir en investigación y desarrollo de proyectos de recuperación mejorada².

Dado que los hidrocarburos son recursos no renovables, maximizar el factor de recuperación de los campos es primordial en la industria petrolera. Los métodos de recuperación mejorada se presentan como una solución a esta inquietud.

Un método de recuperación mejorada es la inyección de gas, siendo éste el segundo método más utilizado solo después de los métodos térmicos. El gas más utilizado para su inyección en el yacimiento es el CO₂; el cual ha sido empleado por casi 40 años, por lo tanto, se cuenta con la experiencia y existe un renovado interés en su utilización³.

Por otra parte, las altas emisiones de CO₂ a la atmosfera debidas a la combustión de madera, carbón e hidrocarburos, han contribuido a producir un incremento en la temperatura de la Tierra (efecto invernadero), por lo anterior, es necesaria una reducción en las emisiones de CO₂, para lograr así el equilibrio en el ciclo total de carbono.

Los desarrollos tecnológicos en la industria petrolera pueden ayudar a aliviar la emisión de gases a la atmosfera. Una opción que ayudaría a mitigar la contaminación del planeta por emisiones de CO₂, es su utilización en procesos de recuperación mejorada. La inyección de CO₂ en yacimientos de petróleo es un agente con doble beneficio:

- La inyección de CO₂ puede mejorar la recuperación de petróleo que no se produce por recuperación primaria o secundaria.
- El CO₂ se puede almacenar en los yacimientos por largos periodos de tiempo, disminuyendo así la contaminación atmosférica.

Actualmente la obtención del CO₂ se da por fuentes naturales, pero debido a los altos precios de los hidrocarburos, es probable que el número de proyectos de inyección de CO₂ se incremente en los años siguientes. Por lo tanto será necesario utilizar fuentes de CO₂ adicionales a las naturales, como las que se tienen en la industria cementera y petrolera.

CAPÍTULO 1 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA (RM)

1.1 ETAPAS DE PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO

Un yacimiento aporta hidrocarburos a la superficie debido a la energía que posee; es decir, debido a la presión y a los diferentes mecanismos de empuje que actúan en el yacimiento. A esta etapa de producción se le conoce como recuperación primaria.

Cuando esta energía comienza a agotarse es necesaria la inyección de agua y/o gas convencional a la formación productora para mantener la presión en el yacimiento y empujar a los hidrocarburos hacia los pozos productores. A esta etapa de producción se le conoce como recuperación secundaria.

La recuperación mejorada (RM) generalmente se utiliza en una etapa terciaria de la vida del yacimiento (aunque idealmente debería aplicarse desde un inicio); implica cambiar las propiedades del sistema roca-fluido y proporcionarle energía y empuje adicional al yacimiento, para obtener una recuperación adicional.

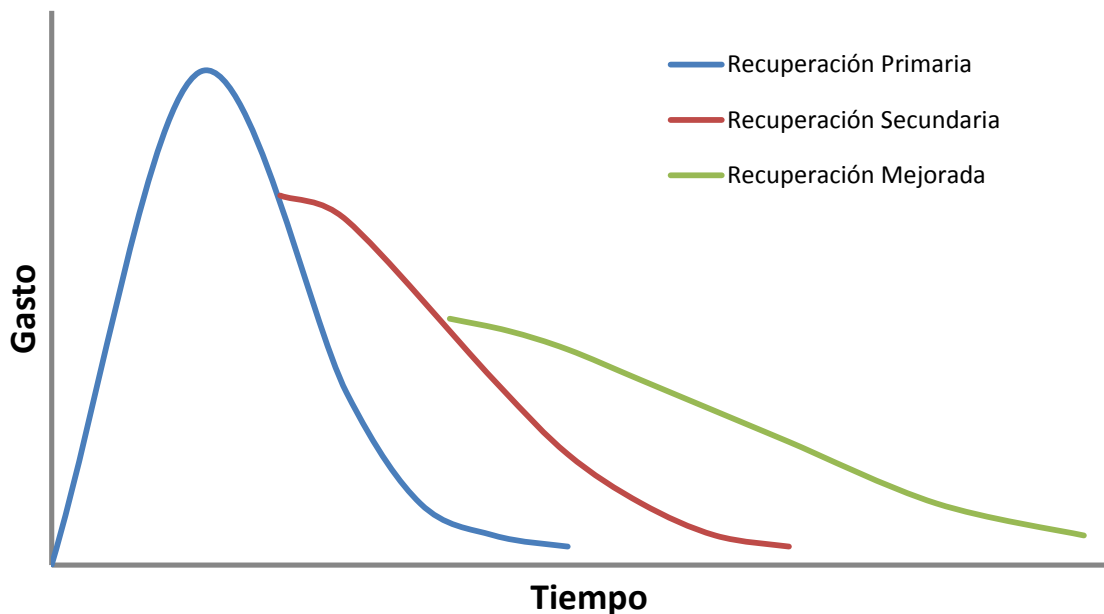


Figura 1. 1 Etapas de producción de un yacimiento

1.2 DEFINICIÓN DE RECUPERACIÓN MEJORADA (RM)

La recuperación mejorada (RM) es la recuperación de petróleo por la inyección de agentes/materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento⁴. Es decir, un proceso de RM ayuda a recuperar petróleo del yacimiento que no puede producirse de manera natural, mediante la inyección de materiales que alteran las propiedades del sistema roca-fluido en el yacimiento.

Comúnmente los procesos de recuperación mejorada se asocian a una etapa terciaria del yacimiento, pero la definición no especifica una etapa de la vida del yacimiento en particular. Por lo cual, los procesos de recuperación mejorada pueden aplicarse sin que se haya empleado un proceso de recuperación secundaria o en yacimientos que no producen de manera natural. Como sucede en los yacimientos de arenas bituminosas en Canadá, o en yacimientos de petróleo pesado en México.

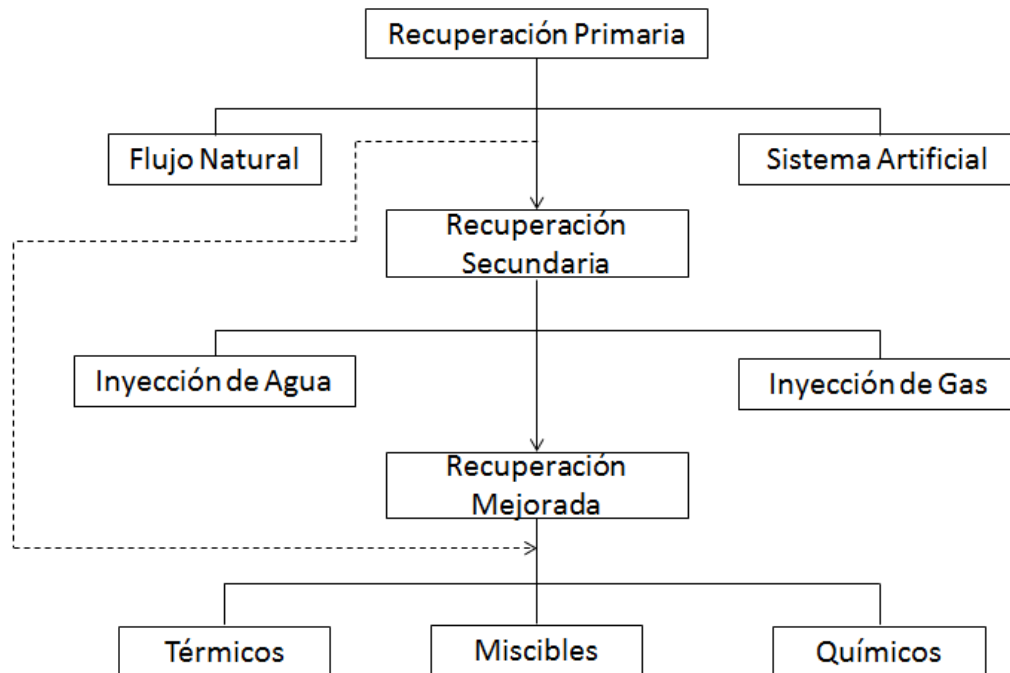


Figura 1.2 Procesos de producción de petróleo

1.3 CLASIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Los métodos de recuperación mejorada tienen varias clasificaciones; una de las más utilizadas es la siguiente (Fig. 1.3):

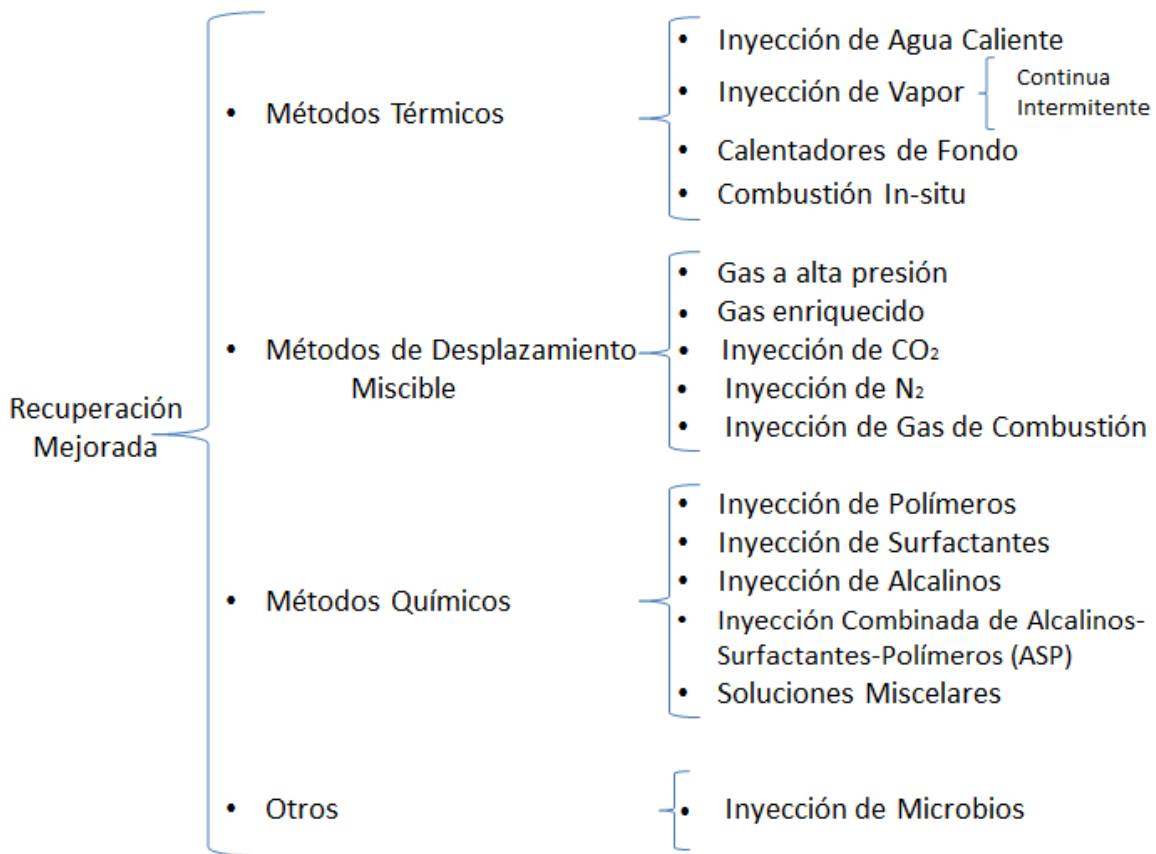


Figura 1.3 Clasificación de los métodos de recuperación mejorada

1.3.1 Métodos Térmicos

Los métodos térmicos inyectan calor en el yacimiento reduciendo así la viscosidad del petróleo, causando que éste fluya mejor hacia los pozos productores. El calor puede generarse en superficie o en el subsuelo; cuando se produce en superficie se lleva al yacimiento por medio de agua caliente o de vapor de agua. Los yacimientos de petróleo pesado son candidatos a la aplicación de métodos térmicos debido a su alta viscosidad. Los métodos térmicos pueden clasificarse de la manera siguiente: Inyección de Agua Caliente, Inyección de Vapor y Combustión In-situ.

1.3.1.1 Inyección de Agua Caliente⁵

En un principio la inyección de agua caliente se utilizó para disolver ceras y asfáltenos, incrementando así la inyectividad del pozo. Después de esto, se comenzó a utilizar como un método de recuperación mejorada, pero pronto se observaron las limitaciones que este método tenía:

- Grandes pérdidas de calor en el pozo y la formación (dependiendo del espesor)
- No aplicable en profundidades considerables
- Alta canalización (mayor que la del vapor)

Comparada con la inyección de vapor, la inyección de agua caliente es menos eficiente para desplazar petróleo, debido a la baja cantidad de calor contenida en el agua comparada con la del vapor.

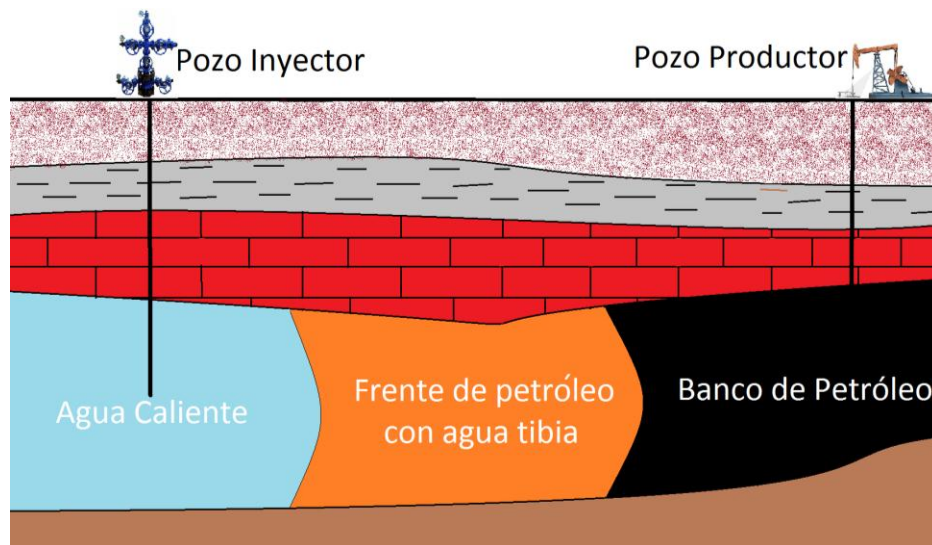


Figura 1. 4 Inyección de Agua Caliente

1.3.1.2 Inyección de Vapor⁶

La inyección de vapor ha sido el método de RM más utilizado, ya que a diferencia del agua caliente, la energía calorífica que el vapor transporta es mucho mayor, teniendo por consecuencia una mayor eficiencia. El proceso consiste en inyectar vapor generado en superficie al yacimiento por medio de pozos; el vapor invade parte del yacimiento provocando una reducción en la viscosidad del petróleo, propiciando que pueda producirse en superficie.

Los procesos que actúan cuando se aplica inyección de vapor son complejos; los mecanismos de desplazamiento son los siguientes:

- Vapor a altas temperaturas
- Solventes in-situ
- Reducción de la viscosidad
- Variaciones en la presión capilar y en la permeabilidad
- Expansión térmica
- Segregación gravitacional
- Gas en solución
- Emulsiones
- Empuje
- Mantenimiento de presión

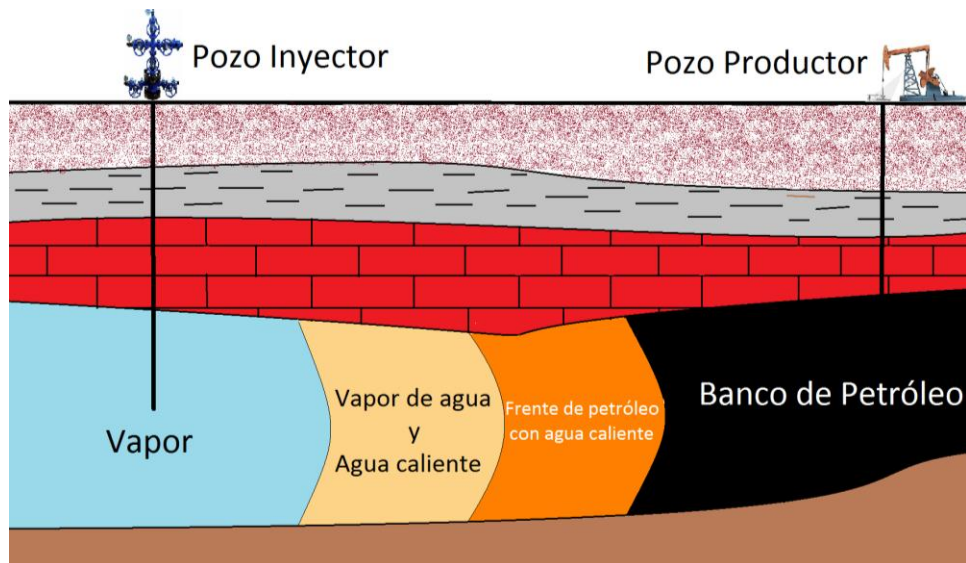


Figura 1.5 Inyección Continua de Vapor

La inyección de vapor puede a su vez realizarse de dos formas:

- **Inyección Continua de Vapor:** Se inyecta vapor constantemente al yacimiento. El frente de vapor empuja al frente de agua caliente condensada, que a su vez empuja al banco de petróleo hacia los pozos productores.
- **Inyección Cíclica de Vapor⁷:** Se inyectan gastos de vapor durante algunos días (10-30). A continuación se deja de inyectar vapor y se cierra el pozo (5 a 20 días), para permitir que se transmita el calor inyectado a la formación y a los fluidos. Finalmente se abre el pozo nuevamente a producción que puede ser desde unos meses hasta poco más de un año.

1.3.1.3 Combustión In-situ⁸

Este proceso se basa en la generación de calor dentro del yacimiento por medio de la combustión de una parte de los hidrocarburos del yacimiento. La combustión se logra por la inyección continua de aire, el cual mediante ignición espontánea o inducida genera un frente de combustión que propaga el calor dentro del yacimiento. El frente de combustión actúa como un pistón, empujando las fracciones ligeras de la zona quemada delante de él.

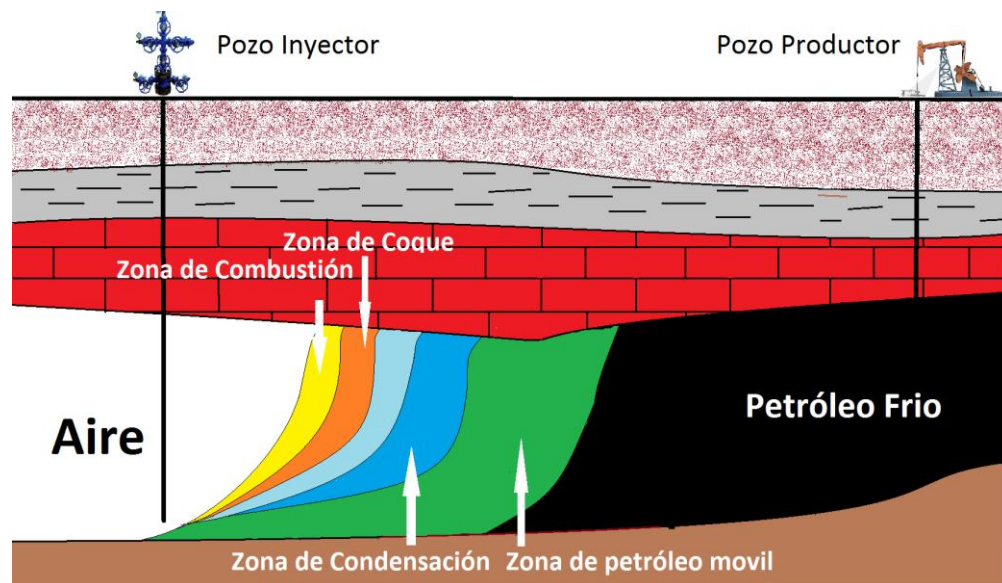


Figura 1.6 Combustión In-Situ

La combustión in-situ puede aplicarse de dos formas diferentes:

- **Convencional:** En este proceso el aire, o el aire enriquecido con oxígeno inyectados y el frente de combustión, se desplazan en el mismo sentido, del pozo inyector al pozo productor.
- **Combustión Húmeda:** Una vez que se ha iniciado la combustión de parte del petróleo, se comienza a inyectar intermitentemente o simultáneamente agua con el aire para recuperar parte de la energía de la roca calentada por la combustión, convirtiendo al agua en vapor y ayudando a precalentar al yacimiento frío adelante del frente de combustión.

1.3.2 Métodos de Desplazamiento Miscible⁹

Dos fluidos se consideran miscibles cuando estos pueden mezclarse en todas proporciones y la mezcla resultante permanece en una sola fase. El petróleo y gas natural en general son fluidos inmiscibles entre sí. La miscibilidad se puede lograr con presiones elevadas en el yacimiento obteniendo así una miscibilidad dinámica en el mismo.

Las categorías de inyección de gas miscible son:

- Inyección de CO₂
- Inyección de Gas a Alta Presión
- Inyección de Gas Enriquecido
- Inyección de Bache Miscible
- Inyección de N₂
- Inyección de Gas de Combustión

1.3.2.1 Inyección de Gas a Alta Presión¹⁰

Esta técnica consiste en inyectar gas (natural, de combustión o CO₂) a alta presión en el yacimiento, con lo cual se genera una transferencia de constituyentes entre el petróleo y el gas inyectado; este fenómeno se conoce como “vaporización”. Cuando se llega a las condiciones deseadas (presión y composición del petróleo) se alcanza la miscibilidad entre el petróleo y el gas inyectado, con lo cual se forma una zona de transición miscible que desplaza al petróleo, dejando saturaciones residuales de petróleo muy bajas.

Debido a las altas presiones que se necesitan alcanzar, este método se aplica sólo a yacimientos profundos, cuyas capas sellantes puedan mantener el confinamiento de los hidrocarburos.

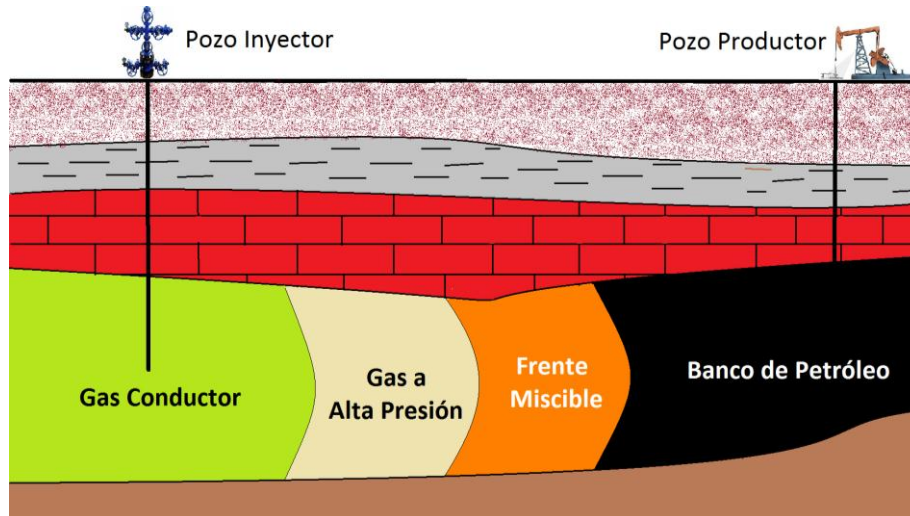


Figura 1. 7 Inyección de Gas a Alta Presión

1.3.2.2 Inyección de Gas Enriquecido¹⁰

Inicialmente cuando el gas enriquecido se inyecta al yacimiento es típicamente inmisible con el petróleo. Después de contactos múltiples, algunos constituyentes intermedios del gas comenzarán a condensarse en las cercanías de los pozos inyectores, hasta que se logre una situación de miscibilidad entre el gas enriquecido y el petróleo atrás del frente de avance del gas. Entonces se forma un banco miscible a partir de la condensación de componentes intermedios del gas hacia el petróleo. Esta zona miscible

se desplaza por el gas que es inyectado y a su vez desplaza el petróleo que se encuentra en el frente.

Generalmente se utiliza gas natural mezclado con propano o butano. Experimentos de desplazamientos lineales en núcleos, demuestran que para estas condiciones (ideales) se pueden alcanzar recuperaciones de entre 60-90%. La diferencia principal entre el método de inyección de gas a alta presión y de gas enriquecido, es que en los procesos de gas enriquecido los componentes C₂-C₆ se transfieren del gas al petróleo en la retaguardia del frente de inyección, mientras que en los procesos de inyección de gas a alta presión, los componentes C₂-C₆ pasan del petróleo al gas de inyección en el frente de avance del gas.

1.3.2.3 Inyección de Bache Miscible¹⁰

Los procesos de bache miscible involucran la inyección de un fluido directamente miscible con el petróleo del yacimiento, seguido de un fluido conductor que a su vez es miscible con el bache desplazante, pero menos costoso. Al igual que en los métodos anteriores, se forma un frente miscible que desplaza los hidrocarburos en el frente, el cual se empuja finalmente por un bache de gas o agua.

El fluido miscible con el petróleo generalmente está constituido por sus hidrocarburos (propano, butano y sus mezclas, con o sin metano), aunque también se pueden utilizar alcoholes como desplazantes. Los fluidos conductores más utilizados son el gas natural para desplazantes hidrocarburos, y el agua se utiliza como conductora cuando se emplea un alcohol como desplazante.

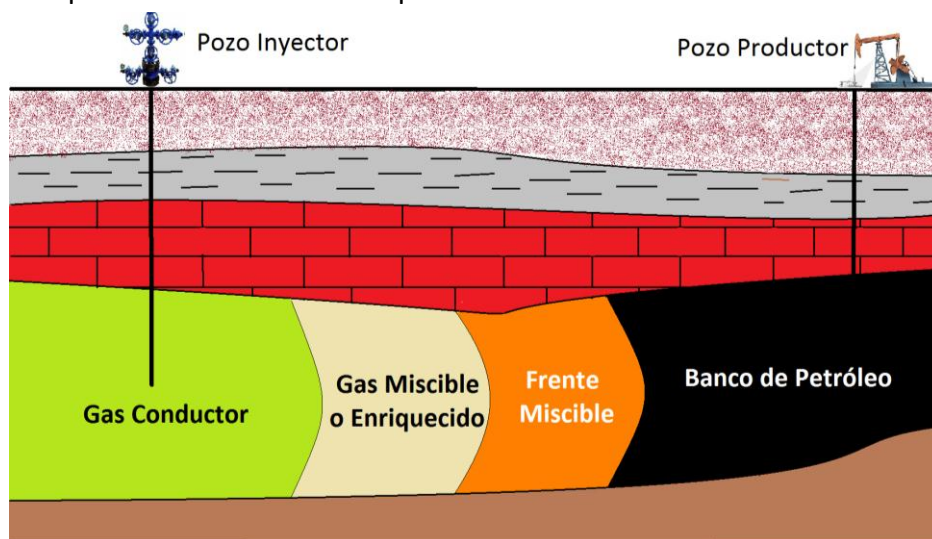


Figura 1. 8 Inyección de Gas Miscible

1.3.2.4 Inyección de CO₂ ^{11, 12}

El CO₂ tiene una alta solubilidad con el petróleo; característica que lo convierte atractivo para su utilización en un proceso de recuperación mejorada. Esto se debe a que la densidad del CO₂ es muy similar a la del petróleo a condiciones de yacimiento, con lo cual los efectos gravitacionales y de canalización se minimizan. Esta densidad se alcanza a altas presiones, por lo que la inyección de CO₂ aplica en yacimientos profundos; esta presión es llamada “Presión Mínima de Miscibilidad”. Cuando esta presión se alcanza el mecanismo más importante es el desplazamiento miscible entre el CO₂ y el petróleo.

Comparado con otros gases, el CO₂ puede extraer los componentes pesados del petróleo; es decir, ocurre el fenómeno de vaporización para generar el frente miscible que desplazará el petróleo residual. La solubilidad del CO₂ causa que el petróleo se expanda; lo cual depende de la cantidad de metano que contenga el petróleo, ya que el CO₂ no desplaza todo el metano cuando contacta el petróleo.

Algunas de las ventajas del uso del CO₂ con respecto a otros gases son las siguientes:

- Propicia la expansión (hinchamiento) del petróleo
- Reduce la viscosidad del petróleo
- Incrementa la densidad del petróleo
- Alta solubilidad en agua
- Puede vaporizar y extraer fracciones del petróleo
- Alcanza la miscibilidad a presiones menores que otros gases
- Reduce la densidad del agua
- Reduce las diferencias de densidad entre el agua y petróleo, y entonces reduce los efectos negativos por segregación gravitacional
- Reduce la tensión superficial del petróleo y agua, produciendo un desplazamiento más efectivo.

El CO₂ puede inyectarse como:

- **Inyección continua:** el CO₂ se inyecta de manera continua en el yacimiento hasta que la relación de gas producido con el petróleo sea demasiado elevada, el costo de producción no sea económicamente viable.

- **Inyección alternada con agua:** en inglés conocida como “Water Alternating Gas” (WAG), es el método más empleado. Pequeños baches de CO₂ (algún porcentaje del volumen poroso) se inyectan en alternancia con baches de agua. Tres parámetros controlan este procedimiento:
 - El tamaño de los baches de CO₂
 - La relación del volumen de CO₂ inyectado con respecto al volumen de agua inyectada
 - El número de baches

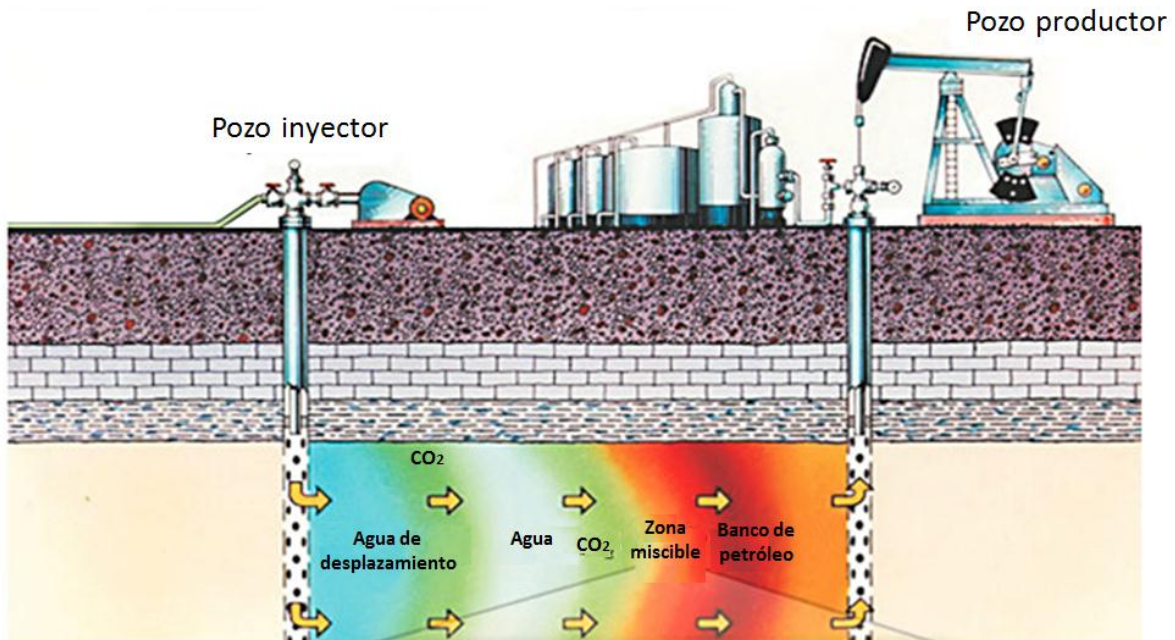


Figura 1. 9 Inyección de CO₂ alternada con agua⁴

- **Inyección Cíclica:** Se trata de un procedimiento de estimulación que generalmente se aplica en pozos que producen petróleo pesado. Algunos volúmenes de CO₂ se inyectan en un pozo que enseguida se cierra por unos días. El objetivo es tratar de disolver el máximo volumen en el petróleo, para posteriormente producirlo por expansión del CO₂ disuelto y por disminución de la viscosidad del petróleo.

1.3.3 Métodos Químicos¹³

Los métodos químicos involucran la inyección de un agente químico con el objetivo de reducir la tensión interfacial entre el fluido desplazante y el petróleo, además de cambiar la mojabilidad de la superficie de la roca. Algunos productos químicos utilizados para este proceso son los surfactantes y los polímeros. Otros productos químicos utilizados son los productos alcalinos, los cuales reaccionan con los ácidos de la formación, resultando en un surfactante (in-situ).

La inyección de químicos ayuda a:

- Incrementar el número capilar para movilizar el petróleo residual
- Reducir la relación de movilidades para una mejor eficiencia de barrido
- Mejorar la eficiencia de barrido en yacimientos muy heterogéneos

1.3.3.1 Inyección de Polímeros^{13, 14}

Los polímeros son moléculas largas formadas por la unión de moléculas más pequeñas llamadas monómeros. Una de las características más importantes de los polímeros es su fuerte afinidad al agua, lo que los hace solubles en ésta. Además, su afinidad por las calizas y las arenas, ayuda a mejorar la eficiencia de barrido al desplazar una cantidad mayor de petróleo.

El desplazamiento con polímeros consiste en agregar polímeros al agua de inyección para disminuir su movilidad. El resultado es un incremento en la viscosidad del agua y una disminución en la permeabilidad relativa de la misma provocando que la relación de movilidades agua-petróleo disminuya.

El polímero debe penetrar zonas de baja permeabilidad y suministrar fuerza para producir el petróleo de las zonas no barridas y el que se encuentra entrampado por agua.

Los mecanismos más importantes en la inyección de polímeros son:

- El aumento de la viscosidad del agua
- Reducción de la movilidad del agua
- Mejoramiento del barrido vertical y volumétrico

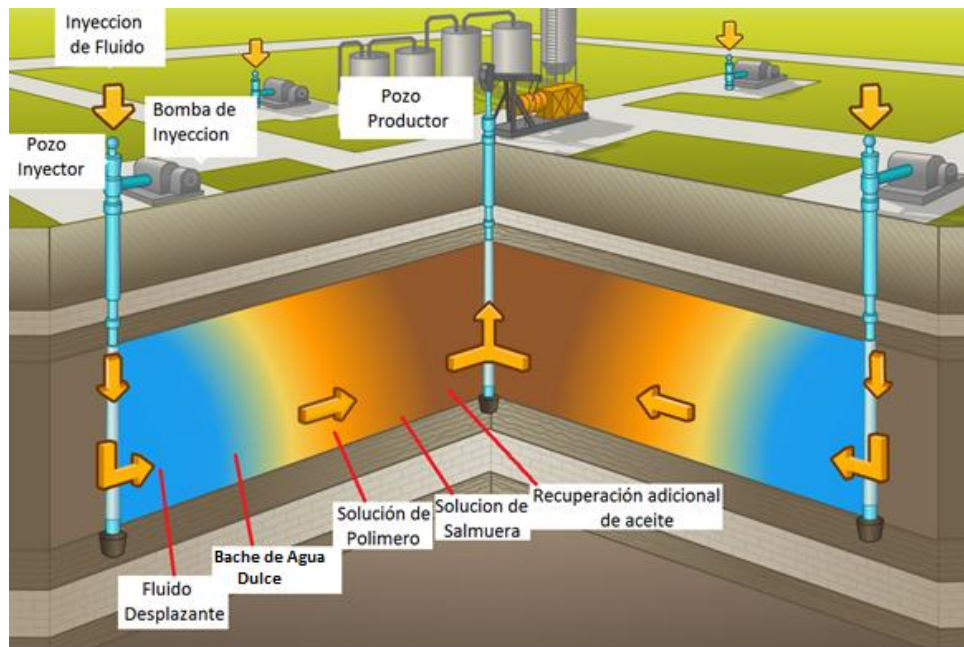


Figura 1. 10 Inyección de Polímeros¹⁵

1.3.3.2 Inyección de Surfactantes¹⁵

Un surfactante es una mezcla de agentes tensoactivos, que actúan en la superficie de contacto entre dos fases (dos fluidos inmiscibles), reduciendo la tensión interfacial para conseguir una emulsión entre estas fases.

Los surfactantes reducen la tensión superficial del agua adsorbiéndose a la interfase líquido-gas. También reducen la tensión interfacial entre el petróleo y el agua por adsorción de la fase líquido-líquido.

Las dos propiedades principales de los surfactantes son:

- La capacidad de adsorberse a las interfases (adsorción).
- Su tendencia a asociarse para formar estructuras organizadas (asociación).

Se necesita una baja tensión interfacial para incrementar la recuperación de petróleo. La tensión interfacial incide en el Número Capilar (N_c): éste es una relación adimensional usada para describir la dependencia entre las fuerzas viscosas, la tensión interfacial y la restricción al paso a través de un capilar.

$$Nc = \frac{v \mu}{\sigma} \quad \text{Ec. (1.1)}$$

donde

v = velocidad de flujo [cm/seg]

μ = viscosidad del fluido desplazante [Poise]

σ = tensión interfacial [dina/cm]

Un incremento en el Nc implicará un aumento en la recuperación de petróleo; se puede observar en la Ec. (1.1) que si la tensión interfacial disminuye, la velocidad de flujo aumenta o la viscosidad aumenta, el Nc aumentará.

Una de las principales limitaciones de los surfactantes es su inestabilidad con la temperatura; esta puede ser un factor adverso en la aplicación de esta técnica.

1.3.3.3 *Inyección de Alcalinos*¹³

El desplazamiento con alcalinos involucra una reacción química entre los agentes alcalinos suministrados a la formación y los ácidos orgánicos en el petróleo, para producir surfactantes in-situ (jabones) que puedan disminuir la tensión interfacial. A ciertas condiciones apropiadas de salinidad, pH y temperatura se altera la mojabilidad de la roca, lo que se traduce en una mejor recuperación de petróleo. Otro mecanismo muy importante es la emulsificación. Ésta se forma entre el petróleo y el agua alcalina, formando un frente de emulsión que desplaza el petróleo de los poros.

Los mecanismos que actúan en un desplazamiento con alcalinos son:

- Reducción de la tensión interfacial
- Cambio de mojabilidad de la roca
- Emulsión entre el agua y el petróleo.

En este método existen incertidumbres en el índice de acidez y pérdida de productos químicos, por lo que este método presenta una exactitud poco clara. Además se necesitan una mayor cantidad de estudios para determinar la interacción de los agentes alcalinos con los demás componentes del petróleo.

1.3.4 Otros Métodos

1.3.4.1 Inyección de Microbios¹⁶

El uso de microorganismos y sus productos metabólicos para estimular la producción de petróleo está teniendo un renovado interés mundial. Esta técnica involucra la inyección al yacimiento de microorganismos seleccionados y la posterior estimulación y transporte de sus productos formados in-situ, a fin de que su presencia ayude a reducir la viscosidad del petróleo y la saturación residual en el yacimiento. Esto es debido a que los productos formados in-situ provocan cambios químicos y petrofísicos en el yacimiento, teniendo una mejor recuperación de petróleo.

Los mecanismos que actúan en la inyección de microbios son:

- Reducción de la viscosidad
- Reducción de la tensión interfacial
- Formación in-situ de bioproductos

Las altas presiones y temperaturas del yacimiento pueden ser una restricción para la aplicación de un proceso de inyección de microbios. Para la inyección de microbios se necesita un amplio estudio de los efectos que tendrán al combinarse con el yacimiento.

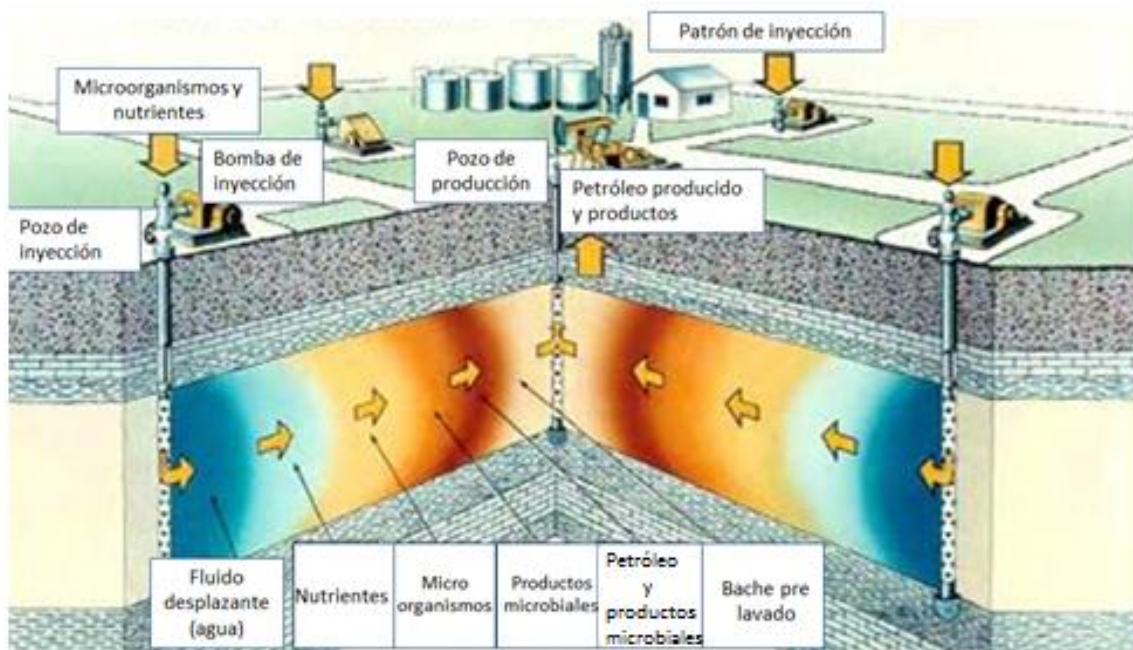


Figura 1. 11 Inyección de Microbios¹⁵

1.4 PANORAMA MUNDIAL

Actualmente los métodos de recuperación mejorada están teniendo un auge importante debido a los elevados precios del petróleo. Es decir, a pesar de los costos que implican, pueden ser económicamente viables para incrementar el factor de recuperación en los yacimientos.

Aunque es necesario descubrir, desarrollar y explotar nuevos campos para mantener y aumentar las reservas, puede ser más sencillo y económico aplicar métodos de recuperación mejorada a yacimientos que ya han sido explotados y el factor de recuperación sea bajo (15%-25%). Lo anterior es debido a que se cuenta con una experiencia de más de 40 años en el desarrollo e investigación de métodos de RM y se han sentado las bases para determinar que método de RM es más factible aplicar en cada yacimiento.

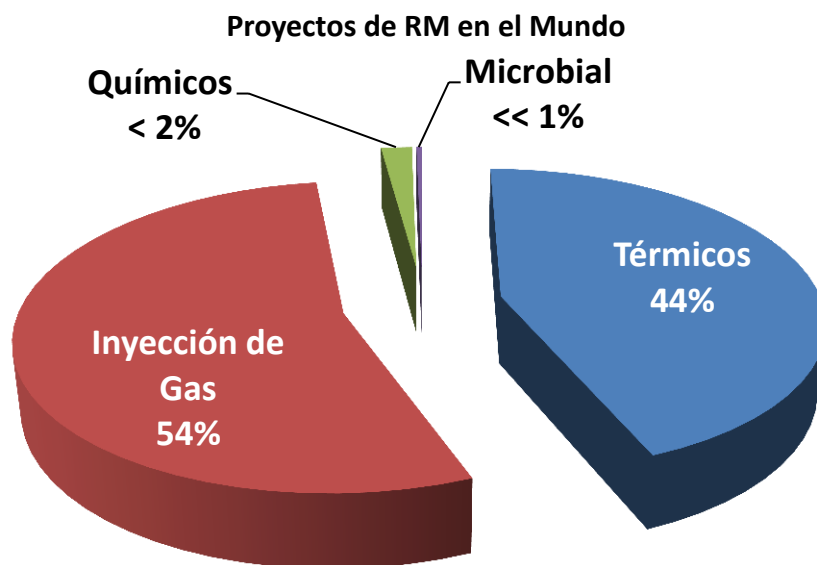


Figura 1. 12 Proyectos de RM en el mundo en 2012^{17,18, 19}

En la Figura 1.12 se puede apreciar la distribución de los proyectos de recuperación mejorada en el mundo. Los procesos de RM más utilizados son los de inyección de gas con 177 proyectos en ejecución, seguidos de los métodos térmicos con 144 proyectos. Los métodos químicos y microbiales son escasos en el mundo, con apenas 6 y 1 proyectos, respectivamente.

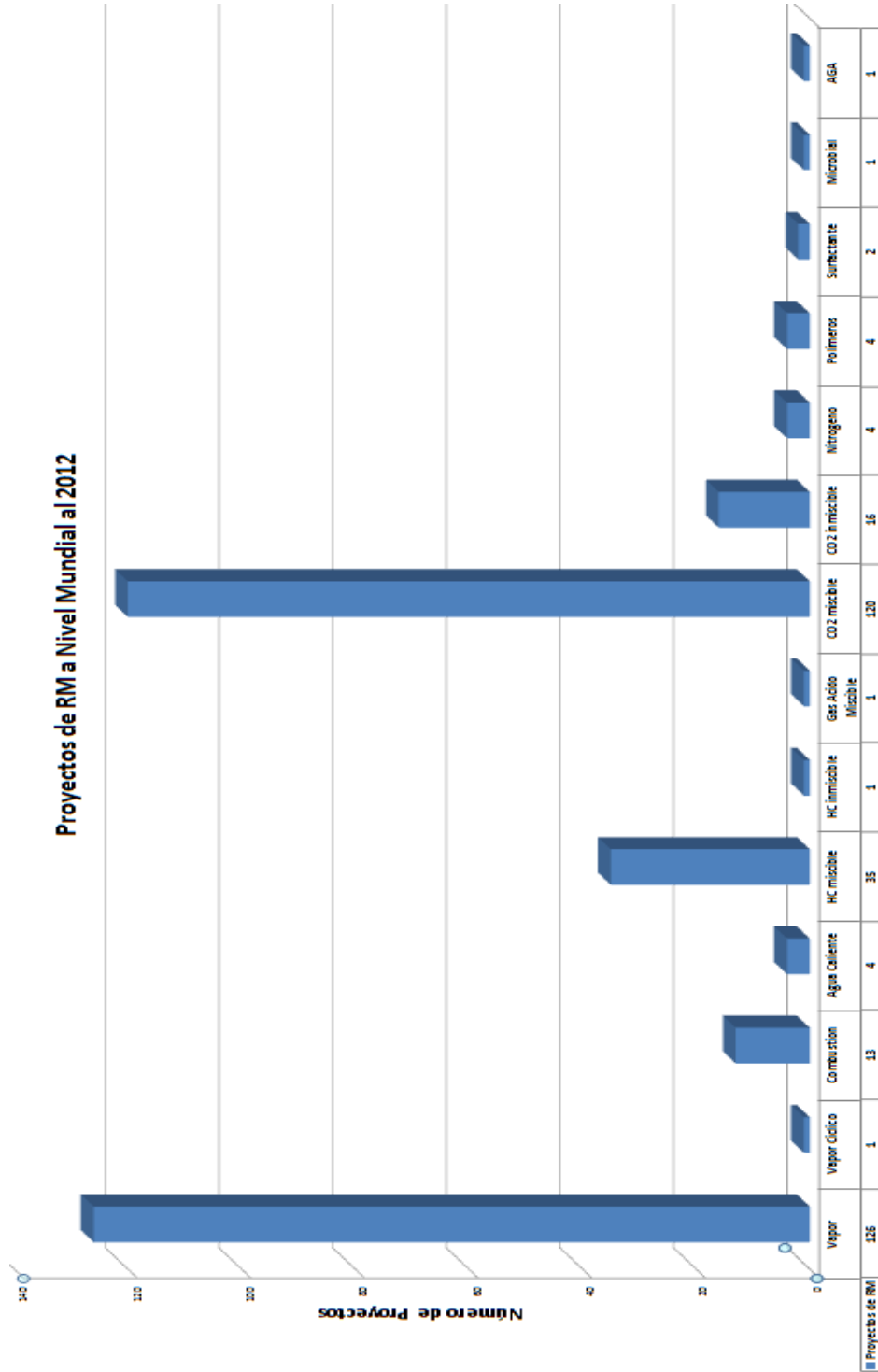


Figura 1. 13 Revisión a detalle de los proyectos de RM en el mundo en 2012^{17, 18, 19}

La Figura 1.13 muestra a detalle la distribución de los procesos de recuperación mejorada a nivel mundial. El proceso más aplicado es la inyección de vapor con 126 proyectos en el mundo, seguido de la inyección de CO₂ miscible con 120 proyectos (la mayoría en Estados Unidos). Aunque en número de proyectos, los métodos térmicos y de inyección de gas son muy cercanos, debe tenerse en cuenta que la producción obtenida por la aplicación de métodos térmicos es mucho mayor que la obtenida por inyección de CO₂.

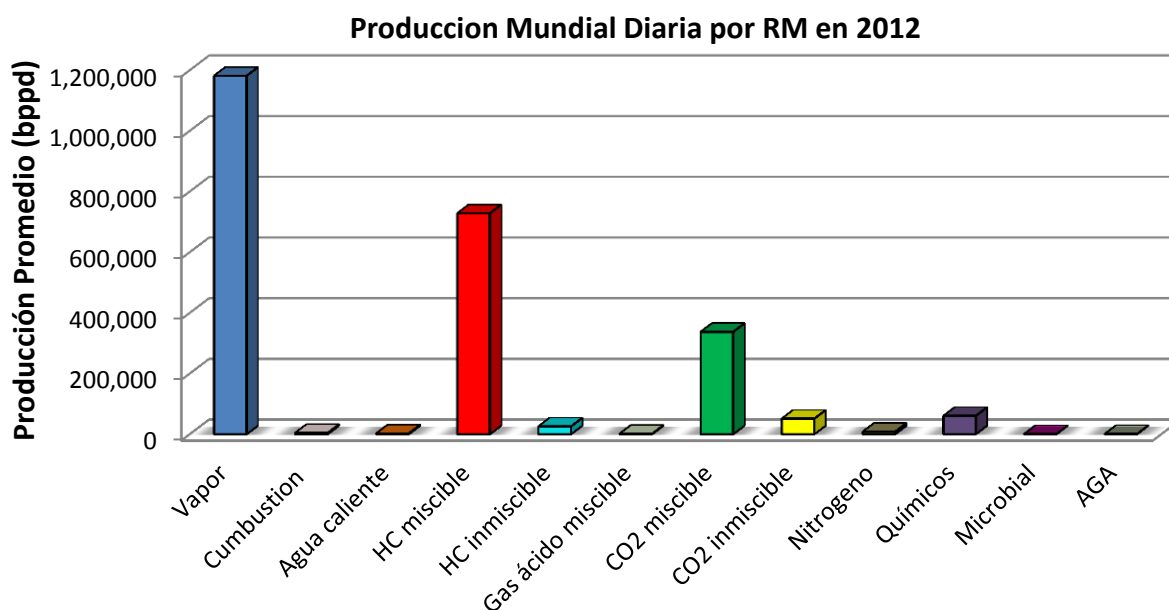


Figura 1. 14 Producción mundial diaria de petróleo por RM en 2012^{17,20,21}

En la Figura 1.14 se muestra la producción a nivel mundial de petróleo por métodos de recuperación mejorada. Es posible observar que la producción por inyección de vapor (1.18 Mbppd) es mucho mayor que la producción por inyección de CO₂ miscible (0.337 Mbppd), aunque en la Figura 1.13 se observa que el número de proyectos implementados a nivel mundial es cercano (127 proyectos de vapor vs. 136 proyectos de CO₂).

Si los proyectos de RM ejecutados en Estados Unidos no son considerados en la distribución a nivel mundial, la Figura 1.15 se modificaría de la siguiente manera:

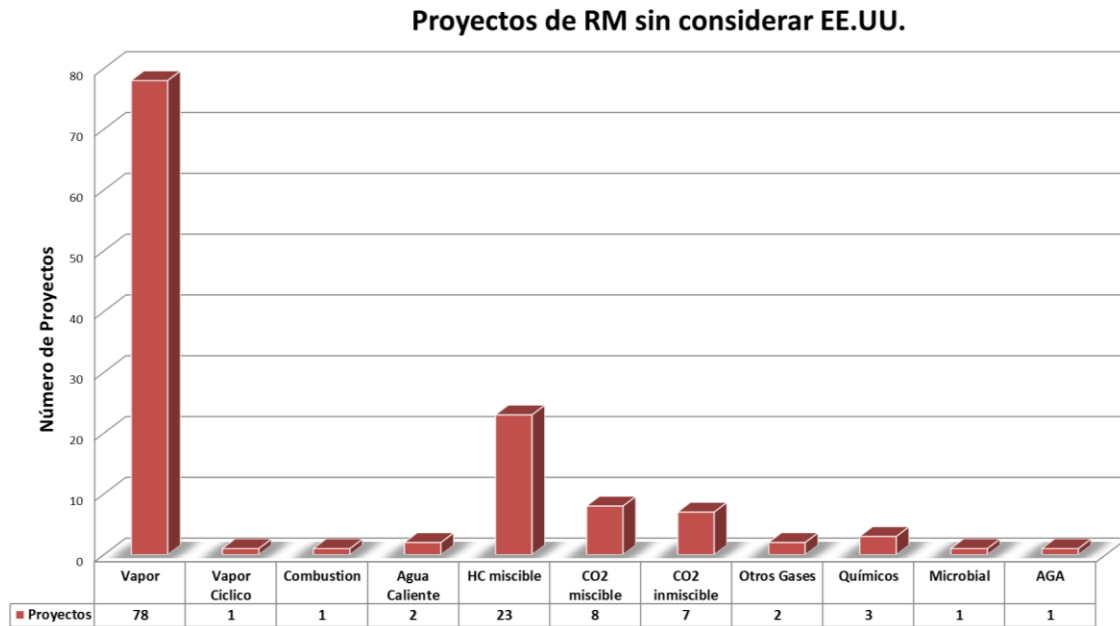


Figura 1. 15 Distribución de proyectos de RM fuera de EE.UU.^{17, 18}

En la Figura 1.15 se puede observar rápidamente la dramática reducción de los proyectos de inyección de CO₂, ya que Estados Unidos es el país que aplica éstos procesos en mayor escala. Lo anterior se debe a que la cuenca Pérmica (ubicada al sur de Estados Unidos) cuenta con numerosos yacimientos de CO₂ que hacen que el costo de suministro sea muy bajo.

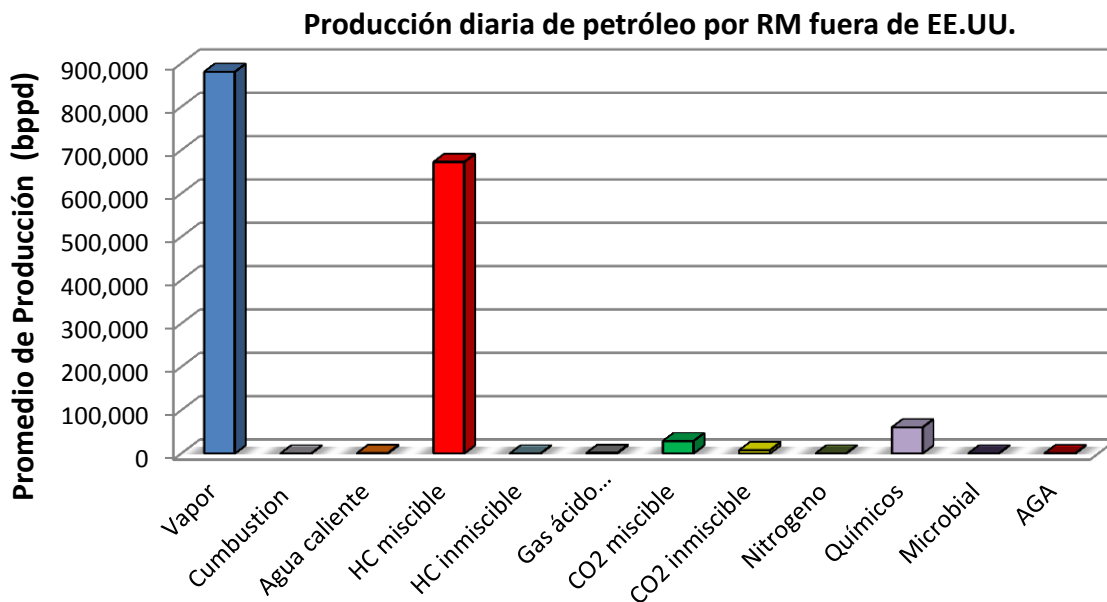


Figura 1. 16 Producción diaria de petróleo por RM sin considerar Estados Unidos^{17, 20}

La Figura 1.16 muestra la producción diaria de petróleo por RM fuera de Estados Unidos, se observa que la producción por inyección de vapor sigue siendo la que aporta mayor producción (0.880 Mbppd) seguido por la inyección de hidrocarburos miscibles (0.672 Mbppd). En cuanto a la inyección de CO₂ se puede notar una reducción notable en la producción sin la presencia de Estados Unidos por lo expuesto anteriormente. La producción por inyección de CO₂ pasa de una producción de 337 Mbppd considerando a Estados Unidos a 28 Mbppd fuera de este país.

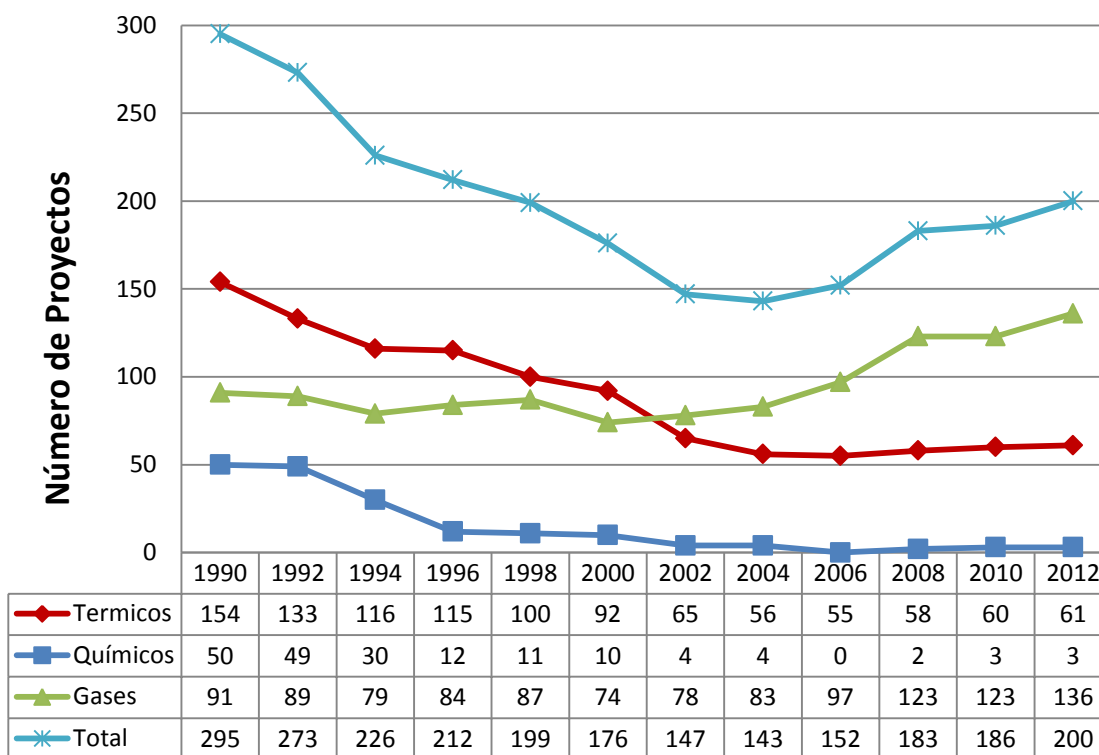


Figura 1. 17 Proyectos activos de RM en Estados Unidos desde 1990 hasta 2012¹⁹

La Figura 1.17 muestra la evolución del número de proyectos de recuperación mejorada en Estados Unidos. Se comprueba que los métodos térmicos en un principio fueron los de mayor aplicación. Sin embargo se puede observar que los proyectos de inyección de gas, principalmente la inyección de CO₂, son mas aplicados que los térmicos a partir del 2002. En tanto que la aplicación de métodos químicos ha disminuido drásticamente, debido a los altos precios que implica la utilización de químicos para su inyección en el yacimiento además del tratamiento posterior.

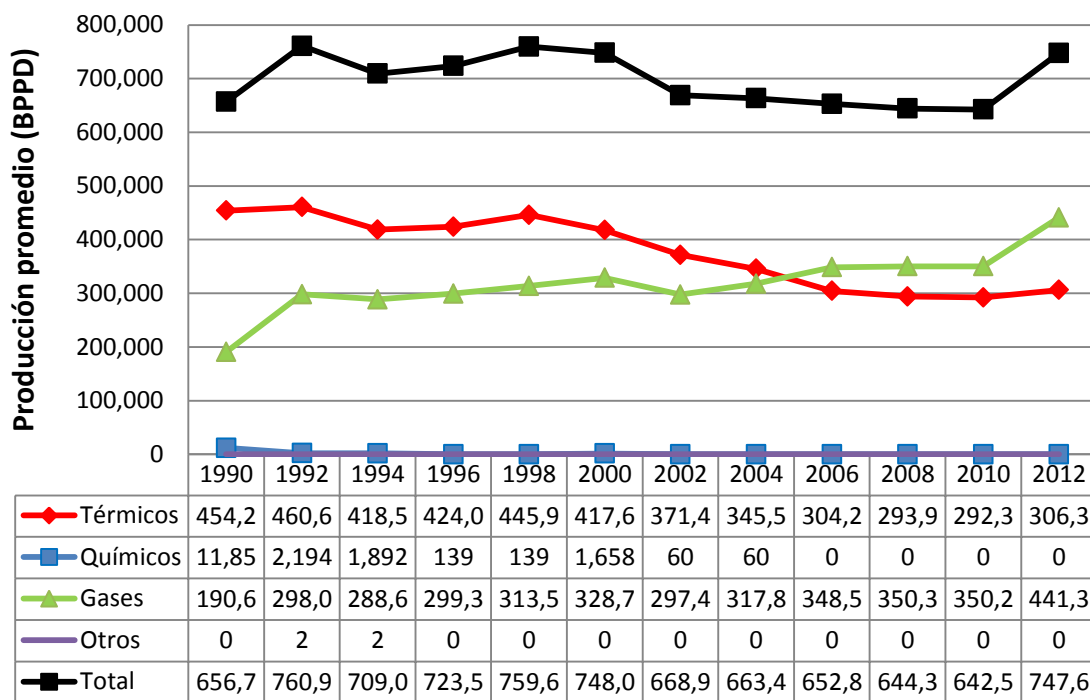


Figura 1. 18 Evolución de la Producción de Petróleo por RM en Estados Unidos²¹

La Figura 1.18 muestra la evolución de la producción de petróleo por RM en Estados Unidos. Se puede observar que la producción por implementación de inyección de gases supera la producción por implementación de métodos térmicos a partir del año 2006. Para 2012 la producción por inyección de gases es de 441 Mbppd siendo que en 1990 era de 190 Mbppd, esto demuestra que la producción por inyección de gases ha crecido en más del 100% en 12 años.

La Figura 1.19 muestra que en 2012, la recuperación por inyección de CO₂ en Estados Unidos representa el 41% de la recuperación mejorada, esto se debe a los numerosos yacimientos de CO₂ que existen en la cuenca Pérmica. La facilidad y menor complejidad de la inyección de gases comparada con los demás métodos ayudan a su aplicación en las cercanías de esas fuentes de suministro.

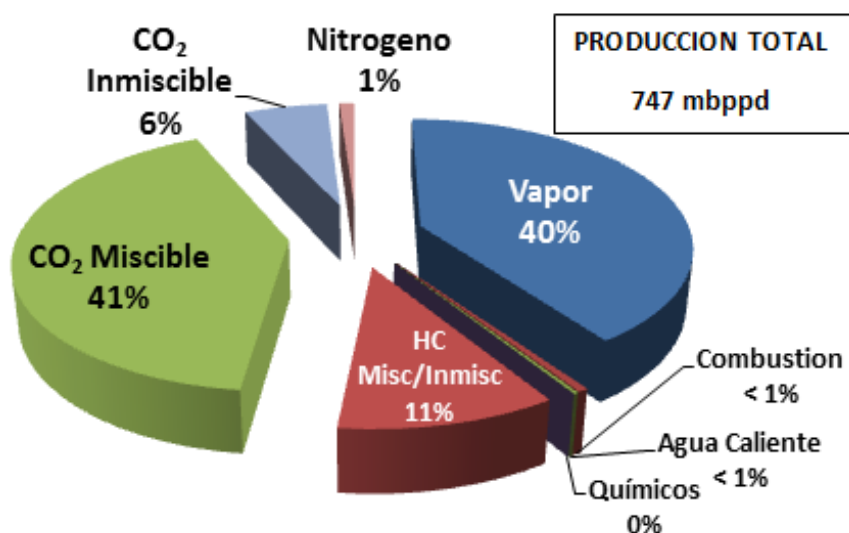


Figura 1. 19 Producción por Procesos de RM en Estados Unidos en 2012²¹

Con los recientes incentivos e interés en el secuestro y captura de CO₂, se espera que el número de proyectos de CO₂ en el mundo se incremente. En un futuro las fuentes potenciales de CO₂ probablemente serán las plantas industriales, plantas eléctricas de gas y carbón, además de muchos yacimientos ya conocidos con alto contenido de CO₂.

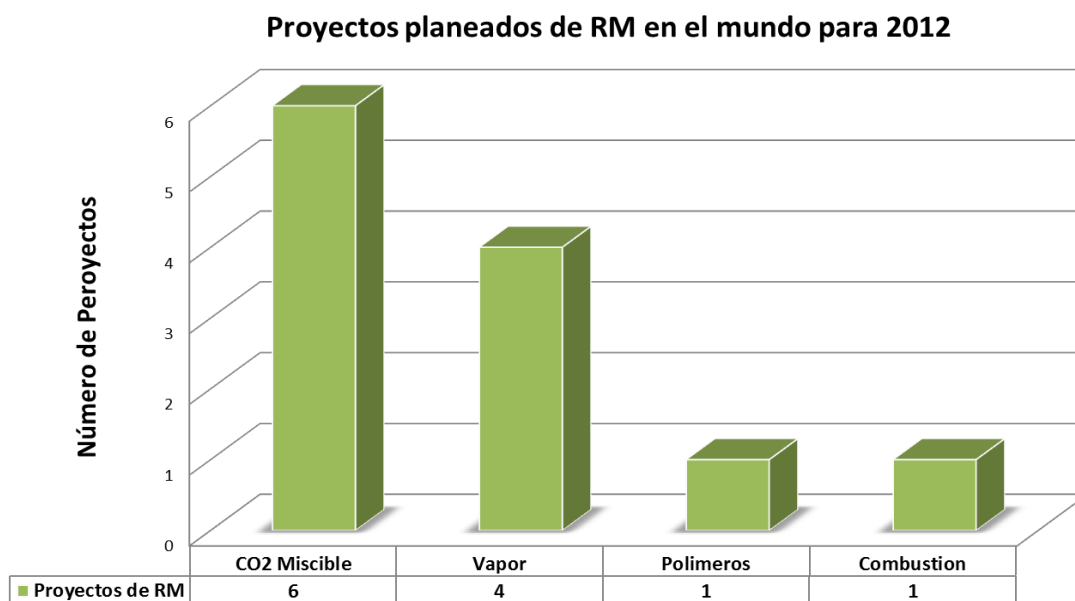


Figura 1. 20 Nuevos proyectos de RM planeados para aplicarse en 2012²²

Sin embargo, estas son sólo algunas estadísticas de aplicación de los procesos de RM, y no implica que un método sea apto o no para un yacimiento. Es necesario realizar un estudio técnico-económico para determinar que método es más adecuado en determinado tipo de yacimiento además del entorno de suministro de posibles fluidos de inyección y generación de energía. Por ejemplo, en Estados Unidos los métodos más utilizados son los de inyección de CO₂, mientras que en Rusia los métodos químicos son los más aplicados.

1.4.1 RM en México

Pemex ha aplicado métodos de recuperación secundaria inyección de agua e inyección de gas (4 proyectos de inyección de nitrógeno), con el fin de mantener la presión del yacimiento. Estos proyectos son Cantarell, Jujo-Tecominoacán, Samaria y Ku-Maloob-Zaap.

A finales de los 90's, la inyección de nitrógeno como método de recuperación secundaria, cobró una gran importancia a partir del comienzo de su aplicación a gran escala en el Campo Cantarell. En Cantarell se establecieron contratos para inyectar 1200 mmpcd de nitrógeno por día. En Jujo-Tecominoacán el contrato es para inyectar 90 mmpcd, mientras que para Samaria y Ku se inyectan 190 mmpcd y 180 mmpcd, respectivamente.

Sin embargo, algunos de los efectos negativos de la inyección de nitrógeno como la enorme quema de gas a la atmósfera y la producción y venta de gas contaminado, han propiciado la búsqueda de mejores alternativas para aumentar el factor de recuperación de los yacimientos.

Como ya se mencionó, los métodos de recuperación mejorada se muestran como una alternativa para su implementación en campo.

1.4.1.1 Campo Artesa

En México se comenzó la implementación de proyectos de recuperación mejorada con la inyección de CO₂ en el Campo Artesa, Región Sur en el año 2000.

En el Campo Artesa se inyecta un promedio de 25 mmpcd de CO₂, usando 2 pozos inyectoros y 4 pozos productores. Algunos de los beneficios documentados por la implementación del proyecto durante un año de operación son:

- Se dejó de ventear a la atmosfera un volumen de CO₂ de: 30 mmmpc.
- Volumen adicional de aceite obtenido por RM: 952mbls.
- Volumen adicional de gas hidrocarburo recuperado durante la inyección: 2.4 mmmpc
- Incremento en el factor de recuperación del 0.4%
- Se logró controlar el avance de la entrada de agua a los pozos

1.4.1.2 Campo Sitio Grande

Este proyecto comenzó en 2005 y también está ubicado en la Región Sur. En este campo se inyectan 24 mmpcd a través de un solo pozo. La producción mensual atribuible al proceso de inyección de gas es de 889 bppd acumulando 1.37 mmbpp.

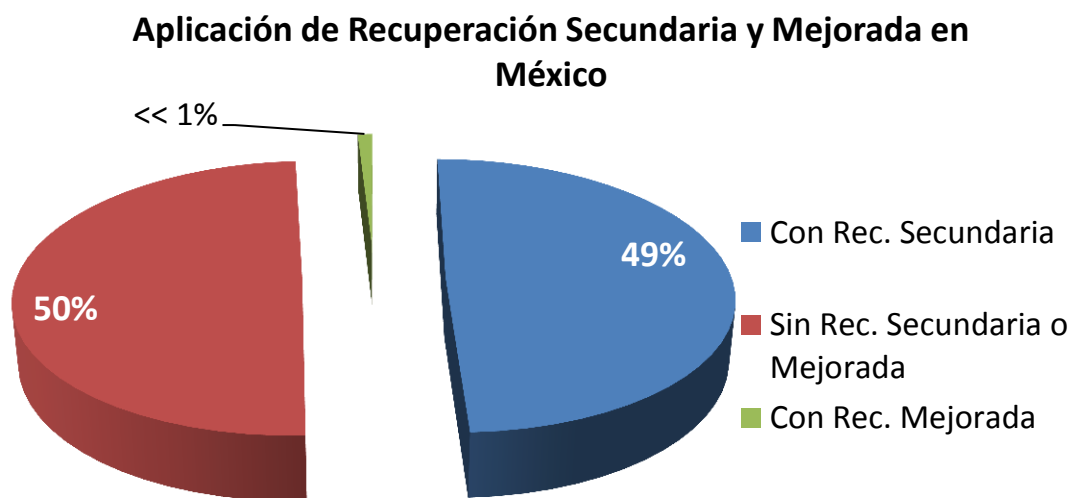


Figura 1. 21 Volumen probado de petróleo sin aplicación de algún método de RM²³

Es por esta razón que es importante darse cuenta de la relevancia que tendría la implementación de cualquier método de recuperación mejorada, ya que sólo se han aplicado a menos del 1% del volumen probado de hidrocarburos.

1.5 CRITERIOS DE ESCRUTINIO

Como ya se comentó anteriormente, un solo método de recuperación mejorada no aplica en todos los yacimientos; esto depende de las características del yacimiento y del petróleo. Por lo tanto, múltiples autores han hecho clasificaciones de acuerdo a su experiencia en la aplicación de métodos de RM, o simplemente han recabado información de varios proyectos para elaborar la Tabla 1.1.

En consecuencia, la tabla de criterios de escrutinio es sólo una guía y los rangos manejados no son absolutos; simplemente son los recomendados para asegurar el éxito de cualquier proyecto. Como en todo yacimiento, las características petrofísicas y geológicas dominan la aplicabilidad de los métodos de RM y deben compararse a tablas de otros criterios (que sirven de guía adicional).

Detail Table in Ref. 16	EOR Method	Oil Properties			Reservoir Characteristics					
		Gravity (°API)	Viscosity (cp)	Composition	Oil Saturation (% PV)	Formation Type	Net Thickness (ft)	Average Permeability (md)	Depth (ft)	Temperature (°F)
Gas Injection Methods (Miscible)										
1	Nitrogen and flue gas	>35, <u>48</u> ^a	<0.4 \ <u>0.2</u> \	High percent of C ₁ to C ₇	>40, <u>75</u> ^a	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	>6,000	NC
2	Hydrocarbon	>23, <u>41</u> ^a	<3 \ <u>0.5</u> \	High percent of C ₂ to C ₇	>30, <u>80</u> ^a	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	>4,000	NC
3	CO ₂	>22, <u>36</u> ^a	<10 \ <u>1.5</u> \	High percent of C ₅ to C ₁₂	>20, <u>55</u> ^a	Sandstone or carbonate	Wide range	NC	>2,500 ^a	NC
1-3	Immiscible gases	>12	<600	NC	>35, <u>70</u> ^a	NC	NC if dipping and/or good vertical permeability	NC	>1,800	NC
(Enhanced) Waterflooding										
4	Micellar/Polymer, ASP, and Alkaline Flooding	>20, <u>35</u> ^a	<35 \ <u>13</u> \	Light, intermediate, some organic acids for alkaline floods	>35, <u>53</u> ^a	Sandstone preferred	NC	>10, <u>450</u> ^a	>9,000 \ <u>3,250</u>	>200 \ <u>80</u>
5	Polymer Flooding	>15	<150, >10	NC	>50, <u>80</u> ^a	Sandstone preferred	NC	>10, <u>800</u> ^a ^b	<9,000	>200 \ <u>140</u>
Thermal/Mechanical										
6	Combustion	>10, <u>16</u> → ?	<5,000 ↓ <u>1,200</u>	Some asphaltic components	>50, <u>72</u> ^a	High-porosity sand/sandstone	>10	>50°	<11,500 \ <u>3,500</u>	>100, <u>135</u>
7	Steam	>8 to <u>13.5</u> → ?	<200,000 ↓ <u>4,700</u>	NC	>40, <u>66</u> ^a	High-porosity sand/sandstone	>20	>200, <u>2,540</u> ^a ^d	<4,500 \ <u>1,500</u>	NC
—	Surface mining	7 to 11	Zero cold flow	NC	>8 wt% sand	Mineable tar sand	>10°	NC	>3:1 overburden to sand ratio	NC
<p>NC = not critical. Underlined values represent the approximate mean or average for current field projects. ^aSee Table 3 of Ref. 16. ^b> 3md from some carbonate reservoirs if the intent is to sweep only the fracture system. ^cTransmissibility > 20 md-ft/cp ^dTransmissibility > 50 md-ft/cp ^eSee depth.</p>										

Tabla 1. 1 Criterios de escrutinio

CAPÍTULO 2 PROPIEDADES GENERALES DEL CO₂

Para implementar la inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada, es necesario conocer las características que el yacimiento deberá tener para ser candidato a la aplicación del mismo. Algunas de estas características ya han sido revisadas en el capítulo anterior con los criterios de escrutinio. Sin embargo, existen otras características del CO₂ que son de vital importancia y que lo hacen el gas más utilizado para procesos de recuperación mejorada.

2.1 PROPIEDADES FÍSICAS

Las bases para un buen diseño del proceso de inyección de CO₂ involucran experimentos de laboratorio y cálculos exactos de sus propiedades físicas. El CO₂ puro es un gas inerte, incoloro, inodoro y no combustible. Su peso molecular a condiciones estándar es 44.010 g/mol, que es una y media veces más pesado que el aire.

2.1.1 Diagrama de Fases

El CO₂ se presenta en estado sólido a bajas presiones y temperaturas, siendo sus propiedades más dependientes a la temperatura como se muestra en la Figura 2.1.

Por debajo de la temperatura crítica, el CO₂ pueden estar en fase líquida o gaseosa en un amplio rango de presiones. Por encima de la temperatura crítica el CO₂ existirá como un gas independientemente de la presión, sin embargo, a presiones mayores el vapor se convierte y comporta como un líquido.

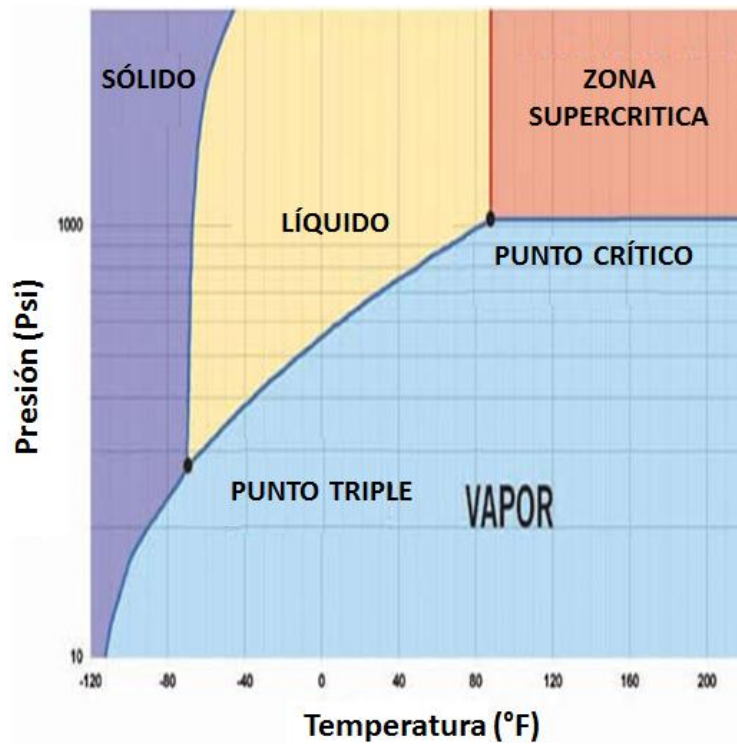


Figura 2. 1 Diagrama de fases del CO₂

2.1.2 Densidad

La densidad del CO₂ a condiciones de yacimiento es muy similar a la del petróleo, a diferencia del nitrógeno y metano que tienen una densidad dos o mas veces menor que la del petróleo.

La densidad es un aspecto de gran importancia para el desplazamiento de los fluidos, ya que se desea minimizar los efectos de cabalgamiento gravitacional, canalización y conificación entre el fluido desplazante y el fluido desplazado. Por lo tanto, ya que las densidades del CO₂ y del petróleo son muy similares, estos efectos son menores que con el uso de otros gases.

Como se observa en la Figura 2.2 la densidad del CO₂ es función de la presión y la temperatura, siendo esta ultima el parámetro más sensible. Las densidades idóneas para el desplazamiento de petróleo se dan cerca de las condiciones críticas.

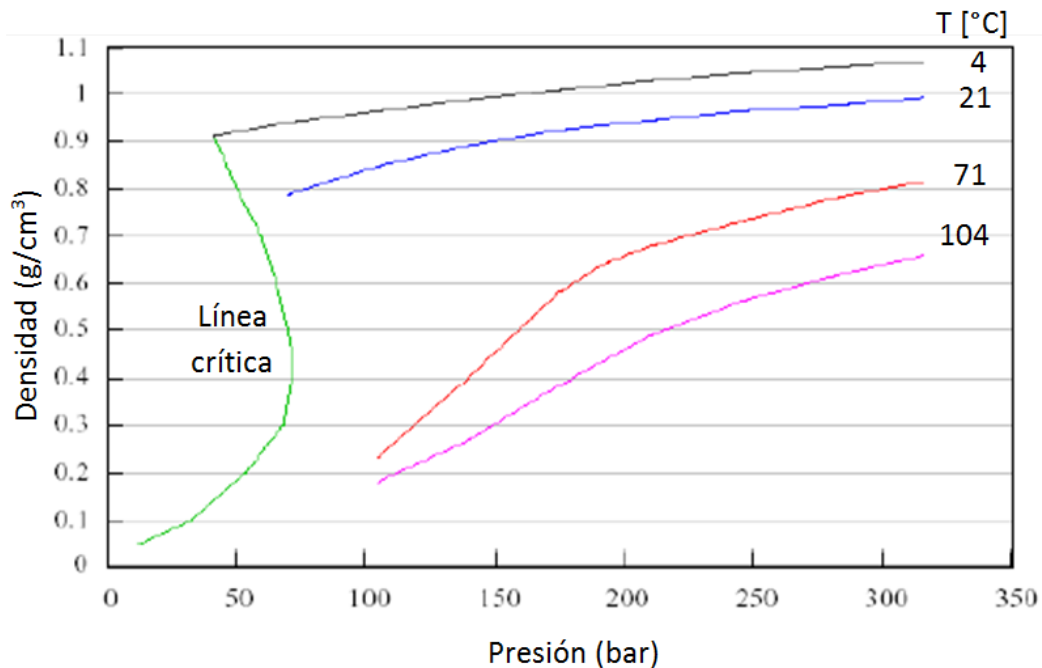


Figura 2. 2 Densidad en función de la presión y temperatura¹²

2.1.3 Viscosidad

Al igual que la densidad, la viscosidad depende de la presión y la temperatura, siendo más sensible a los cambios de temperatura. La viscosidad tiende a disminuir a medida que la temperatura aumenta, independientemente de la presión. Los valores de la viscosidad a condiciones de yacimiento se mantienen relativamente bajos, lo que ocasiona que el CO₂ digite fácilmente al petróleo, debido a que generalmente la viscosidad del crudo es mucho mayor que la del CO₂.

Lo anterior provocaría un rápido surgimiento del gas inyectado en superficie, teniendo bajas eficiencias de desplazamiento, es decir, zonas con un pobre barrido y alta saturación de petróleo. Debido a estas limitaciones, se ha optado por inyectar el CO₂ por medio de baches seguidos de un fluido desplazante, generalmente agua. A este procedimiento se le conoce como IAAG (Inyección de Agua Alternada con Gas).

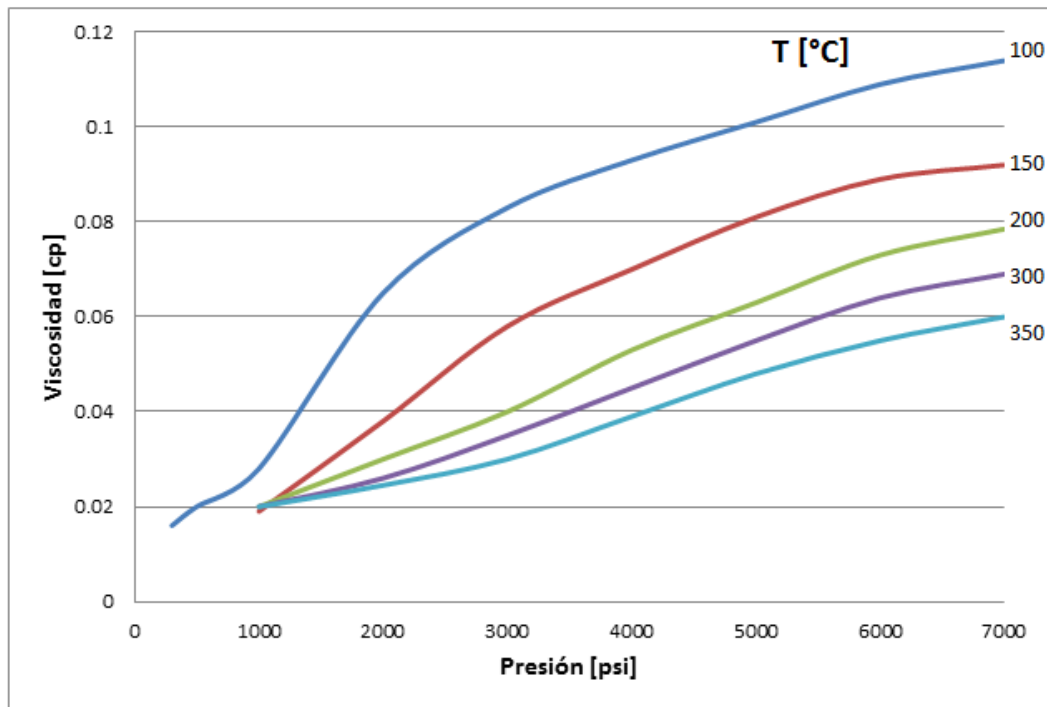


Figura 2.3 Viscosidad del CO₂¹¹

2.1.4 Factor de Volumen del CO₂

El factor de volumen de un gas esta dado por la siguiente relación:

$$Bg = \frac{Vol.gas @cy}{Vol.gas @cs} \quad Ec. (2.1)$$

El CO₂ tiene un factor de volumen relativamente bajo comparado con el de otros gases. Esto es una desventaja, ya que implica la necesidad de inyectar mayores cantidades de CO₂, lo cual es un factor a considerar para la aplicación de este método.

Por ejemplo si en superficie se tienen 345 ft³ de CO₂ y se inyectan a un yacimiento promedio (2500 psi y 150 °F) el volumen de CO₂ será solo 1 ft³ en el yacimiento. Una cantidad mucho mas grande que los 161 ft³ de metano @cs que se convertirán en 1 ft³ @cy.

2.1.5 Solubilidad

Como ya se mencionó, una de las características más importantes del CO₂ es la alta solubilidad por encima de sus condiciones críticas con el petróleo. Además el CO₂ es altamente soluble en agua, esto debe tomarse en consideración, ya que cuando se inyecta CO₂, una parte se disolverá en el agua de formación o en los baches de agua que alternan con el CO₂.

La solubilidad del CO₂ se incrementa con la presión, pero decrece con el aumento de la temperatura. Además la solubilidad es dependiente de la salinidad del agua, a medida que la salinidad aumenta, la solubilidad disminuye.

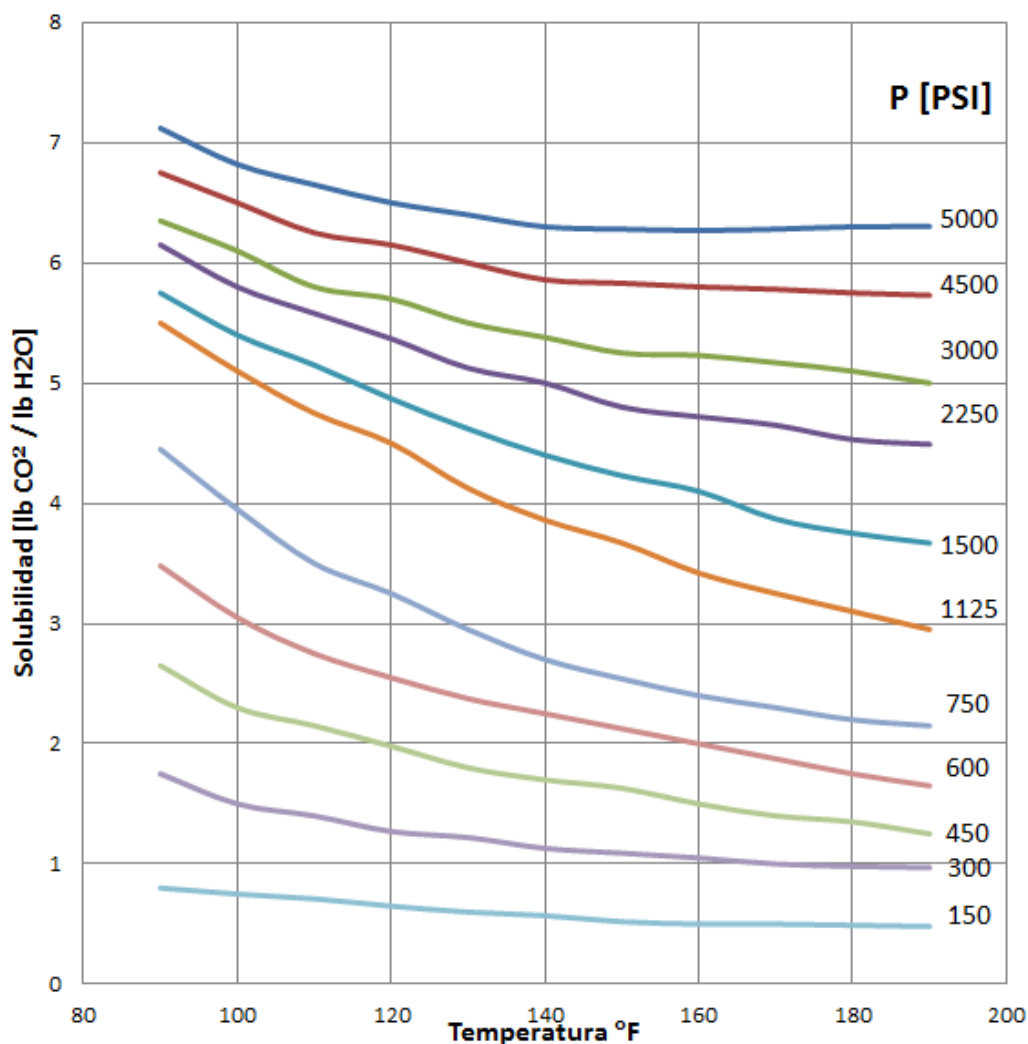
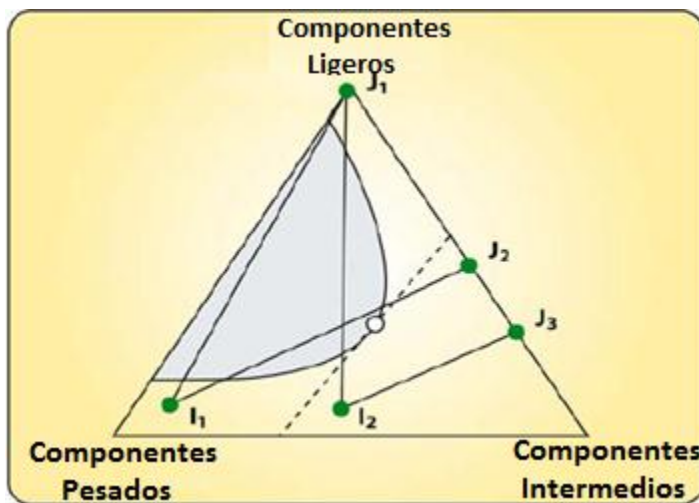


Figura 2. 4 Solubilidad del CO₂ en Agua¹¹

2.2 MISCIBILIDAD

En un proyecto de inyección de CO₂, cuando se alcanza una miscibilidad completa entre el CO₂ inyectado y los fluidos del yacimiento, las fuerzas capilares son eliminadas del proceso de desplazamiento lo que idealmente resultaría en una saturación residual de petróleo igual a cero ($S_{or} = 0$) y por lo tanto mayor recuperación de petróleo.

Para explicar los diferentes procesos involucrados en un desplazamiento miscible se usan ampliamente los diagramas pseudo-ternarios. En el siguiente diagrama pseudo-ternario se pueden observar los diferentes procesos involucrados.



$I_1 - J_1$: Desplazamiento inmisible

$I_2 - J_3$: Miscible al primer contacto

$I_2 - J_1$: Vaporización de gas

$I_1 - J_2$: Condensación de gas

Figura 2.5 Diagrama Ternario del CO₂¹²

Dado que la trayectoria $I_2 - J_3$ no pasa por la región de dos fases o cruza la línea crítica, esta línea representa un desplazamiento miscible al primer contacto. La línea $I_1 - J_1$ se encuentra casi totalmente en la región de dos fases, representa el desplazamiento inmisible. Cuando las rectas cruzan la línea crítica como la recta $I_2 - J_1$ se le conoce como vaporización de gas y el caso contrario $I_1 - J_2$ condensación de gas.

Generalmente, la miscibilidad a condiciones de yacimiento se puede alcanzar por dos diferentes mecanismos: miscibilidad al primer contacto y miscibilidad por contactos múltiples.

2.2.1 Miscibilidad al Primer Contacto

Dos fluidos son miscibles al primer contacto cuando el fluido inyectado y el petróleo del yacimiento llegan a ser totalmente miscibles. Este es el mecanismo más directo para alcanzar un desplazamiento miscible ya que el fluido inyectado se mezcla completamente con el petróleo, creando una mezcla en una sola fase. Para lograr una miscibilidad al primer contacto entre el fluido inyectado y el petróleo, la presión debe ser mayor que la cricondenbara ya que todas las mezclas solvente-petróleo por debajo de esa presión están en fases distintas.

2.2.2 Miscibilidad por Contactos Múltiples

El otro mecanismo se le conoce como miscibilidad por contactos múltiples, cuando los fluidos inicialmente no son miscibles al primer contacto, pero bajo ciertas condiciones de presión, temperatura y composición intercambian componentes para alcanzar la miscibilidad después de un cierto número de contactos. El gas natural, gas natural enriquecido, gases de combustión, nitrógeno y CO₂ no son miscibles al primer contacto y forman una región de dos fases cuando se mezclan con los fluidos del yacimiento. La miscibilidad se alcanza por la transferencia de componentes que resulta de múltiples y repetidos contactos entre el petróleo y el fluido inyectado en el yacimiento.

La diferencia entre el CO₂ y el gas natural es que la miscibilidad dinámica con el CO₂ no requiere la presencia de moléculas de hidrocarburos de peso intermedio en el fluido del yacimiento. Existen dos procesos principales donde el desplazamiento por miscibilidad dinámica puede ser alcanzado: vaporización y condensación de gas.

2.2.2.1 Vaporización de Gas

La vaporización de gas es un caso particular del proceso de miscibilidad por contactos múltiples. Se basa en la vaporización de los componentes intermedios del petróleo del yacimiento. Se crea una zona miscible de transición, y los componente C₂ a C₆ (CO₂ puede extraer hasta C₃₀) son extraídos debido a la alta presión de inyección.

Un proceso de vaporización puede desplazar casi todo el petróleo en el área que ha sido contactada. Sin embargo, la porción de yacimiento contactada puede ser baja debido a las condiciones de flujo, a relaciones de movilidad desfavorables y heterogeneidades del yacimiento.

La presión requerida para alcanzar la miscibilidad dinámica con el CO₂ es usualmente menor que la presión requerida por otros gases como los gases de combustión, nitrógeno y gas natural. Con el uso de CO₂, también las moléculas pesadas de hidrocarburos pueden ser extraídas. Las bajas presiones y la extracción de importantes fracciones de hidrocarburos son la mayor ventaja en el proceso de desplazamiento miscible con CO₂.

2.2.2.2 Condensación de Gas

En el proceso de condensación de gas, el fluido inyectado contiene apreciables cantidades de componentes intermedios (generalmente gas enriquecido con componentes C₂-C₆), en lugar de ser un gas seco. El proceso depende de la condensación de esos componentes en el petróleo del yacimiento, ya que modificarán la composición del petróleo. Entonces el petróleo modificado se hará miscible con el fluido inyectado por contactos múltiples.

Para que este proceso pueda llevarse a cabo, es necesaria la formación de una zona de transición en el punto donde la miscibilidad se alcanza. Esta zona resulta de la condensación de componentes intermedios del gas en el petróleo, es decir, cuando se genera un enriquecimiento parcial del petróleo por los componentes intermedios del gas de inyección. A continuación se desarrolla un proceso similar al de vaporización de gas, y el petróleo detrás del frente pasará a ser progresivamente más ligero. La nueva composición del petróleo formada detrás del frente ocupará un mayor volumen en los poros que el petróleo original debido a su expansión.

El CO₂ en la mayoría de los casos no puede formar miscibilidad solo, sino a través de un proceso de vaporización, cuando se inyecta CO₂ vaporiza algunos de los componentes ligeros en el petróleo. Estos son posteriormente re-condensados en el frente de desplazamiento creando una zona enriquecida con características favorables de movilidad, esto se conoce como un mecanismo combinado de vaporización y condensación.

2.2.2.3 Vaporización y Condensación Combinadas

Observaciones experimentales y cálculos con la ecuación de estado han mostrado que el desplazamiento miscible con gas enriquecido parece deberse a la combinación de los mecanismos de vaporización y condensación. Las principales conclusiones de los artículos de Zick²⁵, Novosad and Costain²⁶ son:

- Un mecanismo combinado de vaporización con condensación es más probable que una condensación pura cuando un gas enriquecido se inyecta en un yacimiento de petróleo.
- Una zona pseudo miscible se desarrolla y es muy parecida a la formada por un mecanismo de condensación.
- Algunas porciones de petróleo residual quedan atrapadas detrás del frente de desplazamiento tal como en el mecanismo de vaporización.

2.3 PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD

Como se explicó anteriormente, la miscibilidad del CO₂ depende fuertemente de la presión y temperatura, pero en el diseño de un proceso de recuperación mejorada la temperatura se considera constante a lo largo de todo el yacimiento, por lo tanto la presión se convierte en el factor más importante a considerar en un desplazamiento miscible con CO₂. La presión requerida para alcanzar la miscibilidad por contactos múltiples se conoce como "Presión Mínima de Miscibilidad" (PMM).

Dada la importancia de la Presión Mínima de Miscibilidad existen múltiples métodos (correlaciones empíricas y pruebas de laboratorio) para determinar su valor. Este dependerá del tipo de fluido inyectado, temperatura de la formación y composición del petróleo. Desde hace tiempo se han realizado estudios usando diferentes gases para alcanzar un desplazamiento miscible, pero estos requieren de altas PMM, sin embargo el CO₂ mostró necesitar presiones considerablemente menores para alcanzar la miscibilidad.

2.3.1 Factores que Afectan la Presión Mínima de Miscibilidad

- **Temperatura:** Es el factor más sensible al determinar la presión mínima de miscibilidad debido a que incrementa la presión necesaria para alcanzar la solubilidad adecuada del CO₂ y por ende la densidad requerida para un desplazamiento miscible. A mayor temperatura la PMM requerida aumenta.
- **Composición del petróleo:** Al valor de la PMM lo afectan las diferentes composiciones del crudo. El petróleo puede contener una serie de hidrocarburos como son: metano, gas LP, gasolinas, etc.
- **Distribución de peso molecular:** La PMM es afectada por la distribución de peso molecular de los hidrocarburos individuales desde C₅ hasta C₃₀ y las cantidades en que se encuentran en el petróleo. Los hidrocarburos de bajo peso molecular son efectivos para propiciar la miscibilidad a una menor presión.

2.3.2 Métodos para Determinar la Presión Mínima de Miscibilidad

Los dos métodos más comunes para determinar la presión mínima de miscibilidad, son las pruebas de laboratorio y las correlaciones empíricas.

2.3.2.1 *Pruebas de Laboratorio para determinar la Presión Mínima de Miscibilidad*

La prueba de laboratorio mas utilizada para determinar la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) es el desplazamiento en Tubo Delgado (Slim Tube Miscibility Apparatus).

Este es un aparato construido para mediciones de miscibilidad a condiciones de presión y temperatura de yacimiento, en términos generales, el gas a analizar se inyecta a la presión deseada a través de un tubo fino con un empacamiento de arena, previamente limpiado y saturado de petróleo del yacimiento por medio de una bomba de alta presión. Un regulador de contrapresión mantiene la presión constante dentro del sistema.

El volumen de líquido es monitoreado continuamente usando un detector digital de medición de volumen. El volumen de gas producido también puede ser medido con un medidor de gas húmedo. Se grafican una serie de curvas usando una amplia gama de datos obtenidos de diferentes experimentos de desplazamiento miscible.

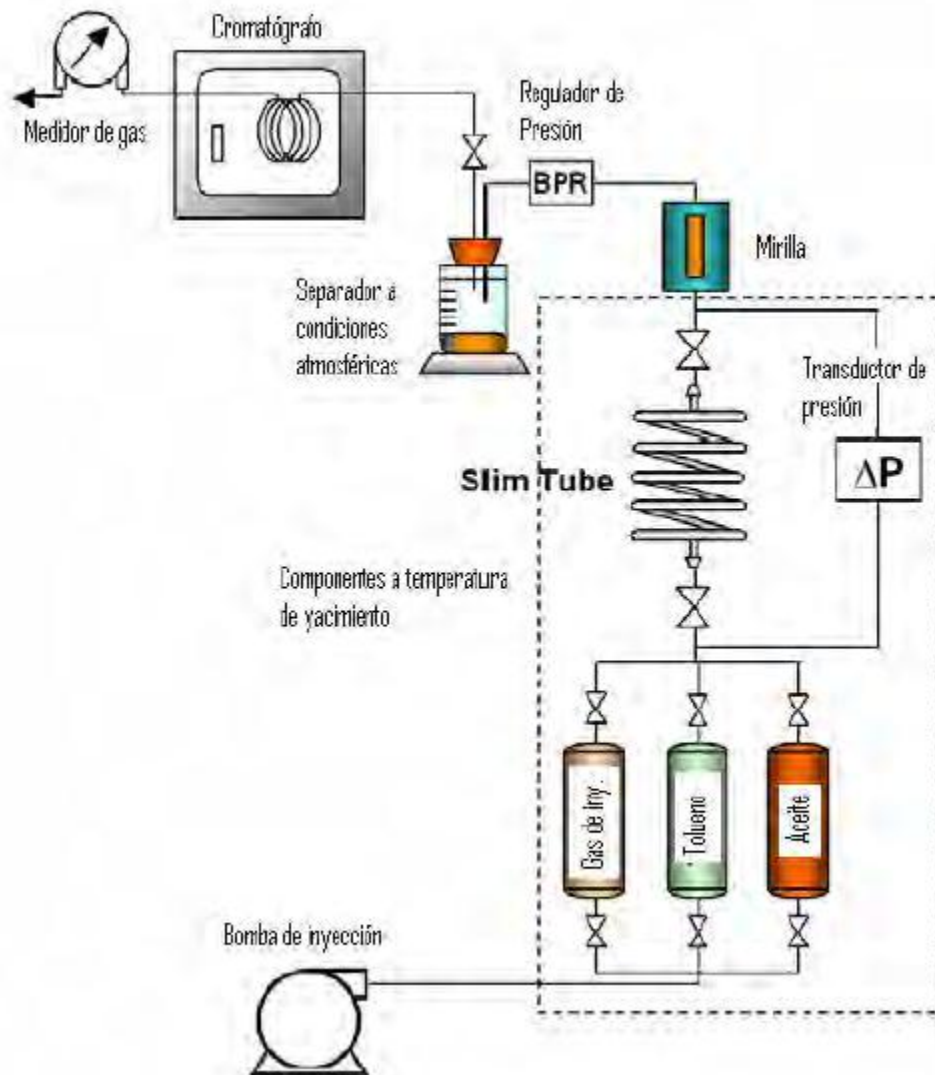


Figura 2.6 Diagrama de la prueba de "tubo delgado"

Para determinar la PMM para un sistema de gas-petróleo con un Tubo Delgado se requieren de varios días, lo cual es una de las desventajas de este método.

Para interpretar los experimentos, se grafican la recuperación de petróleo a la surgencia del gas, la recuperación de petróleo cuando se han inyectado 1.2 volúmenes de poro (VP) de gas y la recuperación final como función de la presión de operación. La mayoría de los autores coinciden que la PMM se determina cuando se han inyectado 1.2 VP y se ha obtenido una recuperación mayor al 90%. PMM para fluidos como el CO₂ pueden ser construidas como se muestra en la Figura 2.7.

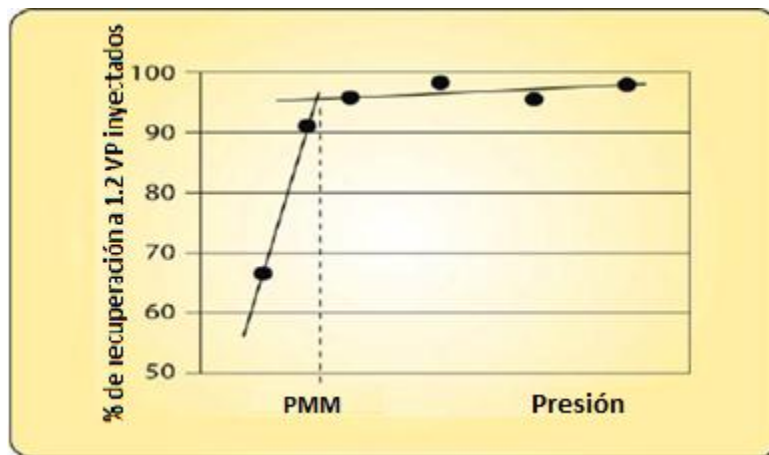


Figura 2.7 Determinación de la PMM por recuperación de petróleo a diferentes presiones¹²

Sin embargo las pruebas de tubo delgado tienen algunas limitaciones:

- **El medio poroso:** es un empacamiento con poco parecido a las rocas del yacimiento.
- **Agua:** en los empacamientos no hay agua presente durante las pruebas.
- **Valores de Presión:** El valor de la PMM depende de cuantos y cuales sean los valores de presión elegidos para la prueba.

2.3.2.2 Correlaciones para el Cálculo de Presión Mínima de Miscibilidad

Una gran variedad de correlaciones para la estimación de la PMM se han desarrollado a partir de regresiones de datos de pruebas en tubos delgados. Aunque menos precisas, las correlaciones son rápidas y fáciles de usar y en general requieren solo algunos parámetros de entrada. Por lo tanto, son útiles para una rápida detección del potencial de aplicación del desplazamiento miscible con CO₂.

Las correlaciones para PMM son útiles cuando no se han caracterizado detalladamente los fluidos. Algunas correlaciones de PMM requieren solo la temperatura del yacimiento y de la densidad API del fluido. Otras correlaciones más precisas, requieren la temperatura del yacimiento y el contenido total de C₂ a C₅ en el fluido del yacimiento.

La mayoría de las correlaciones toman en cuenta la Presión Mínima de Miscibilidad en función de la temperatura, composición del petróleo, tipo de solvente, etc. Para el caso específico del CO₂ existen varias correlaciones para determinar la PMM, de las cuales se presentan cuatro con los resultados que indican su exactitud en las predicciones.

- **Correlaciones de Holm & Josendal^{27,28} y Mungan²⁹**

Holm & Josendal desarrollaron una correlación que es una extensión de la correlación de Benham. La correlación predice la PMM como función de la temperatura y el peso molecular de las fracciones de petróleo C₅₊. Holm y Josendal observaron que el desarrollo de la miscibilidad entre el petróleo y el CO₂ estaba relacionado con la densidad del CO₂. Ellos correlacionaron la densidad del CO₂ y el valor de la PMM con el contenido de C₅ hasta C₃₀ en el petróleo del yacimiento. La correlación de Mungan es una extensión de la correlación de Holm y Josendal para incluir pesos moleculares adicionales a las fracciones C₅₊ del petróleo.

Las correlaciones de Holm & Josendal con la extensión de Mungan se muestran en la Figura 2.8 y son aplicables para un fluido desplazante, el CO₂ puro.

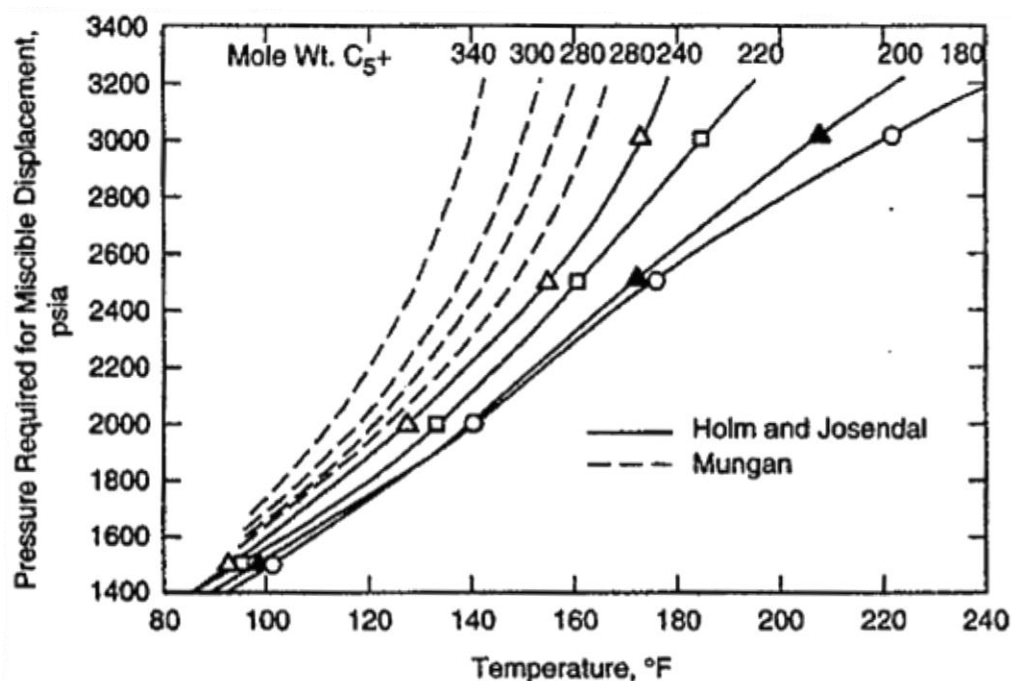


Figura 2. 8 Correlaciones de Holm & Josendal y Munga^{29, 30}

- **Correlación de Yellig y Metcalfe³¹**

Desarrollaron una correlación aun más simple. La PMM se grafica como una curva simple en función de la temperatura. Sin embargo, si la presión de burbuja del petróleo es más alta que la PMM de la curva, la presión de burbuja se tomara como la PMM. Esto explica la posible formación de dos fases cuando la presión esta debajo de la presión de burbuja del yacimiento. La correlación de Yellig y Metcalfe es aplicable para una fase desplazante de CO₂ pura.

Yellig y Metcalfe compararon los valores de PMM predichos con su correlación y la de Holm y Josendal, con los valores experimentales medidos de las pruebas en tubos delgados. La Figura 2.10 muestra los resultados de esta comparación, cuando la concordancia es buena, predice valores para petróleo específicos que están en errores de magnitudes de 500 psia. El análisis del error indica que las correlaciones empíricas dan estimaciones de PMM, pero deben ser usadas con precaución en diseños y cálculos actuales.

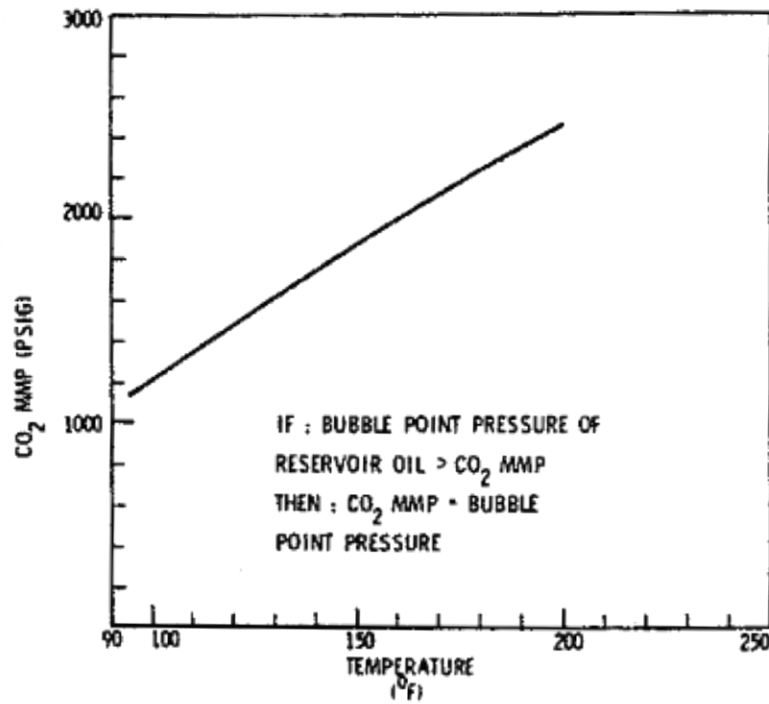


Figura 2. 9 Correlación de Yellig y Metcalfe para PMM del CO₂³¹

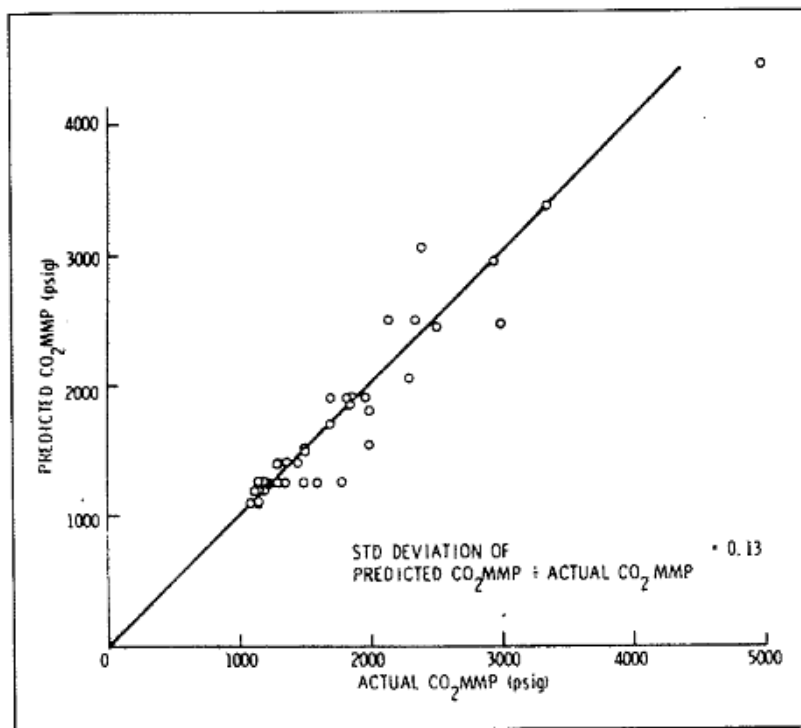


Figura 2. 10 Comparación de la correlación de Yellig y Metcalfe con pruebas experimentales³¹

- **Correlaciones de Johnson & Pollin³² y Alston³³**

Desarrollaron correlaciones que consideran impurezas en el CO₂. La correlación de Alston aplica para corrientes de CO₂ puro así como para corrientes de CO₂ con impurezas. Para CO₂ puro, la PMM, ρ_{CO_2} , esta dada por:

$$\rho_{CO_2} = 8.78 \times 10^{-4} (T)^{1.06} (M_{wC_{5+}})^{1.78} \left(\frac{X_{vol}}{X_{int}}\right)^{0.136} \quad \text{Ecu (2.2)}$$

Donde

ρ_{CO_2} = PMM para inyección de CO₂ puro

T = Temperatura del yacimiento (°R)

$M_{wC_{5+}}$ = Peso molecular de la fracción C₅₊ del petróleo

X_{vol} = Fracción mol de los componentes volátiles del petróleo

X_{int} = Fracción mol de los componentes intermedios del petróleo

Las impurezas consideradas en esta correlación son el nitrógeno y el H₂S. La PMM se modifica cuando la corriente de CO₂ se contamina con otros componentes. La adición de C₁ o N₂ incrementa la PMM, cuando la adición es de C₂, C₃, C₄ o H₂S la PMM se reduce.

Alston comparó los valores de PMM obtenidos con su correlación con 68 valores experimentales. El promedio de error de la PMM es 6.9% y la desviación estándar es 8.7%.

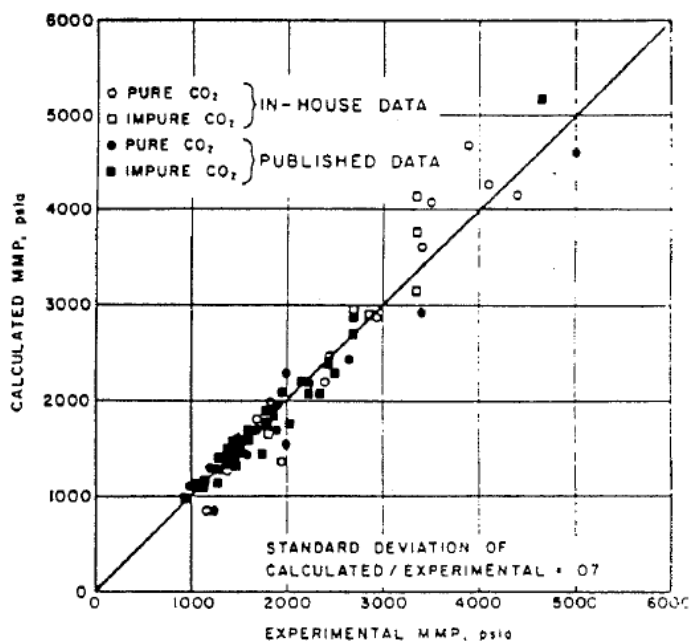


Figura 2. 11 Comparación de la correlación de Alston con datos experimentales³³

- **Correlación de Sebastian³⁴**

Desarrolló otra correlación para corrientes de CO₂ impuras. La correlación relaciona la PMM de la corriente impura con la PMM para CO₂ puro y la temperatura pseudocrítica del gas desplazante.

La correlación se expresa algebraicamente como:

$$\frac{\rho_{CO_2 - imp}}{\rho_{CO_2}} = 1.0 - 2.13 \times 10^{-2}(T_{cp} - 304.2) + 2.51 \times 10^{-4} \times (T_{cp} - 304.2)^2 - 2.35 \times 10^{-7}(T_{cp} - 304.2)^3 \quad Ecu (2.3)$$

Donde

$\rho_{CO_2 - imp}$ y ρ_{CO_2} son PMM's para CO₂ con impurezas y CO₂ respectivamente.

T_{cp} es la temperatura pseudocrítica del gas de desplazamiento.

Conclusiones sobre la PMM

Aquí se presenta un resumen de los resultados de las principales correlaciones de PMM:

- La miscibilidad dinámica ocurre cuando la densidad del CO₂ es suficientemente grande para que el CO₂, gas o líquido, disuelva las fracciones de hidrocarburos C₅ a C₃₀ contenidos en el petróleo.
- La temperatura del yacimiento es una variable importante, una mayor temperatura de yacimiento resulta en un mayor requerimiento de PMM.
- La PMM es inversamente proporcional a la cantidad total de C₅ a C₃₀ presente en el petróleo del yacimiento. A mayor cantidad de estos componentes la PMM es menor.
- La distribución de peso molecular de C₅ a C₃₀ afecta la PMM. Menor peso molecular resulta en una menor PMM.

- El tipo de hidrocarburos afecta la PMM, por ejemplo, los aromáticos resultan en una menor PMM.
- Las propiedades de las fracciones pesadas >C₃₀ también afectan la PMM, pero no tanto como la cantidad total de C₃₀⁺.
- La PMM para inyecciones con CO₂ no requieren la presencia de C₂ a C₄.
- La presencia de metano en el yacimiento no produce cambios significativos en la PMM.

CAPÍTULO 3 FACTORES QUE AFECTAN LOS MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO Y MÉTODOS PARA MEJORAR LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO

Existen 5 factores que afectan el comportamiento de un desplazamiento:

1. Relación de movilidades
2. Dispersión
3. Regímenes de flujo
4. Digitación viscosa
5. Eficiencia de recuperación

3.1 RELACIÓN DE MOVILIDADES

La movilidad de un fluido (M_f) se define como la relación de la permeabilidad efectiva del fluido (k_f) a la viscosidad del fluido (μ_f).¹

$$M_f = \frac{k_f}{\mu_f} \quad \text{Ec. (3.1)}$$

Cuando un fluido desplaza a otro, la relación de movilidades (M) del desplazamiento se define como la movilidad del fluido desplazante o inyectado (componente inj) dividida por la movilidad del fluido desplazado (componente dpf).

$$M_{i-d} = \frac{M_{inj}}{M_{dpf}} = \frac{\frac{k_{inj}}{\mu_{inj}}}{\frac{k_{dpf}}{\mu_{dpf}}} \quad \text{Ec. (3.2)}$$

“M” es una cantidad adimensional. La relación de movilidades es un parámetro extremadamente importante en cualquier proceso de desplazamiento. Esta relación afecta el barrido areal y vertical, con estos últimos decreciendo a medida que M incrementa para un volumen dado de fluido inyectado.

Además M afecta la estabilidad del proceso de desplazamiento con el flujo volviéndose inestable cuando $M \gg 1$. Cuando se tiene flujo inestable se produce la digitación viscosa. Un valor de $M > 1$ se refiere a una relación de movilidades desfavorable, de igual manera un valor de $M < 1$ se considera una relación de movilidades favorable.

En la Figura 3.1 se representa físicamente el efecto que tiene la relación de movilidades en el desplazamiento cuando este toma valores por arriba y por debajo de la unidad. Además es posible observar el efecto de ésta en relación a la eficiencia de recuperación para una misma cantidad de volumen poroso inyectado.

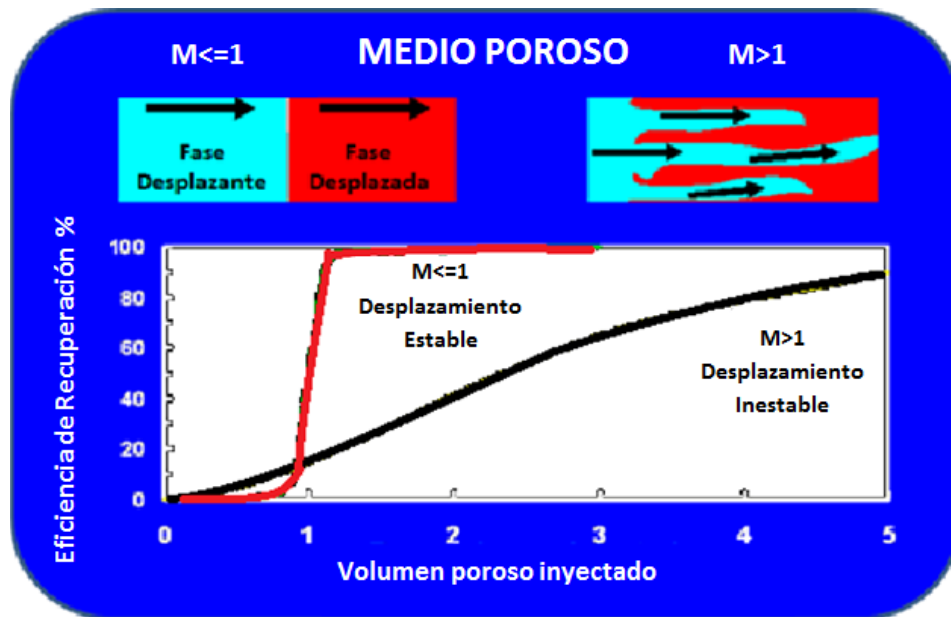


Figura 3.1 Representación de la relación de movilidades en el medio poroso y su efecto en la eficiencia de recuperación

En la Figura 3.2 se muestra la dependencia entre la recuperación de petróleo y la relación de viscosidades. La recuperación acumulada se muestra como función del volumen poroso inyectado, para varias relaciones de viscosidad. En este caso la relación de viscosidades se define como la viscosidad del petróleo dividida por la viscosidad del solvente.

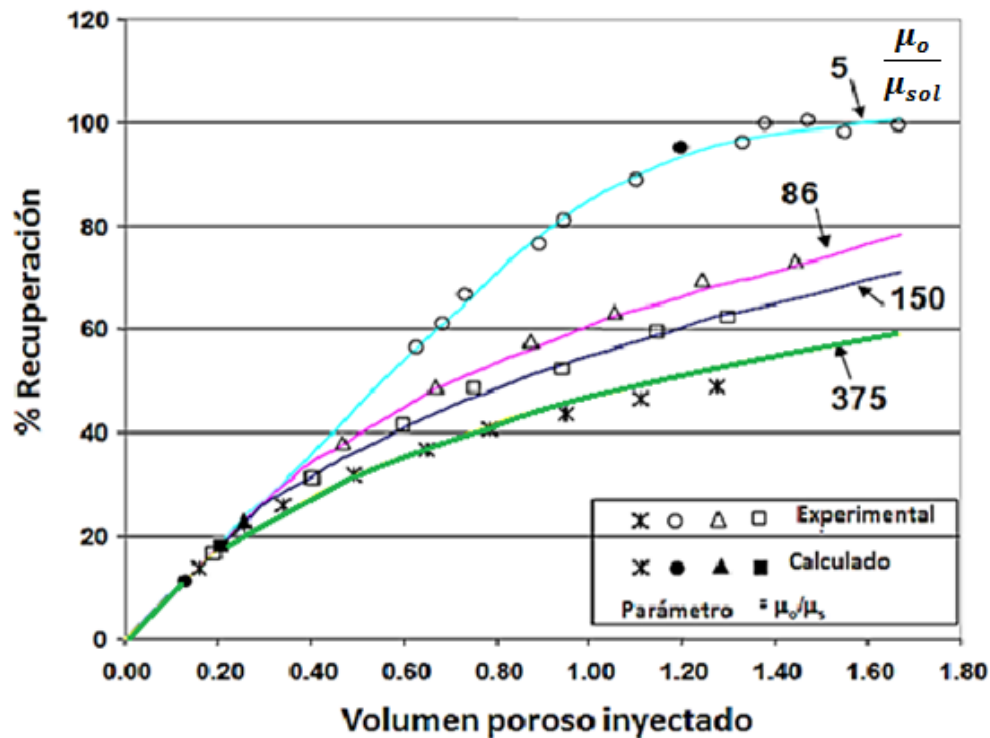


Figura 3.2 Recuperación acumulada en función del volumen poroso inyectado para diferentes relaciones de viscosidad³⁵

3.2 DIFUSION Y DISPERSIÓN DE UN FLUIDO

Antes de analizar el efecto de la dispersión de un fluido en los mecanismos de desplazamiento, se definirá el fenómeno de difusión. La difusión es la tendencia de todo fluido a esparcirse uniformemente a través del espacio que se encuentra a su disposición; esta tendencia es el efecto del movimiento browniano de sus moléculas. La difusión entre dos fluidos se expresa si no hay cambio de volumen en la mezcla resultante. La difusión guarda una estrecha relación con la dispersión.

La Figura 3.3 muestra a manera de ejemplo el fenómeno de difusión entre dos fluidos en un volumen controlado y a pequeña escala.



Figura 3.3 Representación del fenómeno de difusión en un volumen controlado. Difusión de permanganato de potasio en agua³⁶

La dispersión es la mezcla de dos fluidos miscibles causada por difusión, gradientes de velocidad local (como el existente entre la pared de poro y el centro del poro) y mezclado mecánico en el cuerpo del poro.

3.2.1 Descripción del proceso de dispersión

En todos los procesos de desplazamiento miscible o parcialmente miscible ocurre una mezcla entre el fluido desplazado y el fluido desplazante, en otras palabras existe dispersión entre los diferentes fluidos. La dispersión diluye la fase desplazante con el fluido desplazado afectando de esta manera el comportamiento de las fases. Por lo tanto es importante entender el fenómeno de dispersión en el diseño de un proceso de desplazamiento parcial o totalmente miscible.

La Figura 3.4 muestra la forma típica en forma de “S” de la curva de concentración de un solvente inyectado en un empaque de arena que está saturado con un líquido y este es desplazado misciblemente con un líquido de la misma viscosidad y densidad.

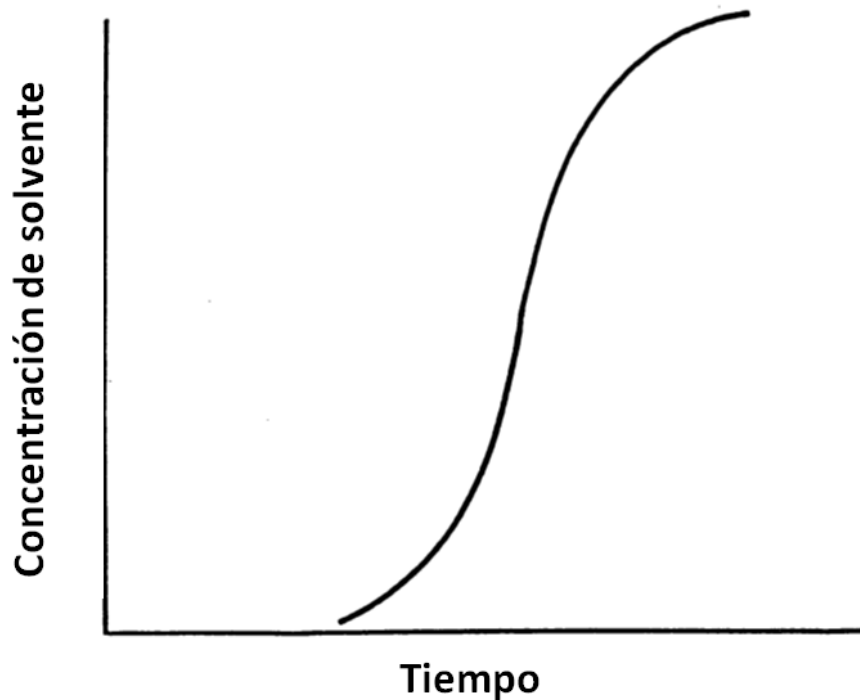


Figura 3. 4 Perfil de concentración de solvente en función del tiempo

La región ubicada entre el 100% del fluido desplazante y el 100% del fluido desplazado se conoce como zona de mezcla. El mezclado que ocurre en la dirección de flujo se conoce como dispersión longitudinal. El mezclado que ocurre perpendicular a la dirección de flujo es llamado dispersión transversal.

Este efecto de mezclado afecta al desplazamiento de dos maneras:

1. La dispersión puede diluir el solvente de tal manera que ya no es miscible con el petróleo.
2. El mezclado cambia la densidad y la viscosidad de los fluidos. Este mezclado da como resultado una zona de viscosidad y densidad variable entre el petróleo y el solvente, y puede alterar el comportamiento de flujo.

Tres factores contribuyen a la dispersión:

1. **Difusión molecular:** resultado del movimiento aleatorio o browniano de las moléculas

2. **Dispersión convectiva microscópica:** resultado de pequeñas rutas de flujo en el medio poroso en comparación con las de un núcleo de laboratorio.
3. **Dispersión convectiva macroscópica:** resultado de grandes rutas de flujo en comparación con las de un núcleo de laboratorio.

3.3 REGÍMENES DE FLUJO

La zona de mezcla que existe entre el solvente y el petróleo depende de gran manera del régimen de flujo que ocurre en el yacimiento. La Figura 3.5 ilustra los regímenes de flujo para desplazamiento miscible en una sección vertical.

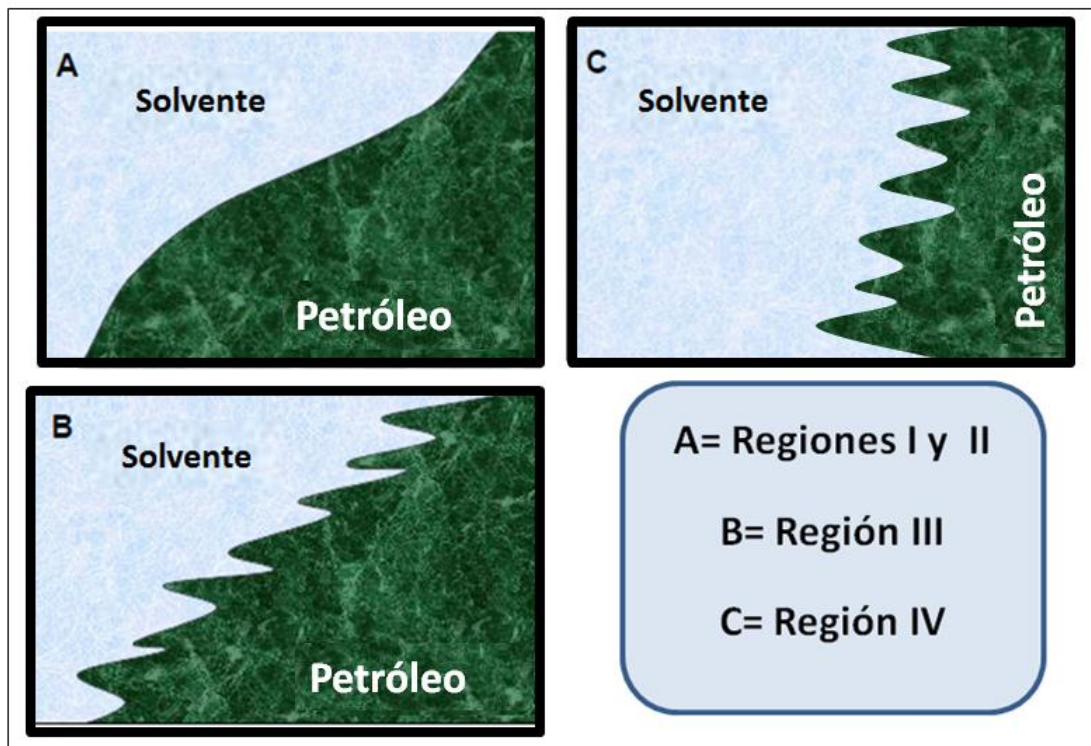


Figura 3.5 Regímenes de flujo³⁵

- a) **Región I:** corresponde a una relación de fuerzas entre viscosidad y gravedad muy baja. Existe un único frente de solvente envolviendo la zona de petróleo. La geometría del frente y el barrido vertical dependen de ésta relación de fuerzas.
- b) **Región II:** a valores más altos de la relación de fuerzas entre viscosidad y gravedad aún existe un único frente de solvente, pero el barrido no es función de ésta relación hasta que se alcanza un valor crítico.
- c) **Región III:** en esta región se excede la velocidad crítica, se forman frentes secundarios a lo largo de la interfase solvente/petróleo, y el barrido se incrementa a medida que la relación entre fuerzas de viscosidad y de gravedad aumenta.
- d) **Región IV:** ésta región es dominada por múltiple digitación viscosa y el barrido es independiente de la relación entre fuerzas de viscosidad y de gravedad

La Figura 3.6 muestra la relación que hay entre la eficiencia de barrido y la relación entre las fuerzas de viscosidad y gravedad para casos con diferentes relaciones de movilidad.

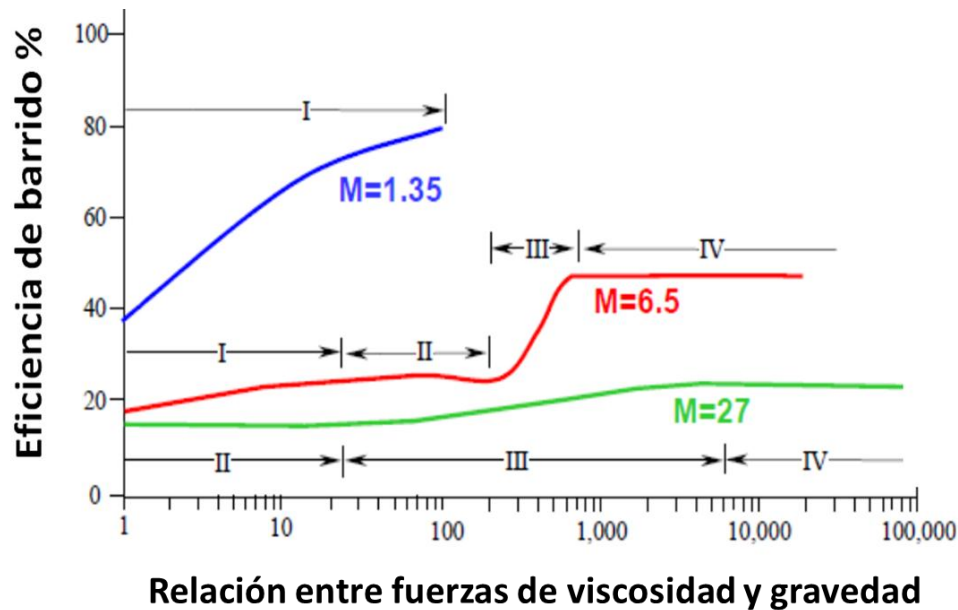


Figura 3. 6 Eficiencia de barrido en función de la relación de fuerzas entre viscosidad y gravedad para diferentes relaciones de movilidad³⁵

3.4 DIGITACIÓN VISCOSA

La digitación viscosa es una condición en donde la interfase de dos fluidos sobrepasa secciones del yacimiento a medida que se desplaza a través de él, creando un perfil de flujo en forma de dedos. El resultado de la digitación viscosa es una acción de barrido ineficiente que evita la recuperación de volúmenes significativos de petróleo, y en muchos casos puede causar una rápida producción del fluido desplazante en los pozos productores.¹³

En la Figura 3.7 se puede apreciar la digitación viscosa, a través de las configuraciones de los frentes de desplazamiento para diferentes relaciones de movilidad y fracciones de volúmenes porosos inyectados.

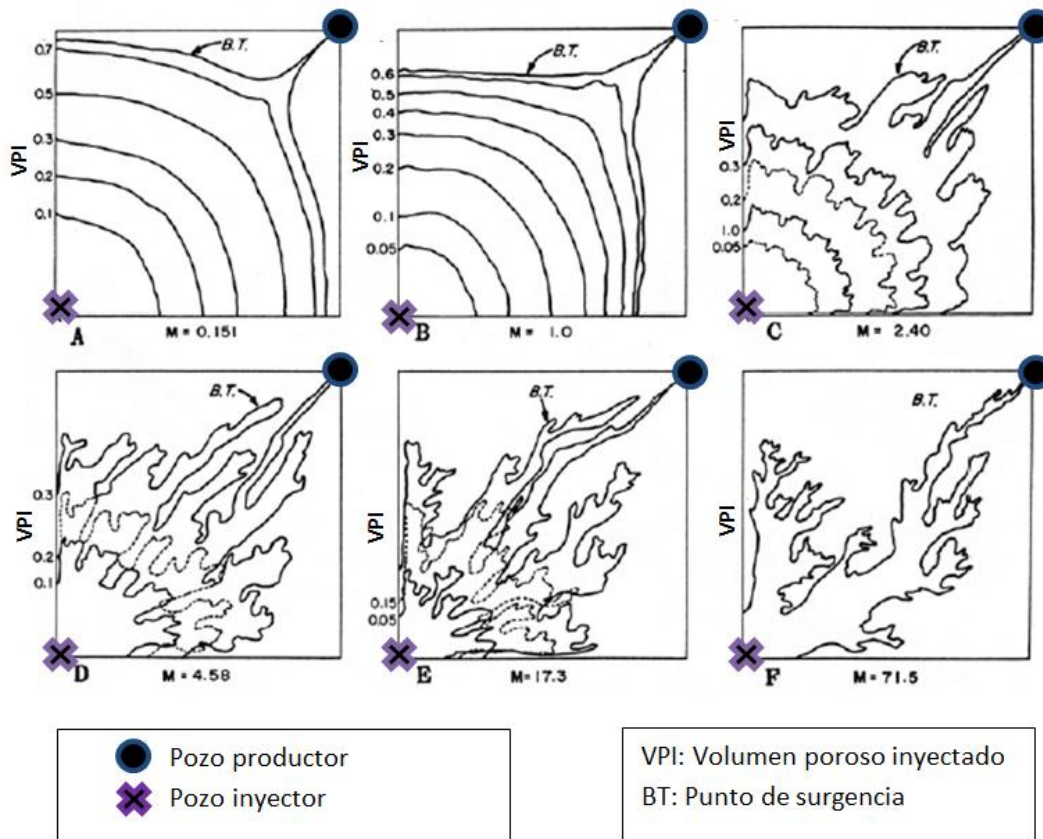


Figura 3.7 Frentes de desplazamiento para diferentes relaciones de movilidad y volúmenes porosos inyectados hasta la surgencia³⁵

Se puede observar que cuando $M \leq 1$, el frente es casi radial para valores sucesivamente mayores de volúmenes porosos, hasta el momento en que la parte central del frente se distorsiona por la influencia del pozo productor. Para estas condiciones, se desplaza eficientemente el petróleo antes que el solvente, y este último no penetra dentro del petróleo excepto por dispersión. El frente de desplazamiento es estable, desarrolla una zona de mezclado y crece de acuerdo a los principios de dispersión.

Cuando $M > 1$, el desplazamiento tiene características totalmente diferentes, el frente irá perdiendo su forma radial y habrá un rápido surgimiento con una menor cantidad de volumen poroso inyectado. El frente del solvente es inestable y se desarrolla una digitación del solvente que penetra dentro del petróleo de manera irregular. Esta digitación viscosa resulta desde el inicio de la inyección del solvente lo cual genera una pobre recuperación de petróleo.⁵

3.5 EFICIENCIA DE RECUPERACIÓN

El análisis y la evaluación de la eficiencia de recuperación obtenida por medio de RM se hacen en función de tres factores:

1. Eficiencia de barrido areal
2. Eficiencia de barrido vertical
3. Eficiencia de desplazamiento

Cada una de estas eficiencias se puede considerar como un componente que cuenta con la influencia de ciertos parámetros en la eficiencia de recuperación total del proceso de desplazamiento. El producto de estas tres eficiencias determina la eficiencia de recuperación total.

$$R = E_A E_V E_D \quad \text{Ec. (3.3)}$$

Donde:

- R: recuperación
- E_A : eficiencia de barrido areal
- E_V : eficiencia de barrido vertical
- E_D : eficiencia de desplazamiento

El producto de la eficiencia de barrido areal por la eficiencia de barrido vertical se le conoce como eficiencia de desplazamiento volumétrica o macroscópica. A su vez a la eficiencia de desplazamiento se le conoce también como eficiencia de desplazamiento microscópica.

En términos de producción acumulada la ecuación anterior puede ser expresada de la siguiente manera:

$$N_p = N E_A E_V E_D \quad \text{Ec. (3.4)}$$

Donde:

- N: Volumen de petróleo al inicio del flujo, STB
- N_p: Volumen de petróleo producido acumulado, STB
- E_A: eficiencia de barrido areal
- E_V: eficiencia de barrido vertical
- E_D: eficiencia de desplazamiento

3.5.1 Eficiencia de barrido areal³⁷

La eficiencia de barrido areal E_A es la fracción del área total del yacimiento invadida por el fluido inyectado. Los principales factores que determinan el barrido areal son:

- Movilidad de los fluidos
- Patrón de inyección
- Heterogeneidades areales
- Fuerzas gravitacionales y viscosas
- Volumen total de fluido inyectado

3.5.2 Eficiencia vertical de barrido

La eficiencia vertical de barrido E_V se define como la fracción de la sección vertical del yacimiento que ha sido invadida por el fluido inyectado. La eficiencia vertical de barrido es influenciada por la relación entre las fuerzas viscosas y gravitacionales. Esta relación entre viscosidad y gravedad se expresa en la ecuación 3.5:³⁸

$$R_{v/g} = \frac{v\mu_o L}{kg\Delta\rho h} \quad \text{Ec. (3.5)}$$

Donde:

- $R_{v/g}$: Relación entre fuerzas viscosas y gravitacionales
- v : velocidad de darcy
- μ_o : viscosidad del petróleo
- g : fuerza de gravedad
- $\Delta\rho$: diferencia de densidad entre los fluidos
- h : altura de la zona de desplazamiento

Otros factores que afectan la eficiencia de barrido vertical son:

- Heterogeneidad vertical
- Segregación gravitacional
- Movilidad de los fluidos
- Volumen total de fluido inyectado

El fluido inyectado tiende a moverse a través del yacimiento como un frente irregular como consecuencia de las permeabilidades no uniformes. El grado de variación en la permeabilidad se considera el parámetro más significativo en la eficiencia de barrido.³⁷

Las variaciones en la permeabilidad tienen un mayor efecto en el desplazamiento miscible que en la inyección de agua. Debido a la relación de movilidad adversa, un mayor porcentaje del solvente total inyectado avanza hacia las zonas con mayor permeabilidad.

3.5.3 Eficiencia de desplazamiento³⁷

La eficiencia de desplazamiento E_D es la fracción del petróleo móvil que ha sido desplazado de la zona barrida en un tiempo determinado. Debido a que cualquier método de desplazamiento deja petróleo residual, la E_D siempre es menor de 1.0.

Matemáticamente, la eficiencia de desplazamiento se expresa como:

$$E_D = \frac{\text{Volumen de aceite al inicio de la inyección} - \text{volumen de aceite remanente}}{\text{volumen de aceite al inicio de la inyección}} \quad \text{Ec. (3.6)}$$

$$E_D = \frac{(\text{Volumen poroso}) \frac{S_{oi}}{B_{oi}} - (\text{Volumen poroso}) \frac{\bar{S}_o}{B_o}}{(\text{Volumen poroso}) \frac{S_{oi}}{B_{oi}}} \quad \text{Ec. (3.7)}$$

O, expresado de otra manera:

$$E_D = \frac{\frac{S_{oi}}{B_{oi}} - \frac{\bar{S}_o}{B_o}}{\frac{S_{oi}}{B_{oi}}} \quad \text{Ec. (3.8)}$$

Donde:

- S_{oi} : saturación de petróleo al inicio de la inyección
- B_{oi} : factor de volumen inicial del petróleo, bbl/STB
- B_o : factor de volumen del petróleo al final, bbl/STB
- \bar{S}_o : Saturación promedio de petróleo para un patrón de inyección, en un punto particular del yacimiento.

Suponiendo un factor de formación de petróleo constante durante toda la vida de la inyección, la ecuación 3.8 se reduce a la siguiente forma:

$$E_D = \frac{S_{oi} - \bar{S}_o}{S_{oi}} \quad \text{Ec. (3.9)}$$

Donde la saturación inicial de petróleo S_{oi} es dada por:

$$S_{oi} = 1 - S_{wi} - S_{gi} \quad \text{Ec. (3.10)}$$

Sin embargo, en la zona barrida, la saturación de gas es considerada cero, por lo que la ecuación 3.10 se puede escribir de la siguiente manera:

$$\bar{S}_o = 1 - \bar{S}_w \quad \text{Ec. (3.11)}$$

La eficiencia de desplazamiento E_D continuara incrementando a diferentes etapas de la inyección. De acuerdo a las ecuaciones anteriores, se deduce que la E_D alcanza un máximo cuando la saturación promedio de petróleo es equivalente a la saturación residual de petróleo S_{or} o de manera equivalente cuando $\bar{S}_w = 1 - S_{or}$.

Los métodos de recuperación mejorada basados en la inyección de gas miscible son en teoría capaces de desplazar 100% del petróleo de la región barrida, sin embargo esto generalmente no ocurre. A continuación se mencionan las principales causas que ocasionan que no se obtenga una eficiencia de desplazamiento del 100%:

1. Petróleo entrampado debido a una saturación móvil de agua
2. Zonas de petróleo no contactadas debido a heterogeneidades del yacimiento
3. Precipitación de componentes pesados

3.6 MÉTODOS PARA MEJORAR LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO

Tres de los métodos más usados para mejorar la eficiencia de desplazamiento son:

- Inyección de agua alternada con gas
- Estabilización gravitacional
- Inyección de espumas

Se pone especial atención en el primer tema (inyección de agua alternada con gas), puesto que se considera de vital importancia entender este proceso para mejorar la eficiencia de recuperación cuando se inyecta un gas como el CO₂.

3.6.1 Inyección de agua alternada con gas (IAAG)

La inyección de agua alternada con gas (IAAG) es una técnica diseñada para mejorar la inyección de gas en yacimientos heterogéneos. En las siguientes líneas se presentan los temas más importantes para entender este proceso, así como algunos antecedentes como lo son la inyección de agua y de gas.

3.6.1.1 Inyección de agua³⁸

La inyección de agua en yacimientos de hidrocarburos se usa para mantener la energía del yacimiento y desplazar el petróleo. Esta técnica se considera un método de recuperación secundaria y se implementa para incrementar la recuperación de petróleo después de que los mecanismos de recuperación naturales del yacimiento se han vuelto inefectivos o cuando se detecta desde los inicios de la explotación que la recuperación del yacimiento se podría beneficiar por la inyección de agua.

Los proyectos de inyección de agua son llevados a cabo a través de pozos inyectoros con el propósito de mantener o incrementar la presión del yacimiento y movilizar el petróleo hacia los pozos productores. El patrón de inyección, en el cual los pozos inyectoros y productores están ubicados a lo largo del yacimiento impacta la cantidad de hidrocarburos que pueden ser recuperados. Se han realizado numerosos estudios con el propósito de mostrar las diferentes eficiencias de recuperación para diferentes patrones de inyección.

La inyección de agua se usa frecuentemente debido a la gran disponibilidad de agua para inyección, su relativo bajo costo, la facilidad que presenta el agua para ser inyectada, las propiedades del agua que permiten su esparcimiento en las formaciones petroleras y su eficiencia de desplazamiento.

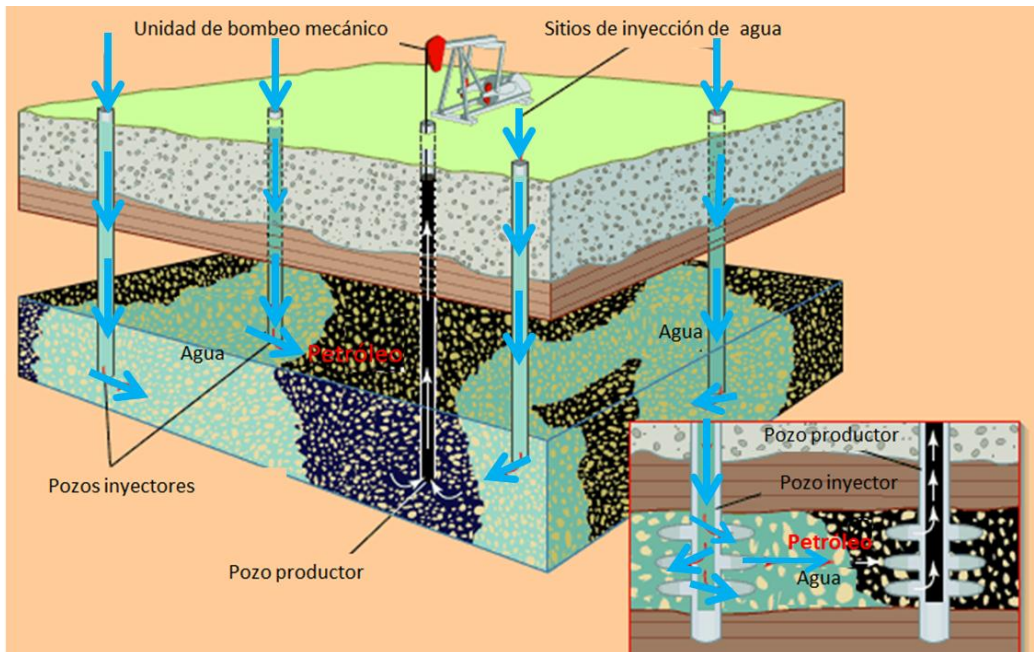


Figura 3. 8 Inyección de Agua³⁹

3.6.1.2 *Inyección de gas*³⁸

Los procesos de RM basados en la inyección de gas son una solución interesante para maximizar la recuperación de petróleo. La inyección de gas miscible e inmisible ha sido aplicada exitosamente en muchos yacimientos petroleros alrededor del mundo. Comparada con la inyección de agua, la inyección de gas está asociada a eficiencias volumétricas mucho más bajas pero a una mayor eficiencia de desplazamiento microscópica, debido al bajo valor de tensión interfacial entre el petróleo y el gas ya que la solubilidad parcial se logra al inyectar gas a alta presión. Cuando teóricamente se alcanza la miscibilidad, la tensión interfacial tiende a cero, lo que significa que puede haber una recuperación total de petróleo en la zona barrida. Aun cuando la miscibilidad no se alcanza, los mecanismos de transferencia de masa que ocurren entre las fases petróleo y gas resultan en valores bajos de tensión interfacial, cuando se le compara con los valores que se tienen durante el proceso de inyección de agua.

La inyección de gas resulta muy valiosa para yacimientos de baja permeabilidad que han sido sometidos a proyectos de inyección de agua y estos últimos han dado un bajo factor de recuperación. Muchos parámetros afectan fuertemente la respuesta del yacimiento a la inyección de gas. Por ejemplo, en yacimientos heterogéneos, la eficiencia de barrido macroscópica puede reducirse enormemente debido a la relación de movilidades desfavorable del gas. La mojabilidad también juega un papel importante, debido a que la transferencia de masa entre el petróleo y el gas se mejora bajo condiciones en las que la roca es mojada por petróleo. Es también importante tener un control sobre el inicio de las operaciones de inyección de gas para optimizar la producción de petróleo y la recuperación final del mismo.

3.6.1.3 *Descripción del proceso de IAAG*

La inyección de agua alternada con gas es un método de recuperación originalmente propuesto por Caudle y Dyes⁴⁰ en 1958, diseñado para mejorar la eficiencia de barrido durante la inyección de gas, a través del uso del agua para controlar la movilidad del desplazamiento y para estabilizar el frente de inyección. Con el uso de IAAG se espera una recuperación adicional del 5-10% del volumen original del yacimiento, pero se han reportado casos con recuperaciones adicionales de hasta el 20%.⁴⁰ El proceso de IAAG

consiste en la inyección de agua y gas alternadamente en forma de baches o de manera simultánea, con el propósito de reducir el impacto de la digitación viscosa.⁴¹

La Figura 3.9 muestra esquemáticamente el proceso de IAAG. Se puede observar como baches alternados de gas y agua se inyectan por un mismo pozo y estos son desplazados por agua, después de que se han inyectado los volúmenes estimados de gas y agua.

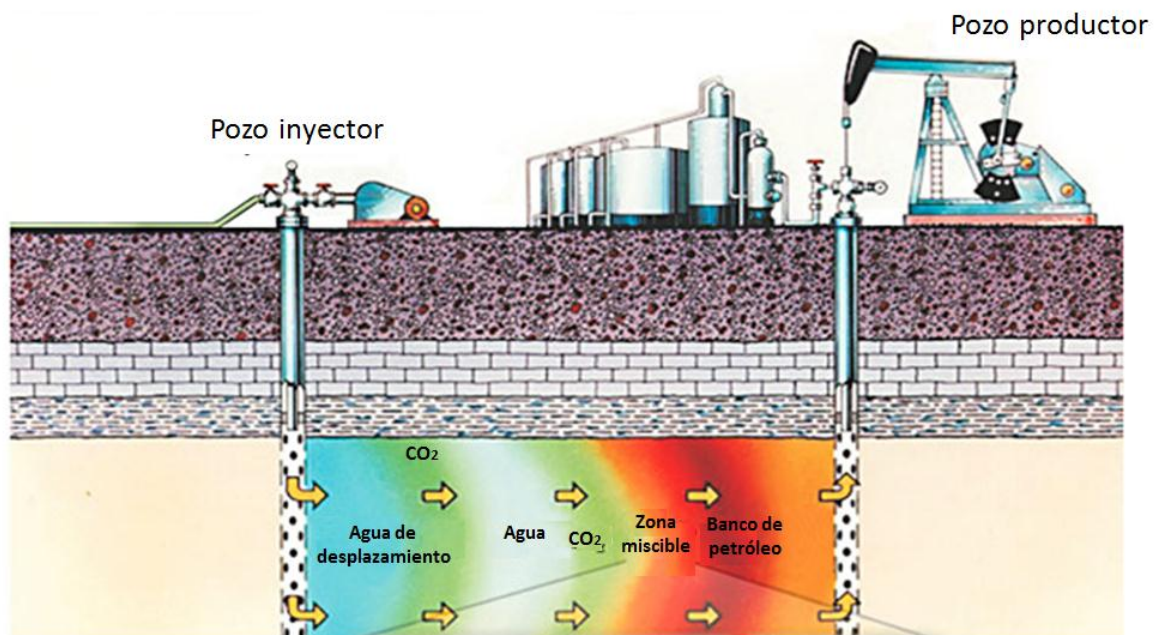


Figura 3.9 Proceso esquemático de la inyección de AAG, con CO₂

Este método combina las principales ventajas de la inyección de agua y de la inyección de gas al incrementar la eficiencia de desplazamiento microscópica (inyección de gas) y la eficiencia de barrido macroscópica (inyección de agua). A su vez los intercambios composicionales otorgan una recuperación adicional e influyen las propiedades de los fluidos, principalmente densidad y viscosidad.

Los gases usados en los proceso de IAAG son divididos en tres grupos: dióxido de carbono (CO₂), gases hidrocarburos, y gases no hidrocarburos.⁴²

La recuperación mejorada de petróleo por medio de IAAG usa también el fenómeno de la segregación gravitacional, por medio de la cual el gas se dirige hacia las zonas altas de la formación y el agua hacia las zonas bajas. De esta manera la IAAG mejora la recuperación de petróleo por medio de la combinación de un mejor control de la movilidad, contacto de zonas no barridas, un aumento en la eficiencia vertical y una mejora en el desplazamiento microscópico.

Es importante ajustar la cantidad de agua y gas inyectada para alcanzar la mejor eficiencia de desplazamiento posible. La inyección de demasiada agua dará como resultado un bajo desplazamiento microscópico, y la inyección de demasiado gas resultara en una pobre eficiencia de barrido vertical y probablemente una pobre eficiencia de barrido areal.⁴³

Los principales factores que afectan el proceso de IAAG son³⁷:

- Las características del yacimiento y heterogeneidades (estratificación y anisotropía)
- Mojabilidad de la roca
- Propiedades de los fluidos
- Condiciones de miscibilidad
- Gas entrampado
- Técnica de inyección
- Efectos de las permeabilidades relativas para las tres fases
- Parámetros de IAAG (frecuencia de inyección, tamaño de los baches, relación de inyección entre los baches de agua y gas, gasto de inyección)

3.6.1.4 Estabilidad en el frente de inyección

La relación de movilidades M entre el gas inyectado y el banco de petróleo desplazado durante un proceso de desplazamiento miscible es muy desfavorable debido a la baja viscosidad de la fase inyectada. Una relación de movilidad desfavorable trae como resultado digitación viscosa, reduciendo así la eficiencia de barrido volumétrica.

La IAAG provee una solución al problema de la digitación viscosa ya que la movilidad combinada de las dos fases (gas y agua) es menor que la movilidad que tendrían el gas o el agua si se inyectarían por separado, y por tanto se mejora la relación global de movilidades del proceso.

En el proceso de IAAG el objetivo es lograr que las fases inyectadas fluyan a velocidades similares, lo que se hace manteniendo bajas saturaciones de las fases y por lo tanto bajas permeabilidades relativas con el propósito de obtener una mejor relación de movilidades y lograr estabilidad en el frente de inyección.⁴⁴

3.6.1.5 Estratificación en el yacimiento y relación entre fuerzas viscosas y gravitacionales

Para yacimientos de espesores considerables, relativamente homogéneos y con buena permeabilidad vertical (i.e. sin estratificaciones ni intercalaciones con lutitas) la segregación gravitacional entre las fases se puede usar para mejorar las eficiencias volumétricas como se ilustra en la Figura 3.10. La estratificación en el yacimiento y la relación entre fuerzas viscosas y gravitacionales tienen una gran influencia en el proceso de IAAG.

El gasto de inyección y la relación entre los volúmenes de baches de agua y gas son formas de controlar el flujo de agua y gas en capas con baja y alta permeabilidad. La Figura 3.10 muestra como las fuerzas gravitacionales afectan el proceso.

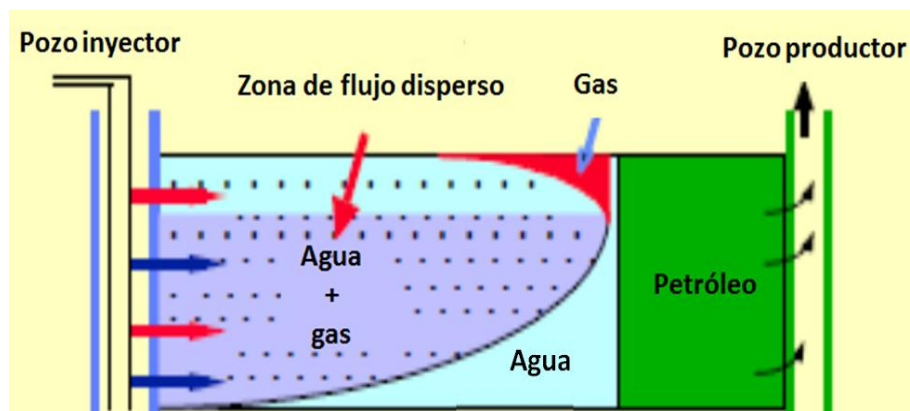


Figura 3. 10 Efecto de la relación de movilidades y de la gravedad en la estabilidad del frente de inyección

Cerca del pozo de inyección, el agua y el gas fluyen como fases dispersas, sin embargo la segregación gravitacional reduce la zona de flujo disperso hasta eliminarla. Analizando el proceso se demuestra que el tamaño de la zona con flujo disperso es función de la relación que existe entre fuerzas gravitacionales y viscosas, siendo la recuperación de petróleo mayor para valores altos de esta relación, situación que puede ser lograda reduciendo el espaciado entre pozos e inyectando gases con mayores densidades. La simulación de proceso de IAAG indica que con una baja movilidad de gas (baja permeabilidad relativa), se puede obtener una mayor recuperación de petróleo debido a un incremento de la zona de flujo disperso en donde el gas y el agua fluyen como una mezcla homogénea.⁴⁵

El proceso de IAAG es afectado enormemente por las fuerzas gravitacionales cuando se tienen movilidades altas de gas, ocasionando una rápida aparición de los fluidos inyectados en los pozos productores, reduciendo la recuperación de petróleo.

3.6.1.6 Problemas presentados durante el proceso de IAAG

- **Surgencia rápida en pozos productores:** este tipo de problemas son ocasionados por un mal entendimiento y caracterización del yacimiento y los fluidos. Estos problemas son difíciles de resolver y en ocasiones provocan el cierre del pozo antes de lo programado.
- **Inyectividad reducida:** la reducción en la inyectividad se refiere a menores caudales de agua y gas inyectados al yacimiento, lo que ocasiona una caída de presión más rápida en el yacimiento, que a su vez afecta al desplazamiento y a la producción. La reducción en la inyección puede ser ocasionada debido al cambio en las permeabilidades relativas debido al flujo trifásico o debido a la precipitación de hidratos y asfaltenos en zonas cercanas al pozo.
- **Corrosión:** este problema se presenta por la adaptación de instalaciones que no han sido diseñadas para el proceso de IAAG. La solución a este problema se da con el uso de aleaciones especiales para las tuberías e instalaciones superficiales, revestimiento de tuberías y tratamiento del equipo. Esto incrementa el costo.

- **Formación de incrustaciones:** la formación de incrustaciones es un problema común cuando se usa CO₂ como gas de inyección. La formación de incrustaciones puede obstruir las tuberías y provocar fallas serias.
- **Formación de asfáltenos e hidratos:** la precipitación de asfáltenos e hidratos causan problemas en la producción. Los factores que influyen la formación de hidratos se conocen mejor que las que propician la formación de asfáltenos. La formación de hidratos puede ser controlada con un tratamiento a base de metanol o con la reducción en las presiones de operación de los equipos.
- **Diferencia de temperatura en las fases inyectadas:** es normal que las temperaturas del agua y del gas sean diferentes durante la inyección. La diferencia de temperaturas puede provocar fallas mecánicas en las tuberías.

3.6.1.7 Clasificación de los procesos de IAAG

Los procesos de IAAG pueden ser clasificados de muchas maneras, la más común es de acuerdo a la miscibilidad: desplazamiento miscible e inmiscible.³⁷

- **Inyección miscible de AAG:** distinguir entre IAAG miscible e inmiscible puede resultar difícil. La miscibilidad entre el gas y el petróleo generalmente se alcanza por contactos múltiples. La mayoría de los proyectos miscibles se encuentran en tierra y son represurizados para llevar la presión promedio del yacimiento por encima de la presión mínima de miscibilidad de los fluidos (PMM). Debido a los problemas para mantener suficiente presión (lo que provoca pérdida de miscibilidad) los proyectos de campo reales oscilan entre procesos miscibles e inmiscibles durante la vida productiva del campo.
- **Inyección inmiscible de AAG:** este tipo de proceso de IAAG ha sido aplicado con el propósito de mejorar la estabilidad frontal y de contactar zonas no barridas. La aplicación de este proceso se da en yacimientos donde la inyección de grandes cantidades de gas no es factible debido a la baja disponibilidad del gas o debido a ciertas características del yacimiento como gran heterogeneidad, tal como se tiene en los yacimientos de Chicontepec.

Adicionalmente a la eficiencia de barrido macroscópica, la eficiencia de desplazamiento microscópica también puede ser mejorada. La saturación residual de petróleo generalmente es más baja con IAAG que con la inyección de agua y más baja que con la inyección de gas. Algunas veces el primer bache de gas se disuelve hasta cierto grado en el petróleo lo que causa intercambio másico y un cambio favorable en las relaciones viscosidad-gravedad en el frente de desplazamiento. El desplazamiento en este caso es cercano a un proceso miscible.

- **Inyección híbrida de AAG:** se refiere a un proceso donde un bache grande de gas es inyectado, seguido por un número pequeño de baches de agua y gas.
- **Otros:** otros tipos de procesos incluyen inyección simultánea de agua y gas, inyección de agua caliente alternada con vapor, e IAAG con uso de espumas.

De un estudio realizado a 59 campos con IAAG, se documentó que 47 fueron planeados para ser miscibles y 10 fueron planeados para ser inmiscibles, mientras que 2 no fueron clasificados. Esta información se presenta de manera gráfica en la Figura 3.11.

38

Aplicaciones en campo de IAAG

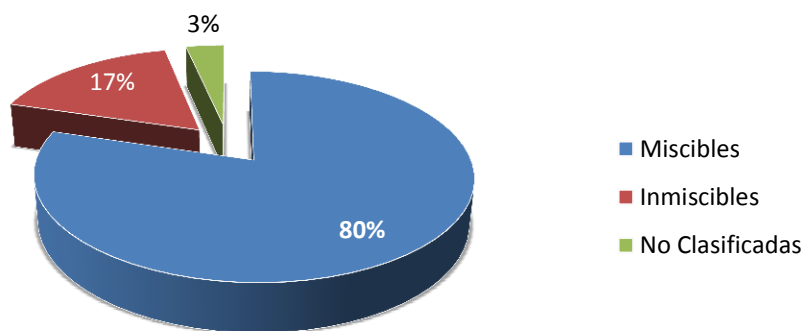


Figura 3. 11 Aplicaciones de IAAG miscibles e inmiscibles (total de 59 proyectos)³⁸

En el mismo estudio se documentó el tipo de litología en que fueron aplicados los procesos de IAAG. De los 59 casos estudiados, 33 se llevaron a cabo en arenas, 12 en dolomitas, 5 en calizas, y 6 en rocas carbonatadas.³⁸

Aplicaciones en campo de IAAG (tipos de roca)

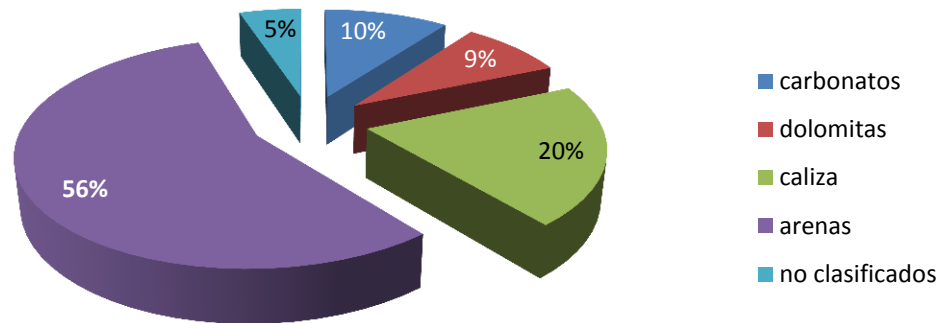


Figura 3. 12 Tipos de yacimiento donde se ha aplicado la IAAG (total de 59 proyectos)³⁸

Por último, de los 59 casos estudiados, únicamente 6 fueron llevados a cabo en yacimientos marinos, siendo tres de estos proyectos diseñados para ser miscibles.

Aplicaciones en campo de IAAG

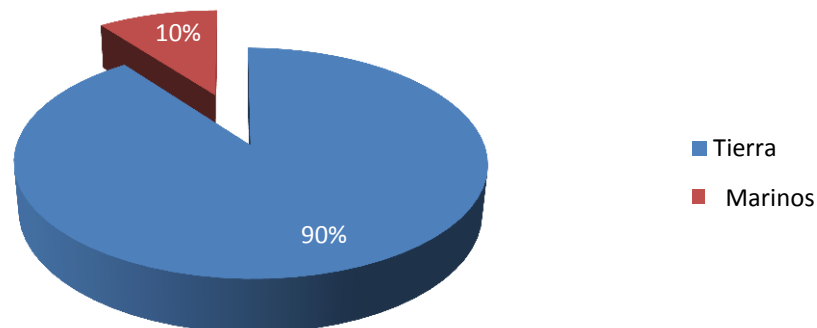


Figura 3. 13 IAAG en tierra y costa afuera (total de 59 proyectos)³⁸

3.6.1.8 Inyección simultánea de AAG

Este método consiste en inyectar agua en la parte superior de la formación y gas en la parte inferior de forma simultánea, es apto para yacimientos de buen espesor y buena permeabilidad vertical. La diferencia de densidades entre el agua y el gas provoca un barrido en el cual el agua tiende a movilizar el petróleo hacia las zonas bajas y el gas hacia las zonas altas. De esta forma se establece un frente de mezcla de flujo de agua y gas que disminuye considerablemente la movilidad combinada de ambos fluidos inyectados y que incrementa la eficiencia de barrido y la recuperación de petróleo.⁴¹

A través de simulación numérica Ma⁴¹ et al. demostraron que la inyección simultánea de AAG tiene el potencial para lograr un mejor control de la movilidad del gas comparado con el proceso de IAAG convencional.

El proceso de la inyección simultánea de AAG se lleva a cabo por medio de dos pozos inyector horizontales, uno inyectando agua en la parte superior de la formación y el otro inyectando gas en la parte inferior. Al otro lado de la formación, un pozo vertical produce los fluidos. La Figura 3.14 muestra una representación esquemática de esta técnica.

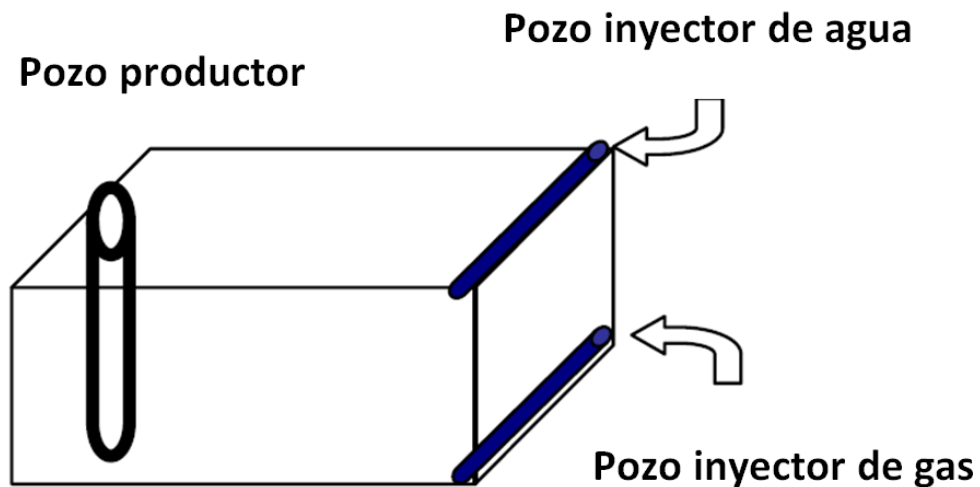


Figura 3.14 Representación esquemática de una de las variantes del proceso de inyección simultánea de AAG

3.6.2 Estabilización gravitacional

Cuando se trata con yacimientos inclinados, la fuerza de gravedad puede utilizarse como factor adicional para mejorar el barrido y la recuperación del petróleo por inyección de gas. Esto se alcanza inyectando el gas por la parte superior y produciendo el yacimiento a un gasto más bajo que el de la acción de la gravedad, para así mantener el gas segregado del petróleo, eliminando de esta forma la digitación del mismo. Existen ecuaciones derivadas para establecer los parámetros de diseño y operación para este tipo de procesos.

3.6.3 Inyección de espumas

La inyección de agua con surfactantes junto con el solvente o gas usado, provoca la formación de espumas disminuyendo la relación de movilidad, lo que trae como resultado una mayor eficiencia de recuperación.

Para que una espuma pueda ser aplicada en un yacimiento, debe cumplir los siguientes requerimientos:

- Estabilidad química del surfactante por largos periodos de tiempo
- Niveles bajos aceptables de absorción del surfactante en la roca del yacimiento
- Estabilidad de la espuma por largos periodos de tiempo a niveles deseados de la movilidad efectiva.

CAPÍTULO 4 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO COAPECHACA

A continuación se presentan algunas de las características más importantes del área de Coapechaca obtenidas de un dictamen de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y de un informe técnico económico realizado por Pemex del sector Agua Fría-Coapechaca.

4.1 UBICACIÓN

El campo Coapechaca se encuentra ubicado en el Paleocanal de Chicontepec. Este Paleocanal se localiza en la Planicie Costera del Golfo de México, dentro de la Cuenca Tampico – Misantla, en la región nororiental del estado de Veracruz, México, limitado al oeste por la Sierra Madre Oriental, al este por la Faja de Oro, al norte con el Cañón Bejuco-La Laja y al sur con El Alto de Plan de La Hayas. En la Figura 4.1 se muestra la ubicación del Paleocanal de Chicontepec.



Figura 4.1 Ubicación del Paleocanal de Chicontepec⁴⁶

Los campos ubicados en el Paleocanal de Chicontepec están agrupados dentro del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG). Dada la extensión del campo, su heterogeneidad en el nivel de conocimiento y desarrollo de los campos que componen al AIATG, fue necesario dividirlo en distintas áreas para su mejor administración como se muestra en la Figura 4.2

El campo Coapechaca se encuentra en el sector Agua Fría-Coapechaca (denominado Sector 6) que se localiza en el extremo sureste entre la Planicie Costera de Golfo de México y la zona baja de la Sierra Madre Oriental, en los municipios de Coatzintla, Poza Rica, Papantla y Tihuatlán del Estado de Veracruz y Francisco Z. Mena y Venustiano Carranza del Estado de Puebla, y cuenta con un área de 358 Km².



Figura 4. 2 Sectorización del Proyecto Aceite Terciario del Golfo⁴⁶

4.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO COAPECHACA

Los campos del **Área Agua Fría - Coapechaca** se encuentran en un sistema sedimentario turbidítico los cuales tienen un alto interés económico ya que un porcentaje importante de los campos gigantes de petróleo en producción están desarrollados en este tipo de sistemas sedimentarios.

Los yacimientos de este proyecto presentan características complejas debido a los sistemas sedimentarios que presentan, los cuales muestran una alta heterogeneidad de facies, tanto areal como verticalmente. Los procesos diagenéticos modificaron diferencialmente la distribución de porosidades y permeabilidades originales de las distintas facies presentes, alterando la calidad de las propiedades petrofísicas de las formaciones (arena-arcillosas) del subsuelo, estos elementos se traducen en yacimientos altamente estratificados y de baja permeabilidad y energía, por ende de baja productividad, requiriendo estrategias especiales de explotación.

Estos sistemas presentan cambios litológicos laterales y verticales abruptos, que los ubican como yacimientos discontinuos, parcialmente comunicados y de formas irregulares, teniendo una complejidad importante, como se muestra en la Figura 4.3, en donde también se señalan las diferentes facies.

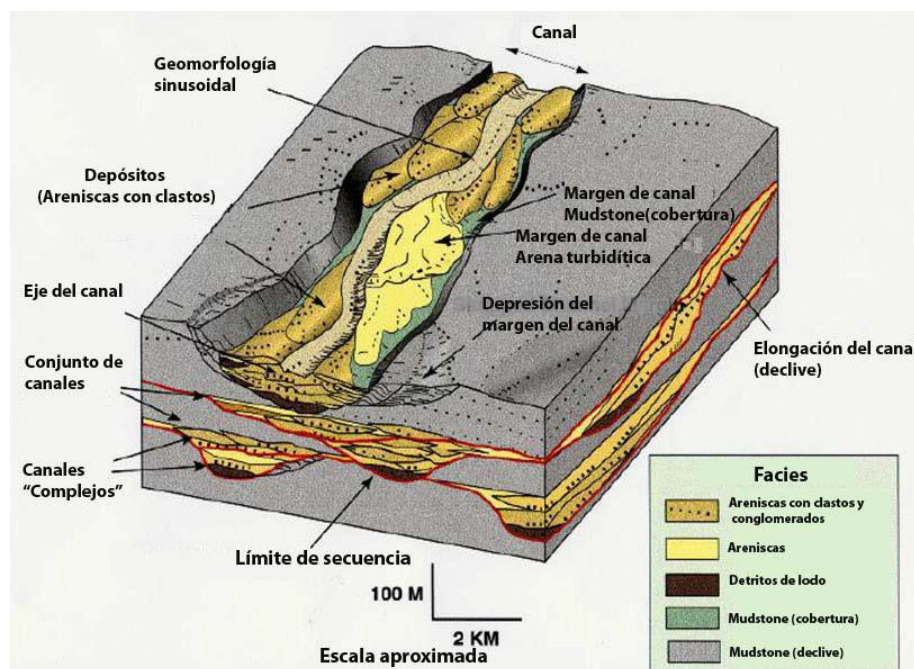


Figura 4.3 Esquema de un Sistema de Depósito Turbidítico⁴⁶

El patrón de entrapamiento del sistema Chicontepec está formado por una gran cantidad de trampas por variación de la permeabilidad, en la mayoría de los casos son lutitas intercaladas con areniscas de grano fino de estratificación delgada que limitan en su cima, en su base y lateralmente a los desarrollos arenosos (contactos discordantes y gradacionales) que son los que forman las principales trampas. En estas arenas se encuentran las principales acumulaciones comerciales de hidrocarburos.

Predominan las trampas de tipo estratigráfico complejas, cuya geometría fue influenciada por la ocurrencia de grandes paleoestructuras en el subsuelo, como son los paleocanales, en algunos casos controlados por la geometría del depósito debida a la superposición de abanicos submarinos y superficies de erosión dentro del paleocanal, que determinan los espesores y el comportamiento estructural (fallas de crecimiento) de las secuencias de relleno, pudiendo llegar a construir trampas combinadas.

La Figura 4.4 presenta la columna geológica del Paleocanal de Chicontepec.

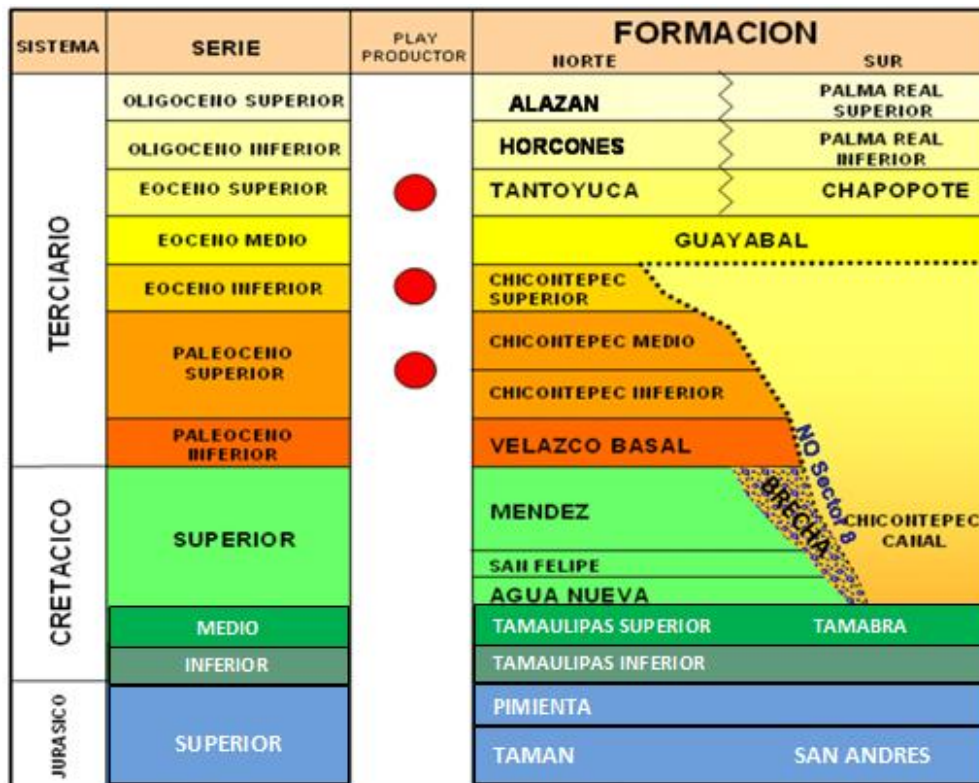


Figura 4. 4 Columna geológica del Paleocanal de Chicontepec⁴⁷

El “Play” productor de aceite del Sector 6 está representado por depósitos turbidíticos arenosos de edad Paleoceno-Eoceno, atribuibles a complejos de canales submarinos y lóbulos encontrados en las formaciones Chicontepec Inferior, Chicontepec Medio y Chicontepec Superior, caracterizados por alternancias de areniscas y lutitas calcáreas.

Las rocas clásticas, por su fuente de origen y procesos de transporte, depósito y redistribución, presentan características muy especiales en cuanto a su geometría y distribución horizontal y vertical, la cual cambia rápidamente, ubicándolos como yacimientos discontinuos, aislados y de formas irregulares.

Para el desarrollo de yacimientos complejos como los del Área Agua Fría - Coapechaca, es necesario el entendimiento del modelo geológico del campo en su totalidad, debido a que el éxito en la producción de hidrocarburos para estos yacimientos se basará en integrar la información geológica, con la mejor selección para perforar pozos, terminarlos, fracturarlos, así como el mejor empleo de tecnologías de recuperación. Por lo cual, es indispensable, para garantizar el éxito en la producción, determinar la combinación tecnológica óptima para cada uno de los pozos a perforar. En general, todos los pozos de los yacimientos en Chicontepec requieren ser fracturados hidráulicamente para poder producir a caudales económicos.

4.3 ASPECTOS PETROFÍSICOS

En el área del Sector 6, se han perforado 927 pozos de desarrollo y exploratorios, y 50 pozos se han recuperado 171 núcleos convencionales, a estos núcleos se les ha realizado estudios básicos y especiales, los cuales fueron el soporte para la realización del estudio y modelo petrofísico.

4.3.1 Porosidad y permeabilidad

En la Figura 4.5 se muestra la gráfica obtenida a través de pruebas realizadas a núcleos recuperados de tres diferentes intervalos del pozo Coapechaca 241; en ésta grafica se aprecia la nube de valores que favorece los rangos baja de porosidad (5 a 9%) y muy baja permeabilidad (0.01 a 1.0 mD) para los yacimientos del campo Coapechaca. Estos rangos de propiedades ilustrados en las Figuras 4.5 y 4.8 ponen a Coapechaca en el limite inferior de un yacimiento convencional.

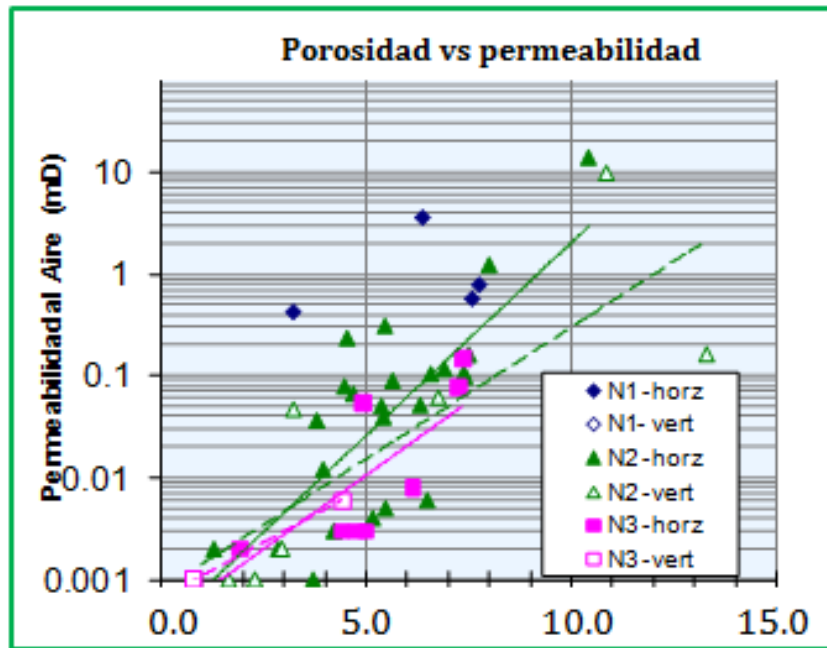


Figura 4. 5 Gráfica de Porosidad vs Permeabilidad⁴⁷

En la Figura 4.6 se observa la nube de valores de la densidad de grano y la porosidad, el rango es de 2.66 gr/cc a 2.69 gr/cc, considerando como promedio 2.68 gr/cc

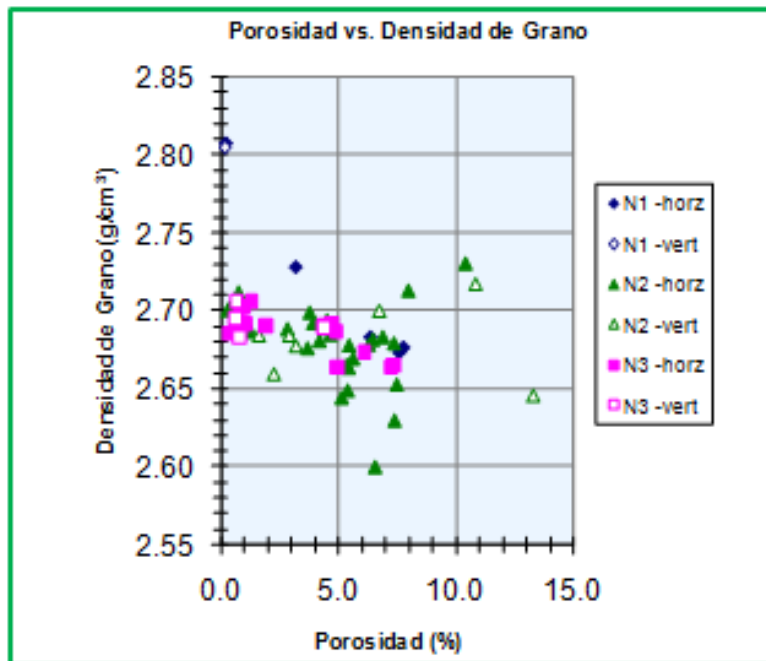


Figura 4. 6 Gráfica de Porosidad vs Densidad de grano⁴⁷

4.4 MAPAS PETROFÍSICOS

Los mapas petrofísicos de porosidad, permeabilidad y espesor impregnado, son productos generados con la información petrofísica procesada y sirven para apoyar y minimizar la incertidumbre del desarrollo de los campos. Los mapas que a continuación se presentan corresponden al yacimiento C-70, localizado entre los campos Coapechaca y Tajín. Estos mapas se incluyen con propósito ilustrativo de las características petrofísicas del campo Coapechaca

4.4.1 Mapa de porosidad

En la Figura 4.7 se muestra la distribución de porosidad en el yacimiento C-70. La banda de colores verde representa valores de porosidades menores al 7%, en amarillo porosidades entre 8 y 12%, en color naranja entre 13 y 17% y en rojo porosidades mayores al 18%. La línea diagonal roja divide a los pozos de los campos Tajín y Coapechaca (oriente y occidente respectivamente).

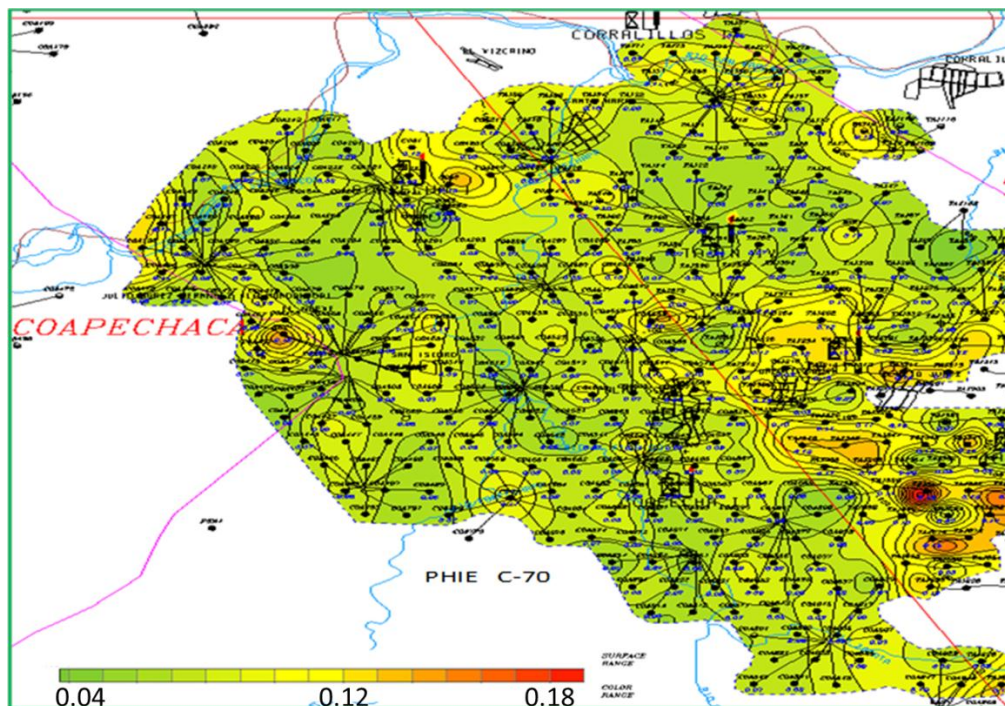


Figura 4.7 Mapa de porosidad⁴⁷

4.4.2 Mapa de permeabilidad

La Figura 4.8 muestra el mapa de permeabilidad del yacimiento C-70. El rango dominante de permeabilidades es de 0.01 a 1 mD para la porción occidental, como se puede observar en color verde olivo oscuro. Y una pequeña porción mayor de 1 mD hacia el norte, vistosamente de color amarillo y verde claro.

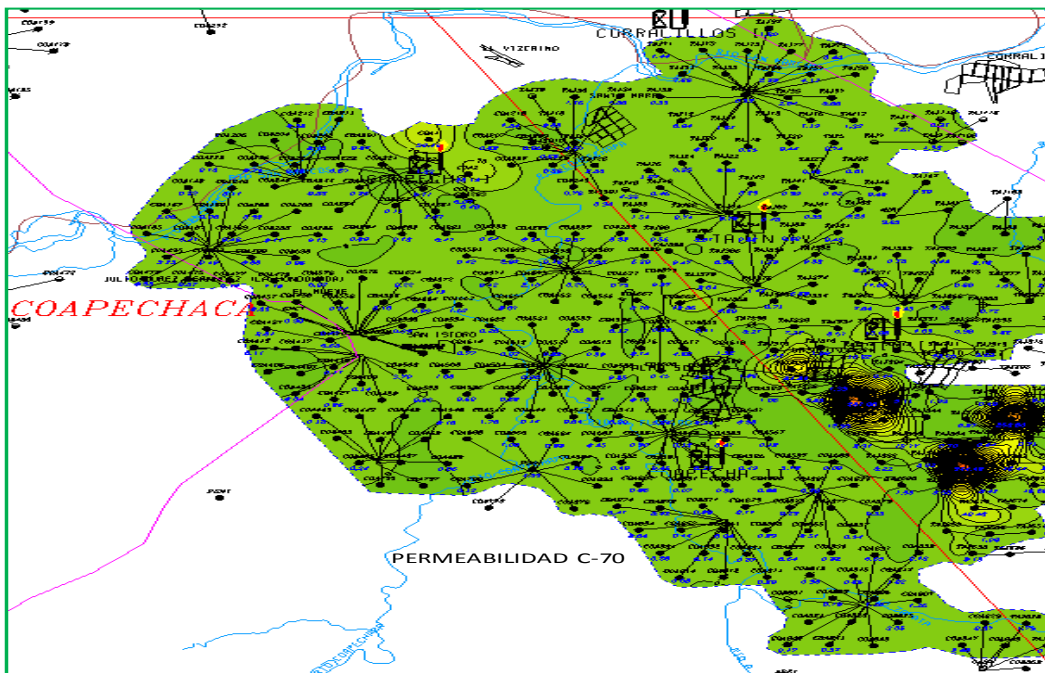


Figura 4. 8 Mapa de permeabilidad^{A7}

4.4.3 Mapa de espesor impregnado

La Figura 4.9 muestra el mapa de espesor impregnado para el yacimiento C-70. En color rojo se aprecian zonas con espesores de más de 20 metros de impregnación, en color anaranjado entre 14 y 20 metros de impregnación, en color amarillo el área de 10 a 13 metros y el color verde oscuro y claro menor de 10 metros de espesor impregnado.

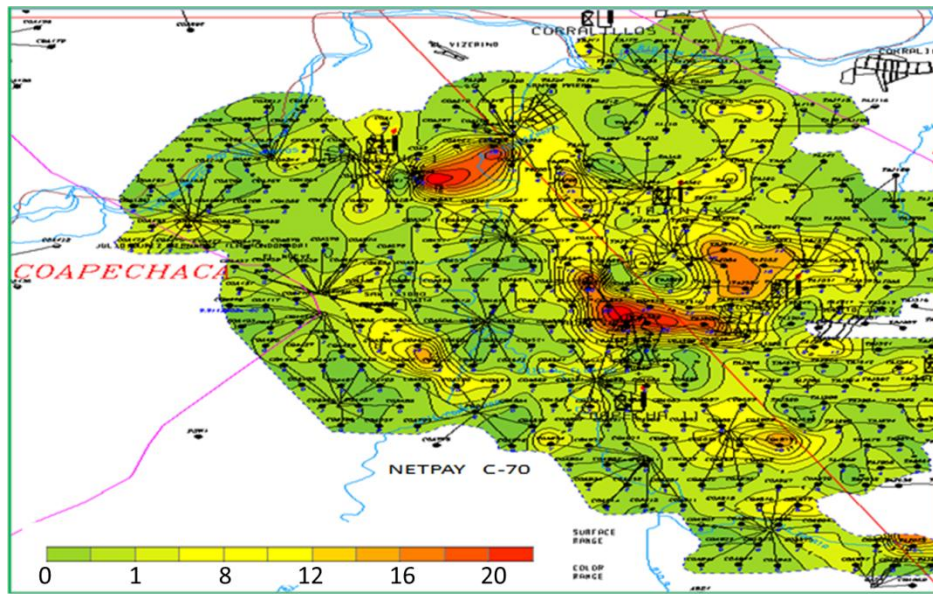


Figura 4.9 Mapa de espesor impregnado⁴⁷

4.4.4 Mapa de capacidad de flujo (kh)

La Figura 4.10 muestra el mapa de capacidad de flujo del yacimiento C-70, con base a la escala de colores se determina que predomina un rango de capacidad de flujo entre 50 y 100 mD-pie, en la porción mas baja de la escala.

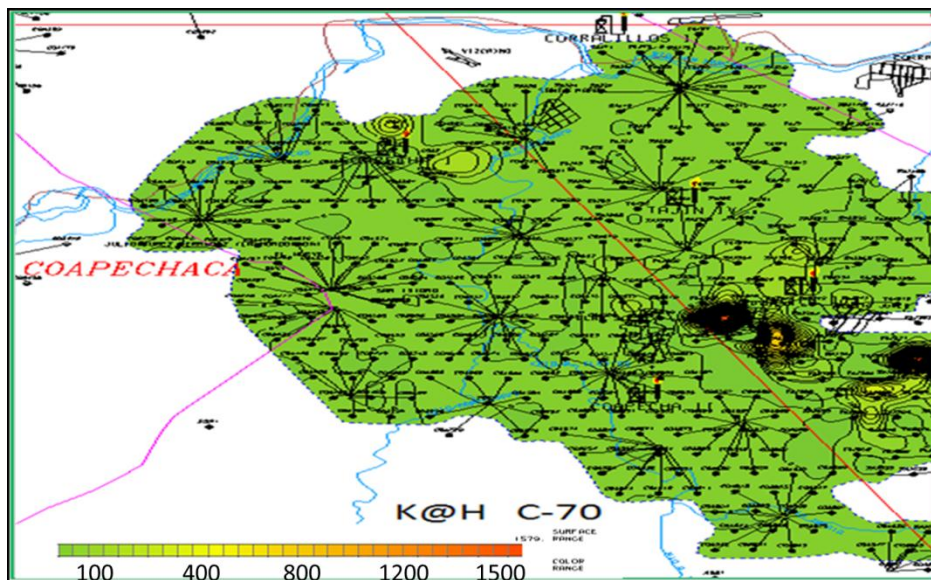


Figura 4.10 Mapa de capacidad de flujo⁴⁷

4.5 RANGOS DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS

La Tabla 4.1 muestra un ejemplo de los valores para cada arena en el campo Coapechaca. Estos datos sirven para obtener información sobre rangos, promedios, máximos y mínimos de cada parámetro petrofísico. La finalidad es administrar la información que se va adquiriendo conforme se va avanzando en el desarrollo del campo e ir utilizando esta información para hacer y actualizar mapas petrofísicos.

Rangos de propiedades petrofísicas de las arenas del campo Coapechaca					
Cuerpo	Espesor Neto (m)	Porosidad (%)	Sat. Hidroc. (%)	Permeabilidad (Md)	K^{*H} (mD*m)
C-40	1-11	6-11	30-50	0.100-0.200	1-3
C-50	1-16	8-14	30-50	0.100-1.700	1-13
C-60	3-14	7-14	20-50	0.100-1.800	1-13
C-65	3-10	7-11	30-50	0.100-0.400	1-3
C-70	1-12	6-12	30-50	0.100-1.100	1-11
C-80	1-20	6-11	20-50	0.100-6.100	1-98
C-90	2-14	6-10	30-50	0.100-0.500	1-18
C-100	1-17	6-13	30-50	0.100-1.100	1-18
C-105	5-13	6-10	20-50	0.100-1.300	1-15
Pechi B	1-6	6-11	10-30	0.600-8.00	1-50

Tabla 4. 1 Tabla con rango de valores petrofísicos del campo Coapechaca

4.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO COAPECHACA

El campo Coapechaca inicia su desarrollo en Enero de 1971 con el pozo Coapechaca-1, el cual presenta un gasto inicial de 54 bppd; el campo tiene 330 pozos terminados al 31 de diciembre de 2010. Los pozos presentan fuertes declinaciones inicialmente.

Los pozos con la mayor producción inicial para el campo Coapechaca son el Coapechaca-533 con un gasto inicial de 782 bls y con un gasto en 2010 de solo 14 bppd. De mayo de 2005 a Octubre de 2010 acumuló un volumen de petróleo de 136 mb y un volumen de gas de 104 mmpc; y el pozo Coapechaca-553 el cual tuvo un gasto inicial de 724 bls y en 2010 un gasto de solo 46 bppd. De mayo de 2005 a octubre de 2010 acumuló un volumen de petróleo de 218 mb y un volumen de gas de 150 mmpc.

En la Figura 4.11 se muestra el comportamiento del campo Coapechaca, observando que en Julio de 2005 se alcanza una producción máxima de petróleo por día de 12,722 bppd, una RGA de 109 m³/m³ y el 9.1% de agua, operando con 77 pozos productores acumulando un volumen de petróleo de 4.34 mmb.

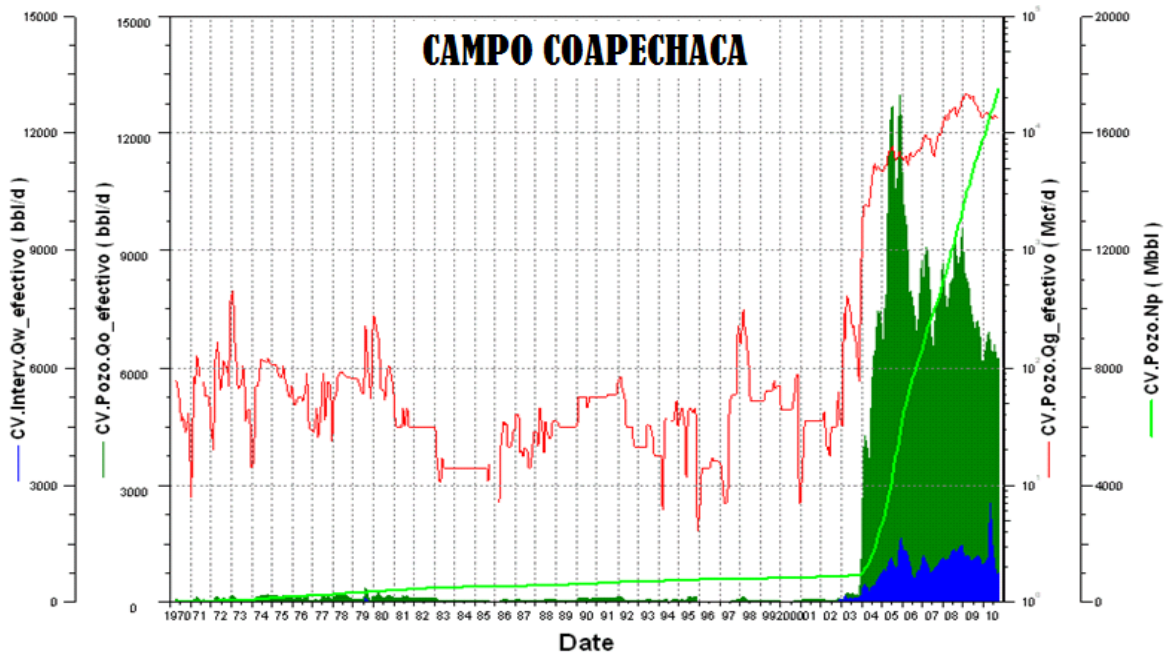


Figura 4. 11 Comportamiento de producción del Campo Coapechaca⁴⁷

Para octubre de 2010 el campo Coapechaca producía un gasto de petróleo de 6,257 bppd una producción acumulada de petróleo de 17.5 mmb de un total de 338 pozos terminados de los cuales 259 están operando. El hecho de que **el gasto promedio de producción de Coapechaca sea menor a los 25 bppd**, enfatiza la baja productividad típica de los pozos como resultado de su heterogeneidad geológica, muy baja permeabilidad efectiva y bajísima o nula permeabilidad vertical.

CAPÍTULO 5 PREDICCIÓN DE LA RECUPERACIÓN POR MÉTODOS ANALÍTICOS

El modelo que se presenta a continuación, es aplicable a un proceso de inyección de gas inmiscible donde el desplazamiento está ocurriendo en un sistema homogéneo lineal de espesor neto constante, similar al mostrado en la Figura 5.1, con un ángulo de buzamiento α .

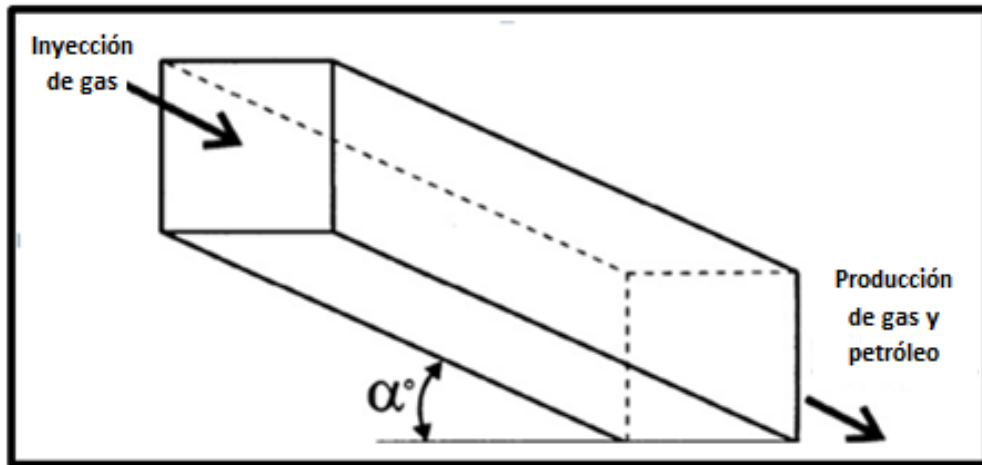


Figura 5.1 Modelo de un yacimiento sometido a inyección de gas

5.1 ECUACIÓN DE FLUJO FRACCIONAL

La ecuación de flujo fraccional se usa para modelar un desplazamiento de petróleo por gas o agua. Las ecuaciones que se detallarán a continuación son válidas para agua y para gas. La ecuación de flujo fraccional se determina usando los procedimientos analíticos desarrollados originalmente por Buckley y Leverett, basados en la ley de Darcy y en el concepto de permeabilidades relativas para dos fases.

Esta ecuación fue desarrollada con base en las siguientes suposiciones:

- Flujo lineal y continuo de dos fases (fluido desplazante y fluido desplazado).
- El desplazamiento se lleva a cabo a una presión y temperatura constantes.

- Se aplica solo cuando el petróleo se desplaza por un fluido inmisible, lo que implica que el desplazamiento se lleva a cabo en condiciones de equilibrio.
- El agua congénita es inmóvil.
- El avance del gas es paralelo a los estratos de la formación.

Suponiendo que solo está fluyendo el petróleo y gas, en cualquier punto del sistema el flujo fraccional de gas es igual a la fracción de flujo total que está fluyendo en ese punto, esto es:

$$f_g = \frac{q_g}{q_g + q_o} \quad \text{Ec. (5.1)}$$

donde las tasas de flujo de gas y de petróleo, q_g y q_o , respectivamente, se expresan a condiciones de yacimiento.

Si la ecuación de flujo fraccional se utiliza para describir el desplazamiento de petróleo debido a la inyección de gas, el fluido desplazante es no mojante y por lo tanto, $P_c = p_g - p_o$ y $\Delta\rho = \rho_g - \rho_o$. En consecuencia, la ecuación de flujo fraccional de gas será la siguiente, teniendo presente que en este caso el gas se inyecta buzamiento abajo.

$$f_g = \frac{1 - \frac{k_o A}{\mu_o q_t} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - C \Delta\rho g \sin\alpha \right)}{1 + \frac{k_o \mu_g}{k_g \mu_o}} \quad \text{Ec. (5.2)}$$

k_g	= permeabilidad efectiva al gas, darcy
k_o	= permeabilidad efectiva al petróleo, darcy
μ_g	= viscosidad del gas, cp
μ_o	= viscosidad del petróleo, cp
A	= área total de la formación perpendicular al flujo, cm ²
P_c	= presión capilar, atm
$\partial p_c / \partial x$	= derivada parcial de la presión capilar respecto al avance, atm/cm
C	= factor de conversión = (1/1.0133 x 10 ⁶)
ρ_g	= densidad del gas, gr/cm ³
ρ_o	= densidad del petróleo, gr/cm ³
γ_g	= gravedad específica del gas, adimensional
γ_o	= gravedad específica del petróleo, adimensional
g	= aceleración de la gravedad, cm/seg ²
q_t	= tasa de inyección de gas, bppd @ cy

En unidades prácticas la ecuación 5.2 se convierte en:

$$f_g = \frac{1 - \frac{1.127k_oA}{\mu_oqt} \left(\frac{\partial P_C}{\partial x} - 0.433 \Delta\gamma \text{ sen}\alpha \right)}{1 + \frac{k_o\mu_g}{k_g\mu_o}} \quad \text{Ec. (5.3)}$$

en este caso las permeabilidades deben expresarse en darcy, las viscosidades en cp, el área en ft², la tasa de inyección en bppd @cy, el gradiente de presión en la dirección de flujo en psi/ft y la diferencia de gravedades específicas, $\Delta\gamma = \gamma_o - \gamma_g$.

donde la γ_o se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\gamma_o = \frac{\left(\frac{141.5}{131.5 + \text{API}} \right)}{B_o} = \frac{\gamma_o @ cs}{B_o} \quad \text{Ec. (5.4)}$$

donde:

$$B_o = \text{Factor de volumen del petróleo, ft}^3/\text{ft}^3$$

y la γ_g se obtiene:

$$\gamma_g = \frac{\frac{0,002635M_g}{B_g}}{350.4} = 7.52 * 10^6 \frac{M_g}{B_g} \quad \text{Ec. (5.5)}$$

donde:

$$M_g = \text{peso molecular del gas, lb/lb mol}$$

$$B_g = \text{Factor de volumen del gas, ft}^3/\text{ft}^3$$

Cuando el avance del frente de invasión es horizontal ($\alpha = 0^\circ$ y $\frac{\partial P_C}{\partial x} \rightarrow 0$) la ecuación 5.3 se convierte:

$$f_g = \frac{1}{1 + \frac{k_o\mu_g}{k_g\mu_o}} = \frac{1}{1 + \frac{M_{desplazado}}{M_{desplazante}}} \quad \text{Ec. (5.6)}$$

que es la ecuación de flujo fraccional en su forma más simple y práctica para un yacimiento horizontal.

5.2.1.2 Saturación de agua inicial (S_{wi})

La saturación de agua inicial afecta la cantidad de petróleo sometido a desplazamiento por gas y aparentemente no tiene influencia en la surgencia del gas. Si la saturación de agua inicial es móvil, las ecuaciones de desplazamiento no son válidas, ya que existen tres fases fluyendo; sin embargo, es posible realizar aproximaciones, si se considera el agua y el petróleo como una sola fase, siempre y cuando la determinación de las curvas de permeabilidad relativa como función de saturación se obtenga con núcleos que posean la misma saturación de agua inicial.

5.2.1.3 Ángulo de buzamiento

La Figura 5.3 compara la eficiencia de desplazamiento de un yacimiento lineal horizontal ($\alpha=0$) contra las eficiencias que se obtendrían si el mismo yacimiento estuviese inclinado a diferentes ángulos y el gas siendo inyectado por la parte superior. A mayor ángulo de buzamiento, menor será el flujo fraccional de la fase desplazante (gas), y en consecuencia la eficiencia de desplazamiento será mayor. Para el caso de Chicontepec y en particular Coapechaca los ángulos de buzamiento son muy suaves generalmente menores a los 6° C.

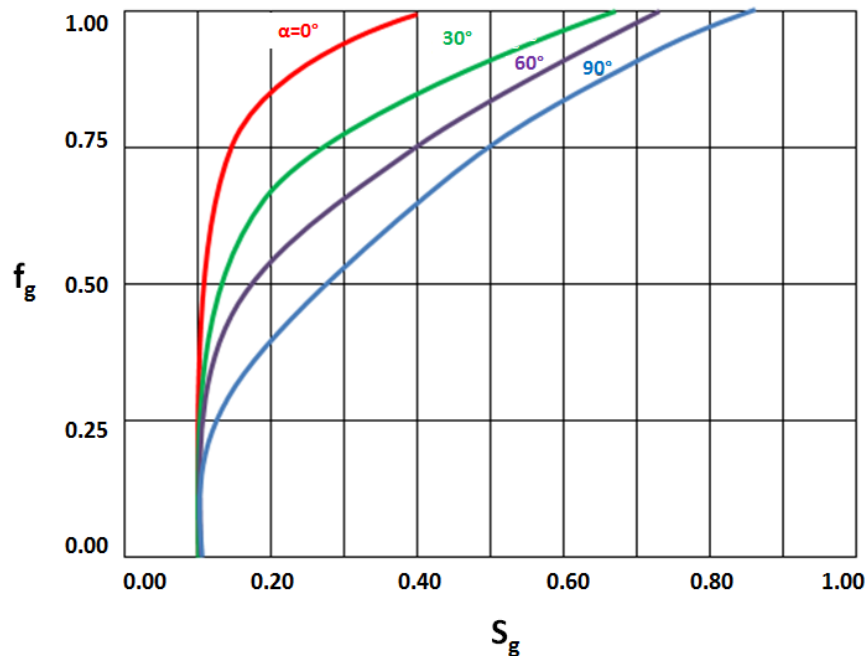


Figura 5.3 Efecto del ángulo de buzamiento

5.2.1.4 Caudal de inyección

Cuando el gas se inyecta por el tope de la estructura, se mueve buzamiento abajo y la recuperación del petróleo se favorece. Si se inyecta el gas a bajos caudales se dispone de más tiempo para que ocurra una segregación entre las fases, lo cual se traduce en un aumento en la recuperación. Si el gas se mueve buzamiento arriba, se deberían utilizar altos caudales de inyección para obtener un mejor desplazamiento del petróleo por el gas.

El caudal de inyección debe ser económicamente atractivo y que no permita la canalización rápida del fluido inyectado hacia los pozos productores. En la Figura 5.4 se muestra el efecto del caudal de inyección y del ángulo de buzamiento.

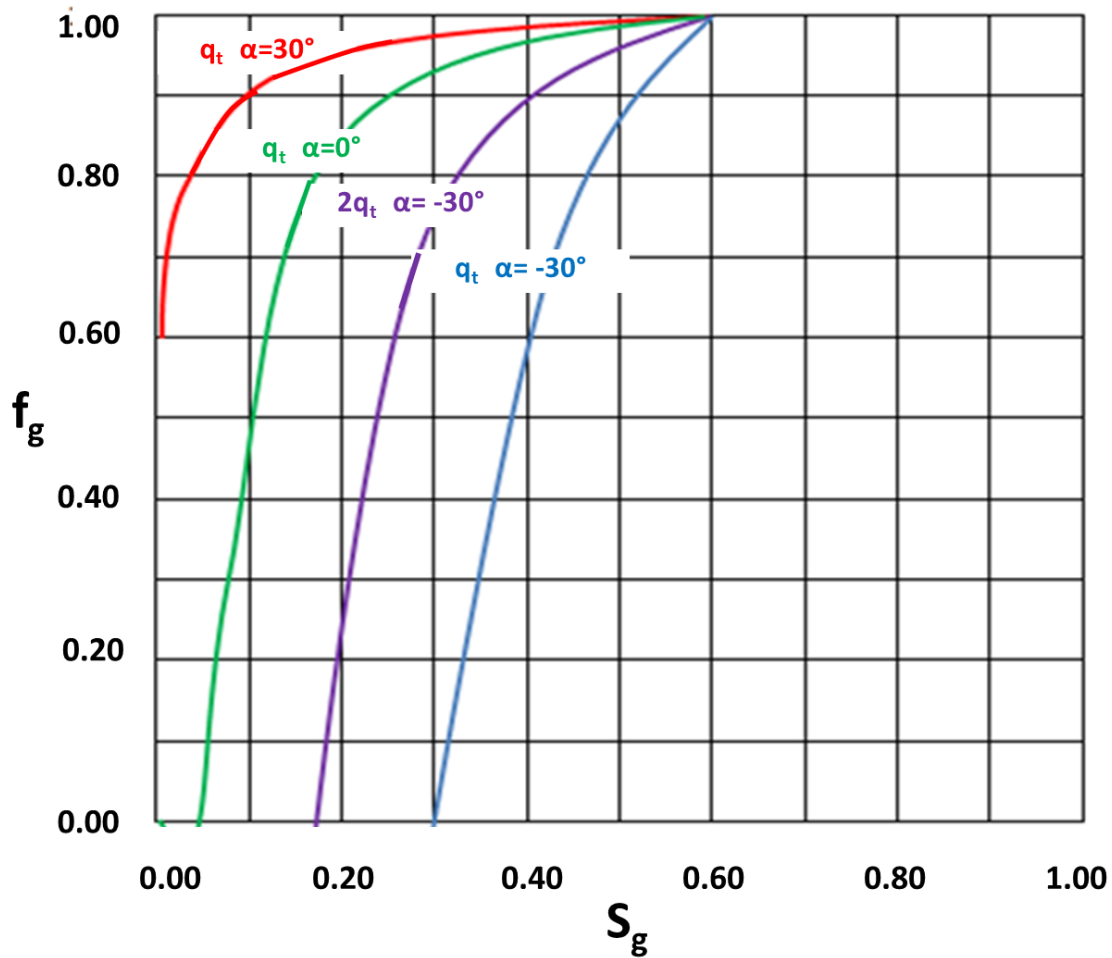


Figura 5. 4 Efecto del caudal de inyección y del ángulo de buzamiento

5.2.1.5 Presión de inyección

La presión afecta de manera diferente a diferentes tipos de crudo. En el caso de un petróleo negro, si se inyecta el gas a alta presión, el gas se disuelve parcialmente en el petróleo y le reduce su viscosidad, y, entonces, el empuje causado por el gas a alta presión (con mayor viscosidad) tendría una mejor relación de movilidades que la que se tendría con un gas a bajas presiones. En el caso de un crudo volátil, el gas inyectado no solamente se mezcla con el gas detrás del frente, sino que también vaporiza petróleo de esta misma zona y, en consecuencia, el empuje lo causa la vaporización parcial del petróleo residual.

Como se observa en la Figura 5.5, el aumento de la presión desvía la curva de flujo fraccional hacia la derecha, indicando un mejor desplazamiento de petróleo por gas.

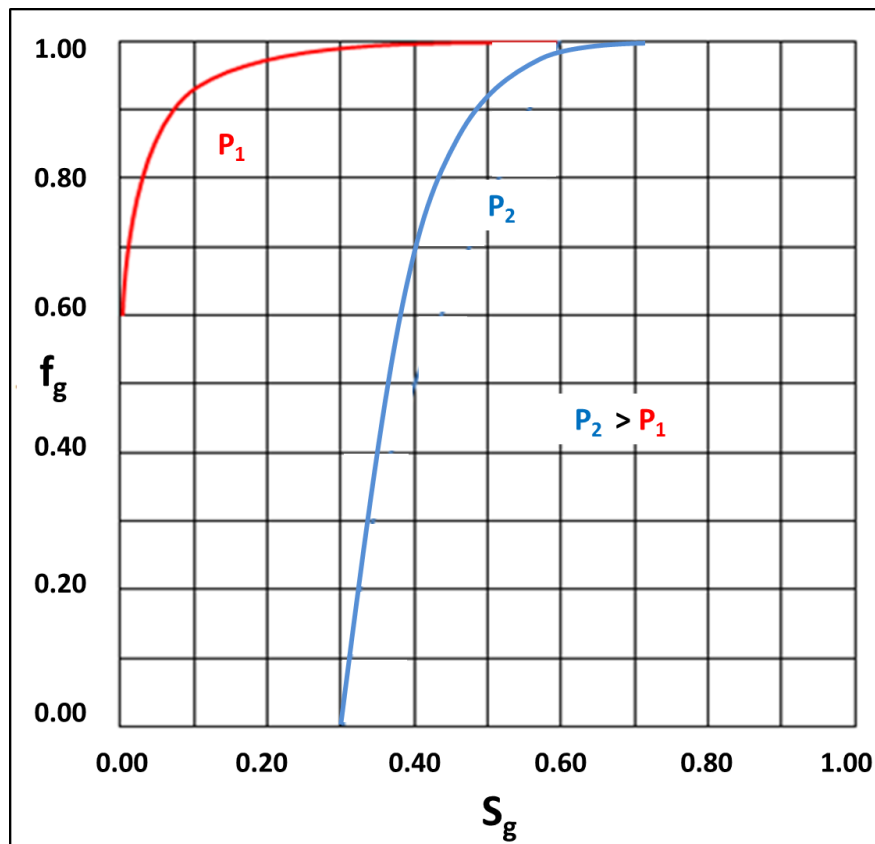


Figura 5.5 Flujo fraccional del gas en función de la presión de inyección

5.2.1.6 *Viscosidad del petróleo*

A mayor viscosidad del petróleo, el contraste de la relación de movilidades entre el fluido desplazante y desplazado es mayor, lo cual contribuye a la interdigitación viscosa del fluido desplazante a través de petróleo. Mientras mayor sea la viscosidad del petróleo, la eficiencia de desplazamiento vertical será menor, como se observa en la Figura 5.6.

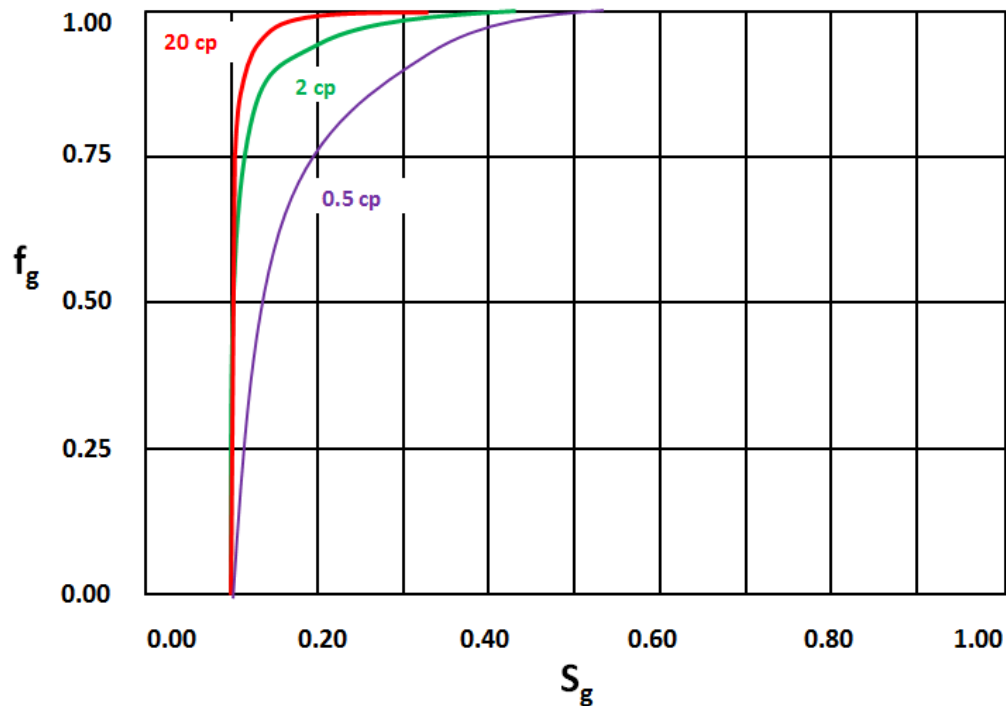


Figura 5.6 Efecto de la viscosidad del petróleo sobre el flujo fraccional de gas

5.2.1.7 *Viscosidad del gas*

El aumento de la presión de inyección genera un aumento moderado de la viscosidad del gas y permite un desplazamiento más efectivo del petróleo. Esto ocurre al comparar los desplazamientos inmiscibles con la inyección de un gas de hidrocarburos (con viscosidad μ_g) y la inyección de CO₂ (con viscosidad μ_{CO_2}) o ver Figura 5.7

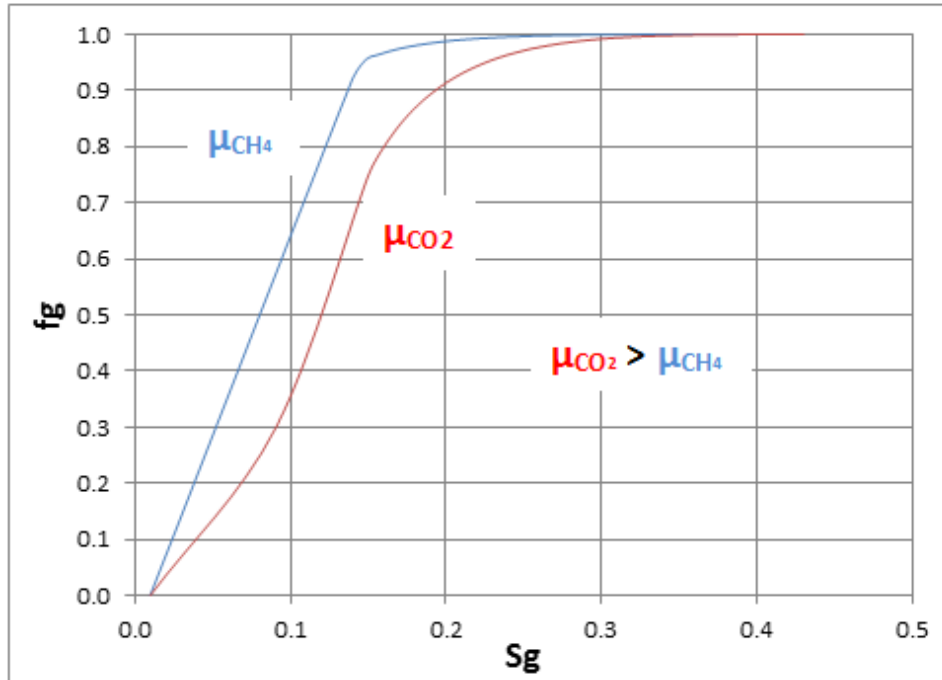


Figura 5. 7 Efecto de la viscosidad del gas de inyección sobre el flujo fraccional de gas

5.3 ECUACIÓN DE AVANCE FRONTAL

La ecuación fue desarrollada por Buckley y Leverett y se deduce de un balance volumétrico de gas, considerando un desplazamiento tipo pistón con fugas, es decir que en la zona invadida están fluyendo simultáneamente las fases desplazante y desplazada.

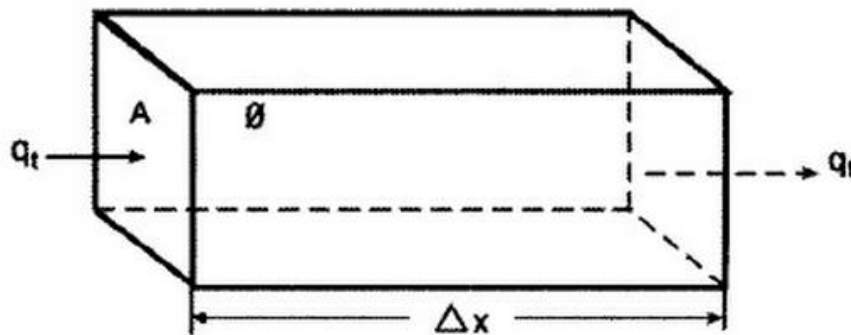


Figura 5. 8 Volumen diferencial de la formación sometida a inyección

La ecuación resultante, para el caso de desplazamiento de petróleo por gas, es la siguiente:

$$x_{Sg} = \frac{5.615(q_t t)}{A\phi} \left(\frac{\partial f_g}{\partial S_g} \right)_{S_g} \quad \text{Ec. (5.7)}$$

donde:

q_t = caudal de inyección en condiciones de yacimiento, bpd

t = tiempo desde el inicio del desplazamiento, días

A = área perpendicular al flujo, ft²

$\left(\frac{\partial f_g}{\partial S_g} \right)_{S_g}$ = pendiente de la tangente a la curva de flujo fraccional a una saturación S_g

5.3.1 Gráfica de avance frontal

La Figura 5.9 muestra el resultado de graficar la ecuación de avance frontal usando gas como fluido desplazante en un yacimiento sin saturación inicial de gas libre.

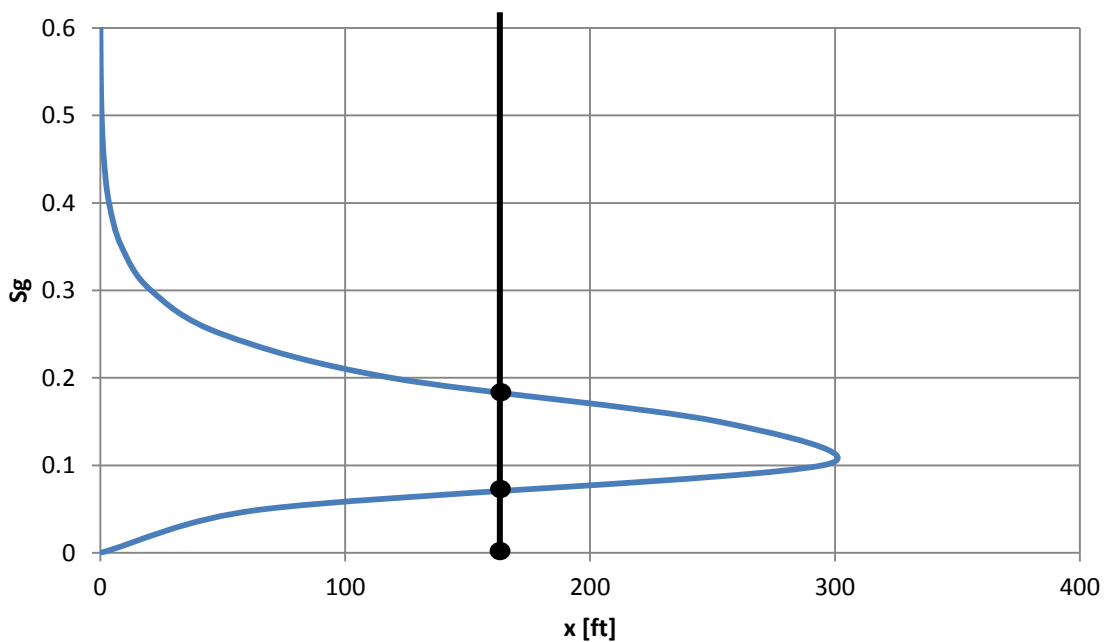


Figura 5. 9 Gráfica de avance frontal para un tiempo determinado

La Figura 5.9 muestra una situación irreal debido a que para cierto frente de desplazamiento a determinado tiempo se tienen tres saturaciones de fluido desplazante correspondientes. Buckley y Leverett desarrollaron un método que permite el uso de la ecuación de avance frontal que será descrito a continuación, para alimentar esta inconsistencia física.

5.4 MÉTODO DE BUCKLEY Y LEVERETT

Para dar solución al problema presentado en la Figura 5.9, Buckley y Leverett desarrollaron un método que consistía en realizar un balance de materia (balance de áreas en la gráfica) que permitiera encontrar una única saturación de fluido desplazante para un determinado frente de desplazamiento. El método se ilustra en la Figura 5.10, y muestra el balance de materia correspondiente, para el cual las áreas "A" y "B" son iguales.

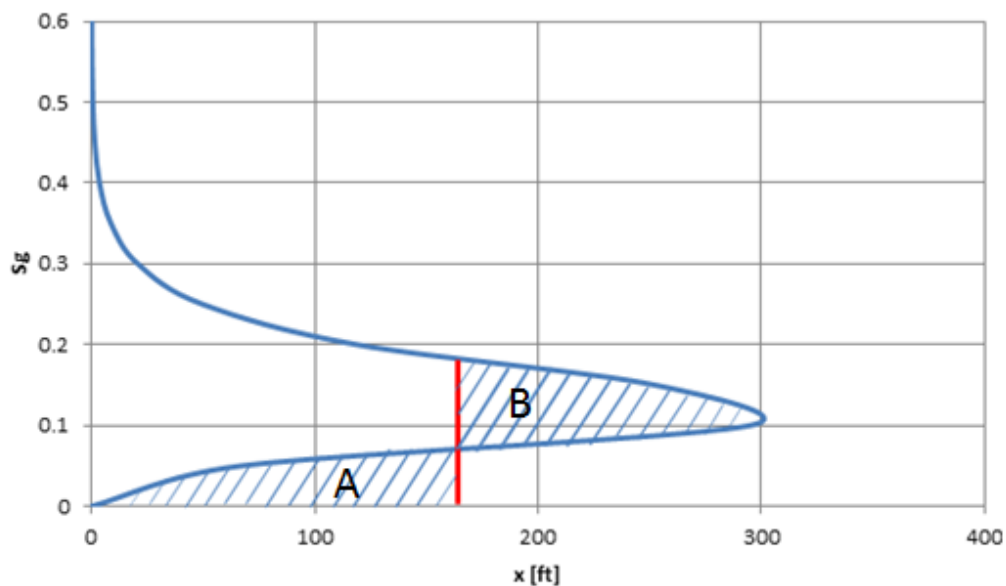


Figura 5. 10 Balance de áreas propuesto por Buckley y Leverett

En consecuencia, la distribución de saturación en esta zona se remplazará por un frente de saturación constante, como se ilustra en la Figura 5.11.

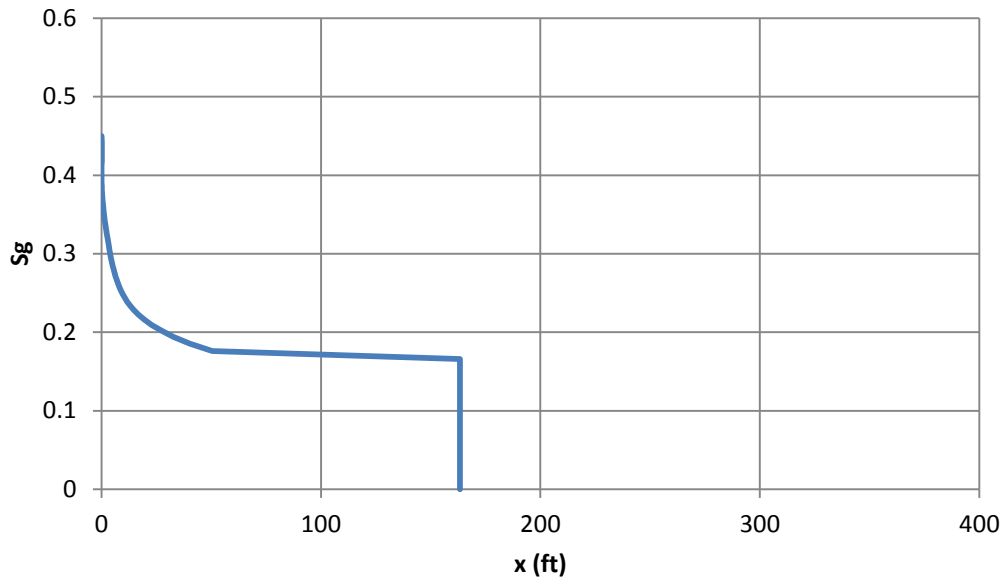


Figura 5. 11 Distribución de saturación según Buckley y Leverett

Buckley y Leverett demostraron que cuando no se considera la zona estabilizada, la ecuación de flujo fraccional toma una forma similar a la Figura 5.12, en la cual se observa que la pendiente a la curva de flujo fraccional es la línea recta que une los puntos (S_{gi}, f_{gi}) y (S_{gf}, f_{gf}) . Buckley y Leverett descubrieron que si se prolonga dicha recta hasta un valor de flujo fraccional igual a 1, el valor correspondiente en el eje de las abscisas en ese punto representara la saturación de fluido desplazante promedio detrás del frente de desplazamiento $(\bar{S}_g, 1)$

Además Buckley y Leverett demostraron que el **inverso del valor de la pendiente** de la recta mencionada anteriormente **representa el volumen poroso inyectado** hasta el momento de surgencia. De manera similar, el inverso de las pendientes correspondientes a diferentes saturaciones en el frente después de la surgencia, representará el volumen poroso inyectado correspondiente a dichas saturaciones.

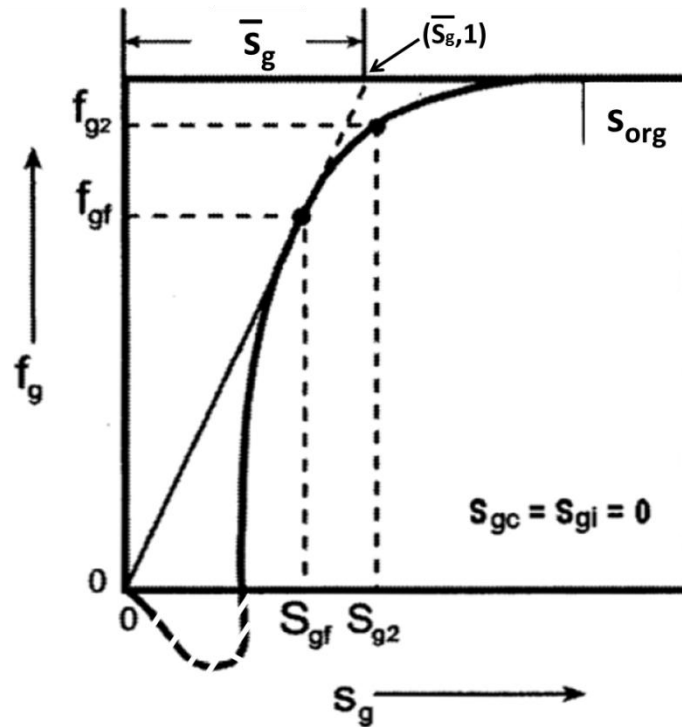


Figura 5.12 Determinación gráfica de la saturación del frente de invasión

donde:

- f_{gf} Flujo fraccional de gas en el frente de desplazamiento
- S_{gf} Saturación de gas en el frente de desplazamiento
- \bar{S}_g Saturación de gas promedio detrás del frente de desplazamiento
- S_{g2} Saturación de gas después de la surgencia
- f_{g2} Flujo fraccional de gas a una saturación S_{g2}
- S_{gc} Saturación de gas crítica
- S_{gi} Saturación de gas inicial

5.5 EFICIENCIA AREAL

La eficiencia de barrido areal, E_A , se define como la fracción del área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación. Es decir:

$$E_A = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área horizontal total invadible}} \quad \text{Ec. (5.8)}$$

Existen múltiples factores pero entre los más importantes se encuentran:

- **Geometría de los pozos de inyección y producción:** Se refiere a la configuración areal existente entre los pozos productores y los inyectoros.
- **Relación de movilidades:** La eficiencia areal disminuye cuando la relación de movilidades aumenta.
- **Volumen de fluidos inyectados:** La eficiencia areal aumenta con el volumen de fluidos inyectados y, por lo tanto, con el tiempo.

En la Figura 5.13 se puede observar la posición del frente de invasión en sucesivos periodos antes de la surgencia, para un arreglo de 5 pozos.

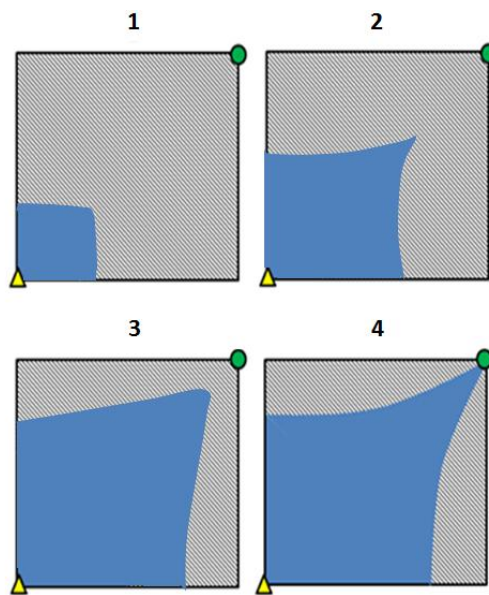


Figura 5.13 Área horizontal barrida a diferentes tiempos para un arreglo de 5 pozos

5.5.1 Arreglos de pozos

Una gran variedad de arreglos de pozos inyectoros-productores reciben atención en la literatura. Esto debido a que la localización de los pozos inyectoros con respecto a los productores es un factor que afecta las operaciones de inyección de agua o de gas. Los factores que más influyen en la selección del tipo de arreglo son: la forma original en que ha sido desarrollado el yacimiento, la permeabilidad del yacimiento, la viscosidad de los fluidos, la relación de movilidades, la relación de pozos inyectoros a pozos productores, la estructura del yacimiento y las características geológicas del mismo.

En la Figura 5.14 se presentan los arreglos regulares de pozos más comunes, y en la Tabla 5.1 se resumen algunas características de estos arreglos de inyección.

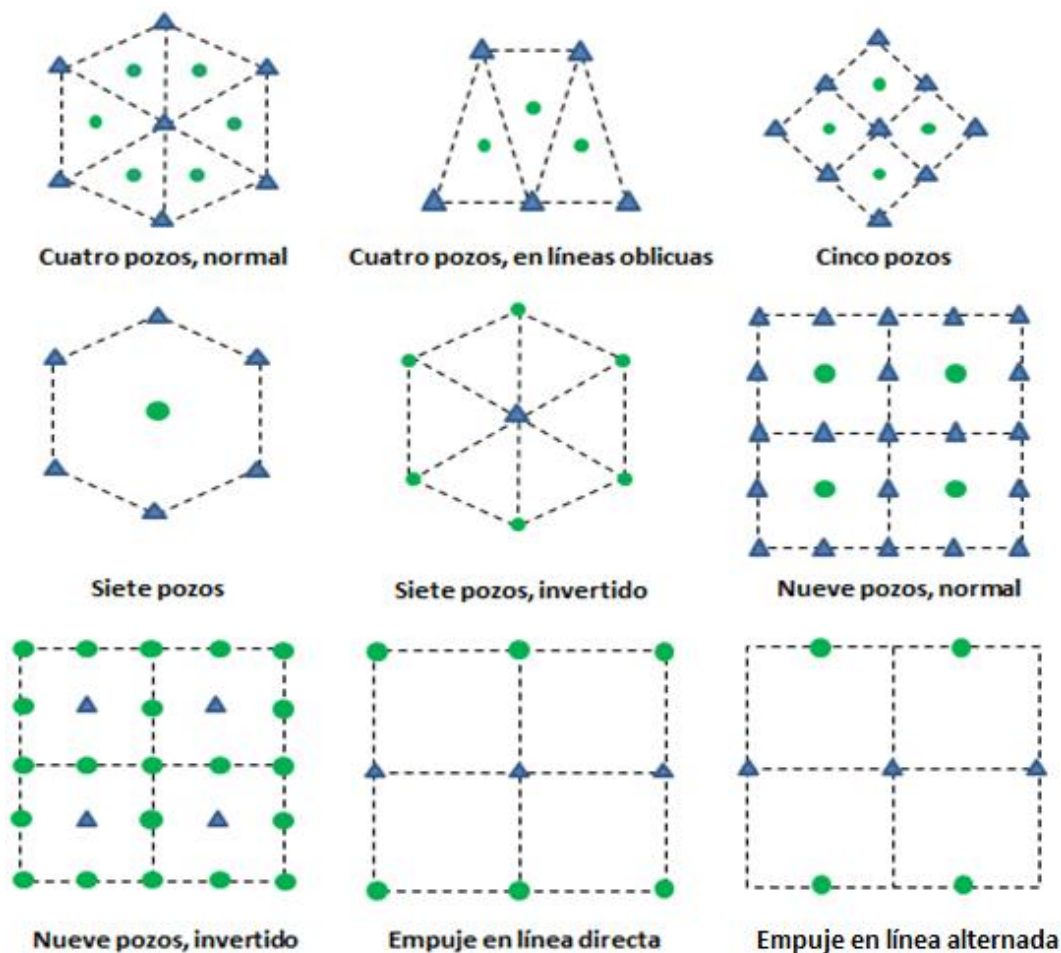


Figura 5. 14 Diferentes arreglos de pozos

Tipo de arreglo	$R_{PI/PP}$	Elemento del arreglo
Empuje en línea directa	1	Rectángulo
Empuje en línea alternada	1	Líneas desfasadas de pozos
5 pozos	1	Cuadrado
7 pozos	2	Triángulo equilátero
7 pozos invertido o arreglo de 4 pozos	1/2	Triángulo equilátero
9 pozos	3	Cuadrado
9 pozos invertido	1/3	Cuadrado

Tabla 5. 1 Características de los arreglos de pozos

5.5.1.1 Empuje en línea directa

Se puede aproximar un arreglo donde los pozos productores e inyectores se balanceen unos con otros. La eficiencia de barrido en este modelo se mejora a medida que la relación d/a aumenta considerando un medio poroso isotrópico.

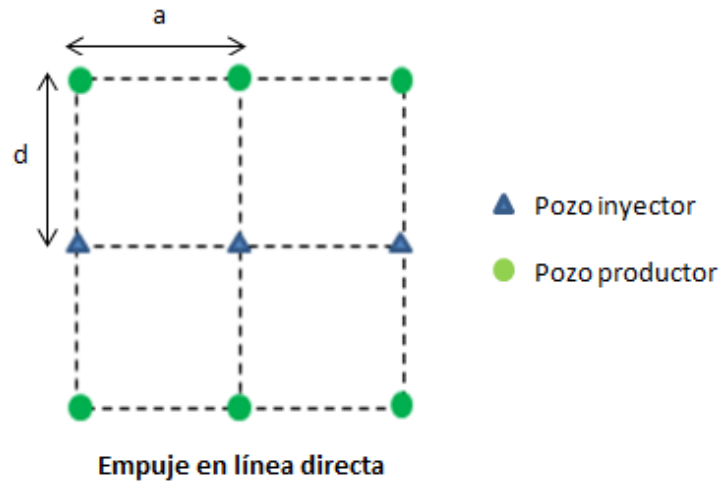


Figura 5.15 Empuje en línea directa

5.5.1.2 Empuje en línea alternada

Este tipo de arreglo es una modificación de empuje en línea directa. Se origina al desplazar los pozos inyectores a lo largo de su línea una distancia igual a $a/2$.

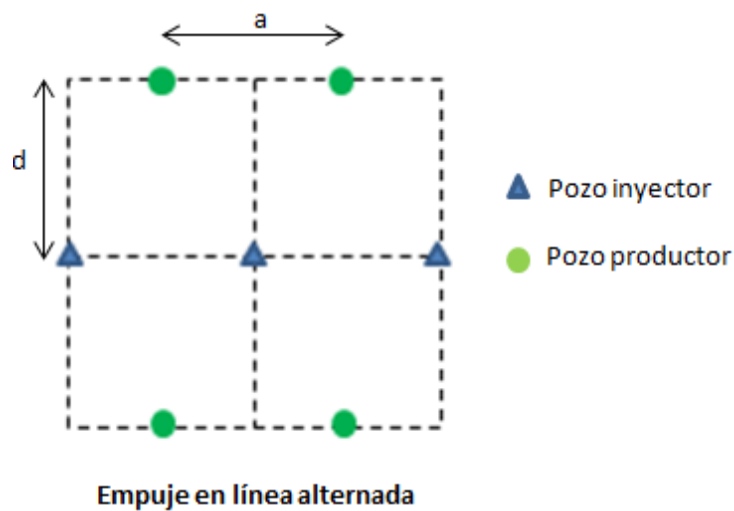


Figura 5.16 Empuje en línea alterna

En la Figura 5.17 se observa que el efecto del arreglo de empuje en línea alterna es aumentar significativamente la eficiencia areal a la surgencia si se compara con el de empuje en línea directa, especialmente para valores bajos de la relación d/a .

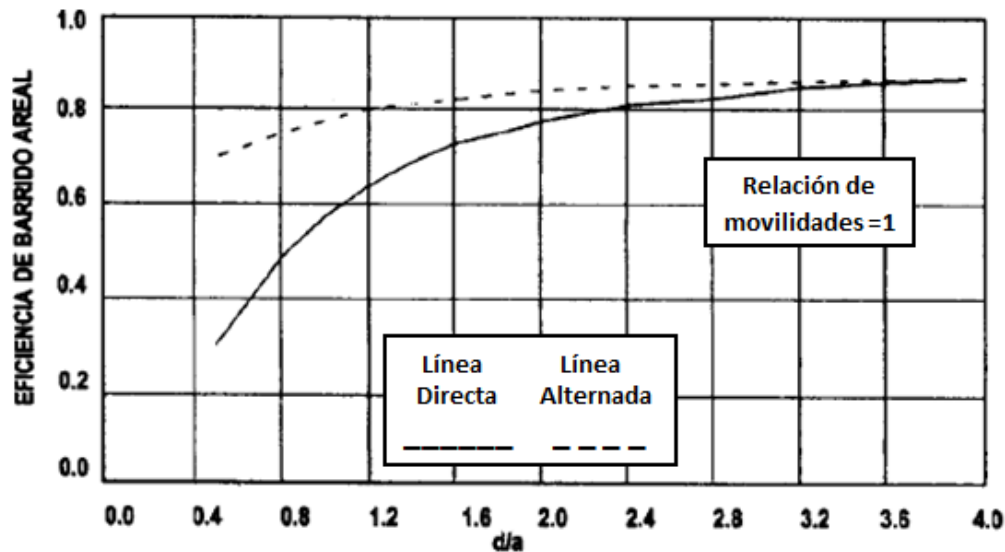


Figura 5. 17 Eficiencia de barrido areal para arreglos en línea directa y en línea alterna en función de d/a

5.5.2 Arreglo de 5 pozos

Este es el tipo de mas usado. Es un caso especial del empuje en línea alterna, cuando $d/a=0.5$. El arreglo de 5 pozos es altamente conductivo ya que la vía de flujo más corta es una línea recta entre el inyector y el productor. El patrón proporciona una buena eficiencia de barrido en medios isotrópicos.

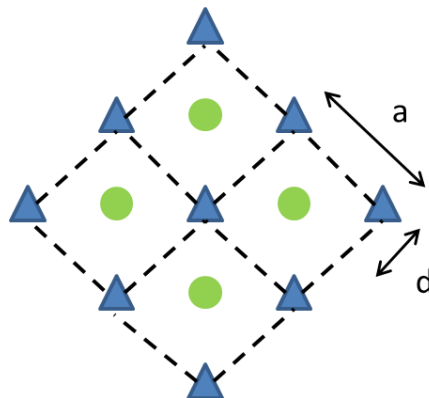


Figura 5. 18 Arreglo de 5 pozos

5.5.3 Métodos para estimar la eficiencia de barrido areal

Los métodos de predicción de la eficiencia de barrido areal están en función de los factores más importantes que la afectan: la relación de movilidades y los diferentes arreglos de pozos.

5.5.3.1 Métodos para estimar la eficiencia de barrido areal al momento de la surgencia

La eficiencia de barrido areal se ha estudiado por métodos matemáticos y por modelos. Entre éstos se tiene:

- Analíticos
- Movimientos de iones en un medio gelatinoso o modelo de papel secante, M=1
- Modelo Pontenciométrico
- Empaque en placas de vidrio o medios porosos usando rayos X
- Modelo Hele-Shaw
- Modelo de resistencias

Todos los métodos mencionados se utilizan para obtener la eficiencia areal a la surgencia, cuando M es la unidad. En la Tabla 5.2 se comparan las eficiencias areales a la surgencia para diferentes tipos de arreglos de pozos.

Eficiencias que dependen de la relación d/a					
		d/a			
Arreglo	Investigador	0.5	1	2	3
Empuje en línea Directa	Muskat	0.37	0.57	0.78	0.86
Empuje en línea Alternada	Prats	0.72	0.79	0.88	0.93
Eficiencias que no dependen de la relación d/a					
5 pozos	Muskat	0.715 – 0.723			
7 pozos	Muskat	0.74			
4 pozos	Muskat	0.74			
9 pozos	Kimblor y col.	0.52 (surgencia en pozos de los lados) 0.79 (surgencia en pozos de los vértices)			

Tabla 5.2 Eficiencia areal a la surgencia

La Figura 5.19 presenta datos de eficiencia de barrido areal al momento de la surgencia para un arreglo de empuje en línea directa.

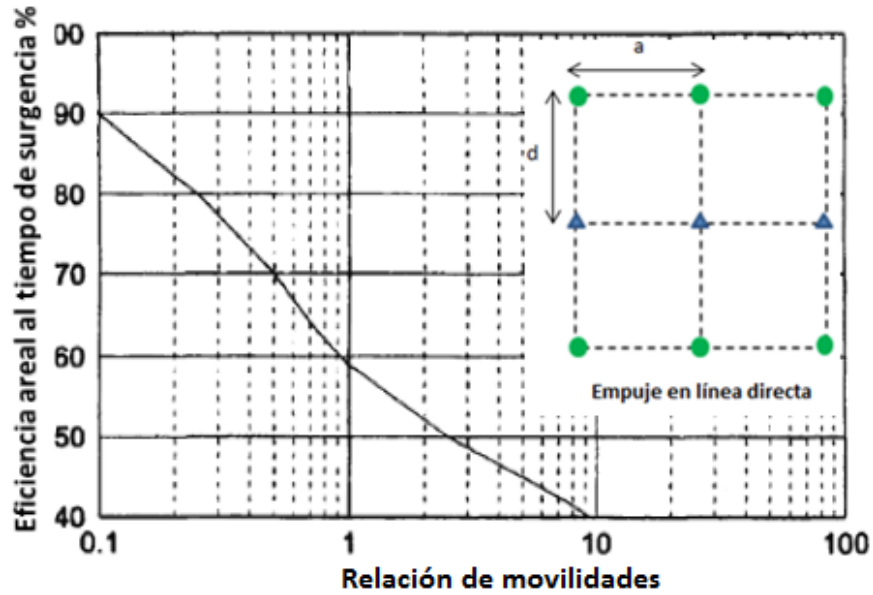


Figura 5. 19 Eficiencia de barrido areal a la surgencia para un arreglo de empuje en línea directa.

La Figura 5.20 presenta datos de eficiencia de barrido areal al momento de la surgencia para un arreglo de empuje en línea alternada.

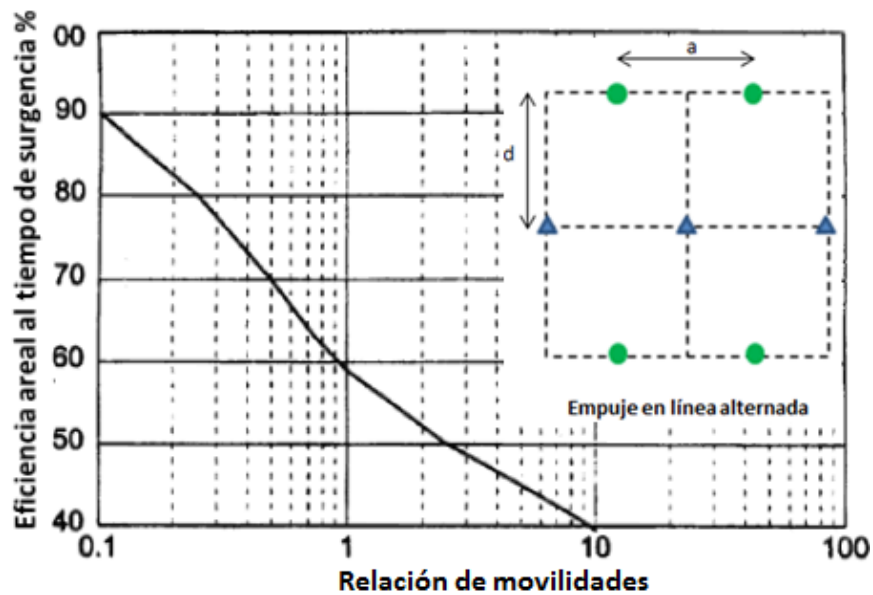


Figura 5. 20 Eficiencia de barrido areal a la surgencia, arreglo de empuje en línea alternada.

5.5.3.2 Métodos para estimar la eficiencia de barrido areal después de la surgencia

Si después de la surgencia continua la inyección, la eficiencia de barrido areal desarrollada en un determinado arreglo continuara aumentando en forma asintótica hasta alcanzar un máximo teórico de 100%, situación que no se presenta en la realidad. La relación de caudales entre el fluido desplazante y el fluido desplazado producido aumentara rápidamente, pero el aumento de la eficiencia areal será función de la cantidad del fluido desplazante inyectado en el sistema. La mayoría de los datos publicados sobre eficiencia areal después de la surgencia se han obtenido de modelos empacados con arena sin una saturación de gas inicial.

A continuación se presentan correlaciones de eficiencia de barrido areal en función de la relación de movilidades para arreglos de empuje en línea directa y empuje en línea alterna, las cuales son aplicables después de la surgencia. Estas correlaciones desarrolladas por Dyes, Craig y Claridge⁴ utilizan como parámetro al volumen poroso desplazable, V_D , que se define a continuación y se obtiene de manera experimental

- **Volumen poroso desplazable, V_D :**

$$V_D = \frac{Q_i}{(V_p)_{arreglo}(\Delta S_o)_{max}} = \frac{Q_i}{(V_p)_{arreglo}(1-S_{wi}-S_{or})} \quad \text{Ec. (5.9)}$$

Donde:

- Q_i = volumen de fluido inyectado acumulado, Bbl
- $(V_p)_{arreglo}$ = volumen poroso del arreglo, Bbl
- $(\Delta S_o)_{max}$ = saturación de petróleo desplazable máxima

La Figura 5.21 muestra la eficiencia de barrido areal para un empuje en **línea directa** al momento de la surgencia y tiempos posteriores. En tanto que la Figura 5.22 muestra la eficiencia de barrido areal para un empuje en **línea alternada** al momento de la surgencia y tiempos posteriores.

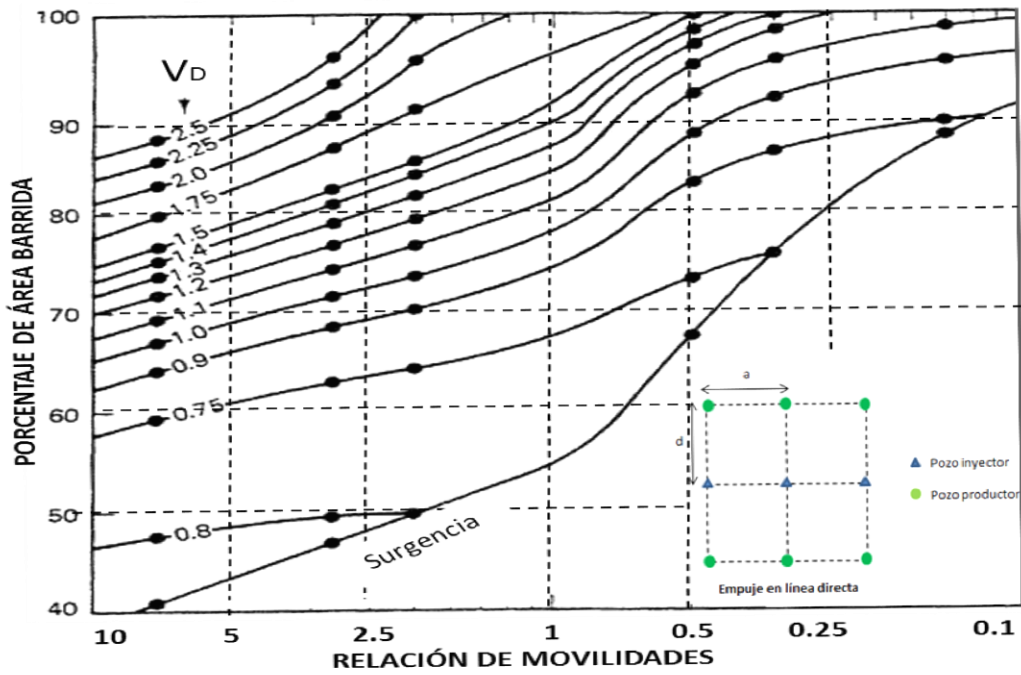


Figura 5. 21 Efecto de la relación de movilidades y los volúmenes de fluido inyectados sobre la eficiencia areal, para un arreglo en línea directa

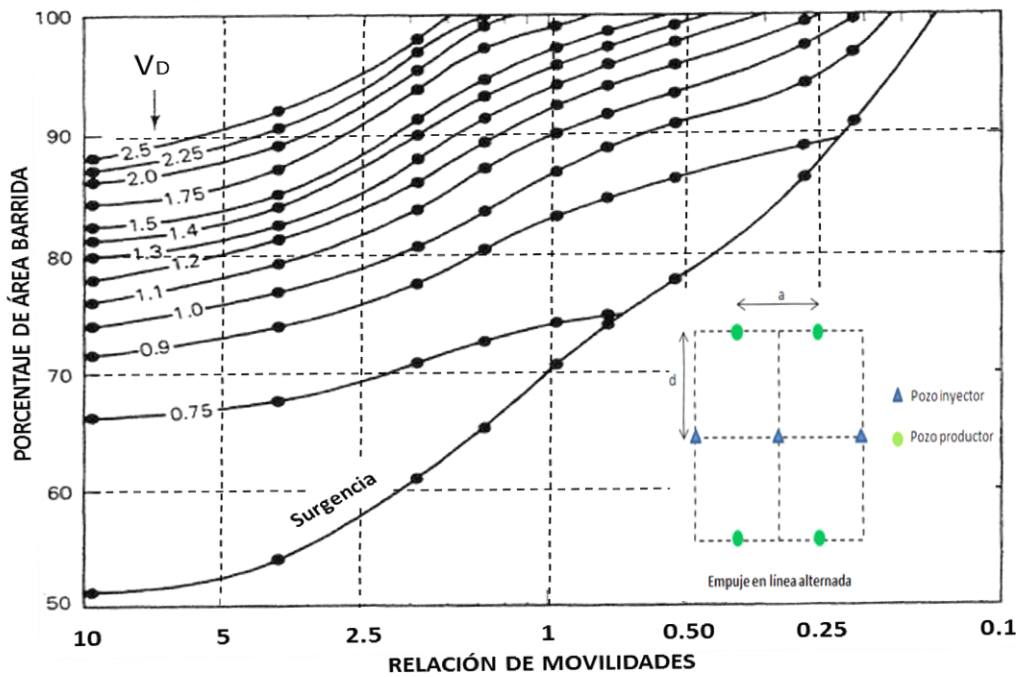


Figura 5. 22 Efecto de la relación de movilidades y los volúmenes de fluidos inyectados sobre eficiencia areal, para un empuje en línea alternada

5.6 ANALISIS DE LA INYECCION DE CO₂ EN COAPECHACA

5.6.1 Objetivo del análisis

El objetivo de este análisis es mostrar los efectos que se tendrían en el área de Coapechaca al inyectar CO₂ como método de RM. Para lograr este objetivo, se realizó una predicción de la recuperación de petróleo por métodos analíticos, si se inyectaran:

1. Únicamente Metano (CH₄)
2. Únicamente CO₂
3. Únicamente agua
4. Agua alternada con CO₂
 - a. 1 bache combinado (agua + CO₂)
 - b. 2 ó mas baches combinados (agua + CO₂)

El método utilizado para la predicción de las recuperaciones de petróleo para cada caso fue el método de Buckley y Leverett (eficiencia vertical) descrito al inicio de este capítulo. Complementado por una adaptación de las correlaciones de Eficiencia Areal para un arreglo de pozos en línea directa, para cada fluido o combinación de fluidos inyectados.

5.6.2 Datos de las muestras

Las permeabilidades relativas necesarias para el análisis mediante el método de Buckley y Leverett se obtuvieron de manera experimental de muestras de campos análogos. Para realizar las predicciones de la recuperación de petróleo se usaron las permeabilidades relativas a diferentes saturaciones de gas y agua de dos muestras (saturada por gas y saturada por agua respectivamente).

La Tabla 5.3 muestra las permeabilidades relativas de la roca al gas y al petróleo en función de la saturación correspondiente de cada fluido. Estos datos se obtuvieron a partir de una muestra del pozo Humapa 4036. La muestra fue tomada a una profundidad de 1122 metros a una temperatura de 78° C, exhibiendo una porosidad de 9.9% y una saturación inicial de agua de 36.8%. No hay saturación inicial de gas libre.

Saturación de Gas	Saturación de Petróleo	Kr Gas (%)	Kr Petróleo (%)
0.010	0.495	1.0	65.0
0.166	0.485	4.4	40.9
0.202	0.449	7.0	27.9
0.234	0.417	9.7	19.8
0.272	0.379	13.4	12.4
0.304	0.347	17.4	8.0
0.326	0.325	20.7	5.7
0.361	0.290	27.7	3.0
0.381	0.270	32.8	2.0
0.398	0.253	38.3	1.3
0.413	0.238	43.9	0.9
0.428	0.223	50.9	0.6
0.450	0.201	63.9	0.2
0.470	0.181	78.4	0.1
0.480	0.171	84.1	0.0

Tabla 5. 3 Permeabilidades relativas al gas y al petróleo de una muestra obtenida en el pozo Humapa 4036

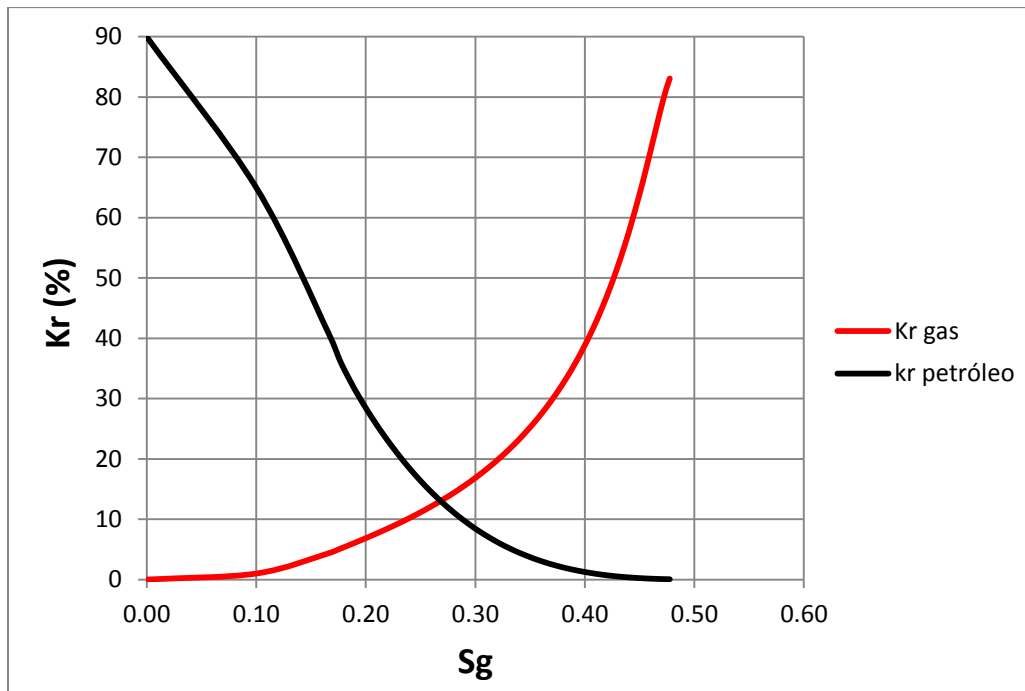


Figura 5. 23 Curva de permeabilidades relativas al gas y al petróleo de la muestra correspondiente al pozo Humapa 4036

La Tabla 5.4 muestra las permeabilidades relativas de la roca al agua y al petróleo en función de la saturación correspondiente de cada fluido. Estos datos se obtuvieron a partir de una muestra del pozo Agua Fría-705-N1. La muestra fue tomada a una profundidad de 1531 metros a una temperatura de 91° C, exhibiendo una porosidad de 11.4% y una saturación inicial de agua de 17.8%. No hay saturación inicial de gas libre.

Saturación de Agua	Saturación de Petróleo	Kr Agua (%)	Kr Petróleo (%)
0.178	0.822	0.0	100
0.297	0.703	6.6	42.8
0.380	0.620	15.4	14.7
0.429	0.571	21.7	5.9
0.458	0.542	25.3	2.4
0.484	0.516	28.6	1.0
0.500	0.500	30.9	0.5
0.527	0.473	34.4	0.1
0.553	0.447	37.8	0.0

Tabla 5. 4 Permeabilidades relativas al agua y al petróleo de una muestra obtenida en el pozo Agua Fría-705-N1

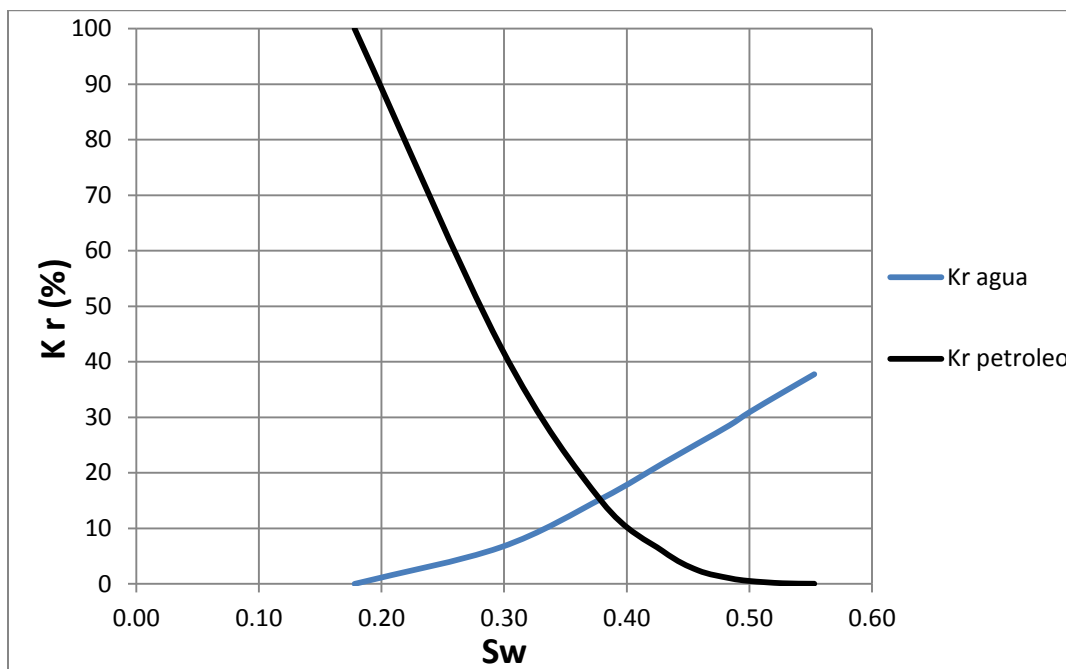


Figura 5. 24 Curva de permeabilidades relativas al agua y al petróleo de la muestra correspondiente al pozo Agua Fría-705-N1

5.6.2.1 Normalización de las saturaciones

Como se expuso anteriormente, el objetivo de este análisis es hacer una comparación de los efectos que se tendrían en el área de Coapechaca al inyectar metano (CH₄), CO₂, agua y agua alternada con CO₂. La comparación debe realizarse en un mismo medio poroso con curvas de permeabilidades relativas consistentes. De las muestras analizadas se obtuvo una **porosidad promedio de 10%**.

Como puede notarse en las curvas de permeabilidades relativas, las saturaciones de agua inicial y de petróleo residual son muy diferentes para cada muestra. Por lo tanto, es necesario realizar una normalización de las saturaciones para manejar las mismas saturaciones de agua inicial y de petróleo residual.

De las Tablas 5.3 y 5.4 podemos obtener los siguientes datos

Muestra del pozo Humapa 4036 (inyección de gas)	
S_{wi}	0.349
S_{gc}	0.010
S_{org}	0.173
Muestra del pozo Agua Fría 705-N1 (inyección de agua)	
S_{wi}	0.178
S_{wc}	0.178
S_{orw}	0.447

Tabla 5.5 Valores de saturación originales de las muestras

Para realizar una normalización de las saturaciones de ambos casos, se utilizaron valores de saturación promedio del área de Coapechaca. Estas saturaciones promedio se muestran en la Tabla 5.6.

Saturaciones promedio del área de Coapechaca	
S_{wi}	0.35
S_{CH_4C}	0.01
S_{orw}	0.20
S_{orCH_4}	0.25

Tabla 5.6 Valores de saturación promedio del área de Coapechaca

Las saturaciones promedio mostradas en la Tabla 5.6 corresponden a los casos 1 (inyección de CH₄) y 3 (inyección de agua). Las saturaciones promedio para el CO₂ se obtuvieron a partir de las saturaciones promedio del caso 1 como se mostrará mas adelante. De igual manera las saturaciones promedio para la IAAG se obtuvieron a partir de las saturaciones promedio del caso 3 (inyección de agua).

Normalización de saturaciones del metano

Para normalizar las saturaciones de gas correspondientes a la inyección de metano (CH₄) se utilizo la siguiente ecuación:

$$S_{CH_4} = \left[\frac{\Delta S_{CH_4 prom}}{\Delta S_{g original}} [S_g - S_{gc original}] \right] + S_{CH_4 c prom} \quad Ec. (5.10)$$

donde

$$\Delta S_{CH_4 prom} = 1 - S_{orCH_4 prom} - S_{CH_4 c prom} \quad Ec. (5.11)$$

y

$$\Delta S_{g original} = 1 - S_{org original} - S_{gc original} \quad Ec. (5.12)$$

donde

S_{CH_4} Saturación de CH₄ normalizada para un valor de S_g dado.

$\Delta S_{CH_4 prom}$ Rango de movilidad del CH₄ y petróleo para los valores de saturación promedio

$\Delta S_{g original}$ Rango de movilidad del gas y petróleo para los valores de saturación de la muestra

S_g Saturación de gas de la muestra a normalizar

$S_{gc original}$ Saturación critica del gas de la muestra

$S_{CH_4 c prom}$ Saturación critica del CH₄ promedio

$S_{orCH_4 prom}$ Saturación de petróleo residual promedio al CH₄

$S_{org original}$ Saturación de petróleo residual al gas de la muestra

Utilizando la ecuación 5.10 para normalizar las saturaciones del CH₄ obtenemos:

Saturación de metano normalizada	Saturación de petróleo normalizada	Kr metano (%)	Kr petróleo (%)
0.010	0.640	0	90.0
0.085	0.565	1.0	65.0
0.140	0.510	4.4	40.9
0.164	0.486	6.4	30.2
0.182	0.468	8.1	24.1
0.209	0.441	11.0	16.7
0.222	0.428	12.7	13.6
0.247	0.403	16.2	9.1
0.283	0.367	22.7	4.7
0.309	0.341	29.5	2.6
0.327	0.323	35.7	1.6
0.367	0.283	56.4	0.4
0.385	0.265	71.3	0.2
0.400	0.250	83.1	0.0

Tabla 5. 7 Saturaciones de metano normalizadas

Graficando los datos de las Tablas 5.7 y comparándolos con los datos de la muestra a la cual se le inyecta gas, obtenemos las siguientes curvas:

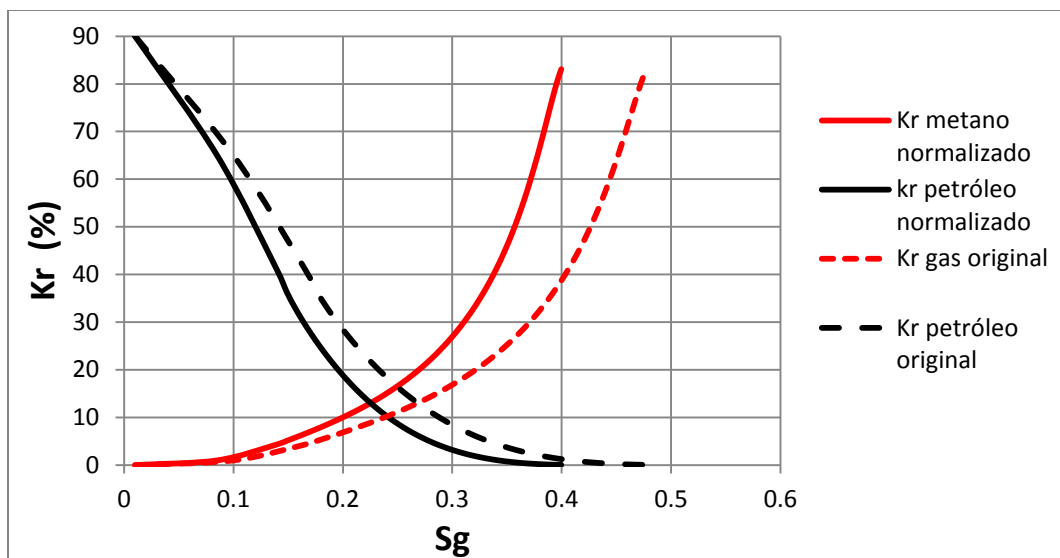


Figura 5. 25 Curvas de permeabilidades relativas al metano y petróleo normalizadas vs. Curvas de permeabilidades relativas originales al gas y petróleo

Normalización de saturaciones del CO₂

Para normalizar las saturaciones de CO₂ se utilizo una **Sor_{CO₂} 3% menor** que la usada para el caso de inyección de metano, debido a la disolución parcial del CO₂ en el petróleo, lo que permite una mayor recuperación final. Los valores de Sor del metano y del CO₂ son 0.25 y 0.22 respectivamente. La saturación crítica del CO₂ se considero igual que la saturación crítica del CH₄ ($S_{CH_4 C} = S_{CO_2 C} = 0.01$).

$$S_{CO_2} = \left[\frac{\Delta S_{CO_2 prom}}{\Delta S_g original} [S_g - S_{gc original}] \right] + S_{CO_2 C prom} \quad Ec. (5.13)$$

donde

$$\Delta S_{CO_2 prom} = 1 - S_{orCO_2 prom} - S_{CO_2 C prom} \quad Ec. (5.14)$$

y

$$\Delta S_g original = 1 - S_{org original} - S_{gc original} \quad Ec. (5.15)$$

donde

S_{CO_2} Saturación de CO₂ normalizada para un valor de S_g dado.

$\Delta S_{CO_2 prom}$ Rango de movilidad del CO₂ y petróleo para los valores de saturación promedio

$\Delta S_g original$ Rango de movilidad del gas y petróleo para los valores de saturación de la muestra

S_g Saturación de gas de la muestra a normalizar

$S_{gc original}$ Saturación crítica del gas de la muestra

$S_{CO_2 C prom}$ Saturación crítica del CO₂ promedio

$S_{orCO_2 prom}$ Saturación de petróleo residual promedio al CO₂

$S_{org original}$ Saturación de petróleo residual al gas de la muestra

Utilizando la ecuación 5.13 para normalizar las saturaciones de CO₂ obtenemos:

Saturación de CO ₂ normalizada	Saturación de Petróleo normalizada	Kr CO ₂ (%)	Kr Petróleo (%)
0.010	0.640	0.00	90.00
0.091	0.500	1.00	65.00
0.150	0.485	4.36	40.9
0.182	0.449	7.02	27.90
0.206	0.423	9.17	21.10
0.245	0.379	13.40	12.40
0.274	0.347	17.40	7.95
0.299	0.319	21.70	5.14
0.325	0.290	27.70	2.99
0.348	0.265	34.30	1.76
0.372	0.238	43.90	0.88
0.385	0.223	50.90	0.55
0.405	0.201	63.90	0.24
0.430	0.173	83.10	0.05

Tabla 5. 8 Saturaciones del CO₂ normalizadas

Graficando los datos de la Tabla 5.8 y comparándolos con los datos de la muestra a la cual se le inyecta gas, obtenemos las siguientes curvas:

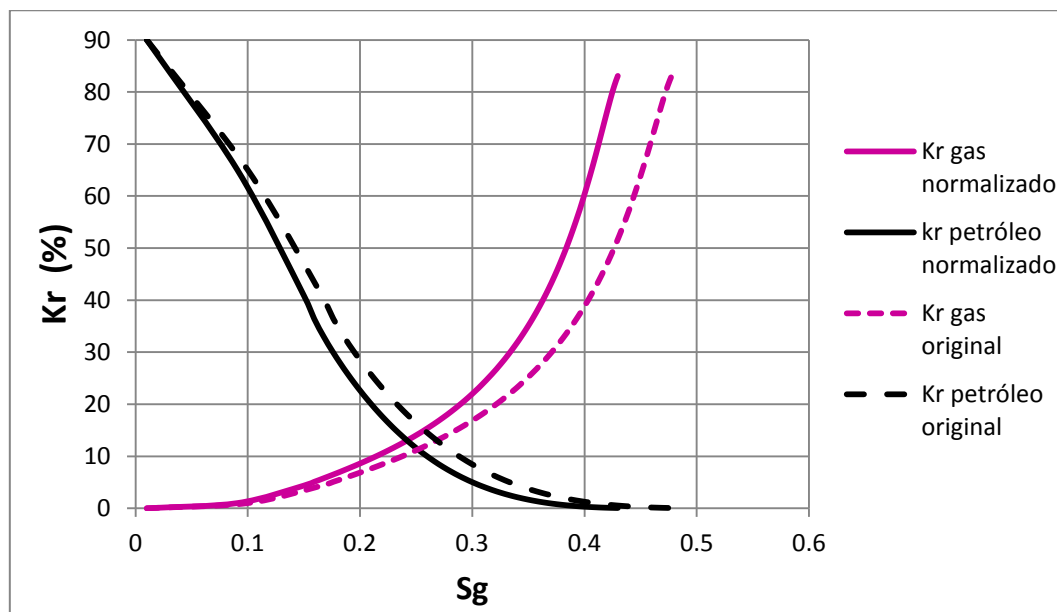


Figura 5. 26 Curvas de permeabilidades relativas al CO₂ y al petróleo normalizadas vs. curvas de permeabilidades relativas originales al gas y al petróleo

Normalización de saturaciones de agua

Para normalizar las saturaciones de agua se utilizo la siguiente ecuación:

$$S'_w = \left[\frac{\Delta S_w prom}{\Delta S_w original} [S_w - S_{wc original}] \right] + S_{wc prom} \quad Ec. (5.16)$$

donde

$$\Delta S_w prom = 1 - S_{orw prom} - S_{wc prom} \quad Ec. (5.17)$$

y

$$\Delta S_w original = 1 - S_{orw original} - S_{wc original} \quad Ec. (5.18)$$

donde

S'_w Saturación de agua normalizada para un valor de Sw dado

$\Delta S_w prom$ Rango de movilidad del agua y petróleo para los valores de saturación promedio

$\Delta S_w original$ Rango de movilidad del agua y petróleo para los valores de saturación de la muestra

S_w Saturación de agua de la muestra a normalizar

$S_{wc original}$ Saturación critica del agua de la muestra

$S_{wc prom}$ Saturación critica del agua promedio

$S_{orw prom}$ Saturación de petróleo residual promedio al agua

$S_{orw original}$ Saturación de petróleo residual al agua de la muestra

Utilizando la ecuación 5.16 para normalizar las saturaciones de agua obtenemos:

Saturación de Agua Normalizada	Saturación de Petróleo Normalizada	Kr Agua (%)	Kr petróleo (%)
0.350	0.650	0.0	100
0.493	0.507	6.6	42.8
0.592	0.408	15.4	14.7
0.652	0.348	21.7	5.9
0.686	0.314	25.3	2.4
0.717	0.283	28.6	1.0
0.736	0.264	30.9	0.5
0.769	0.231	34.4	0.1
0.800	0.200	37.8	0.0

Tabla 5.9 Saturaciones de agua normalizadas

Graficando los datos de las Tablas 5.9 y comparándolos con los datos de la muestra a la cual se le inyecta agua, obtenemos las siguientes curvas:

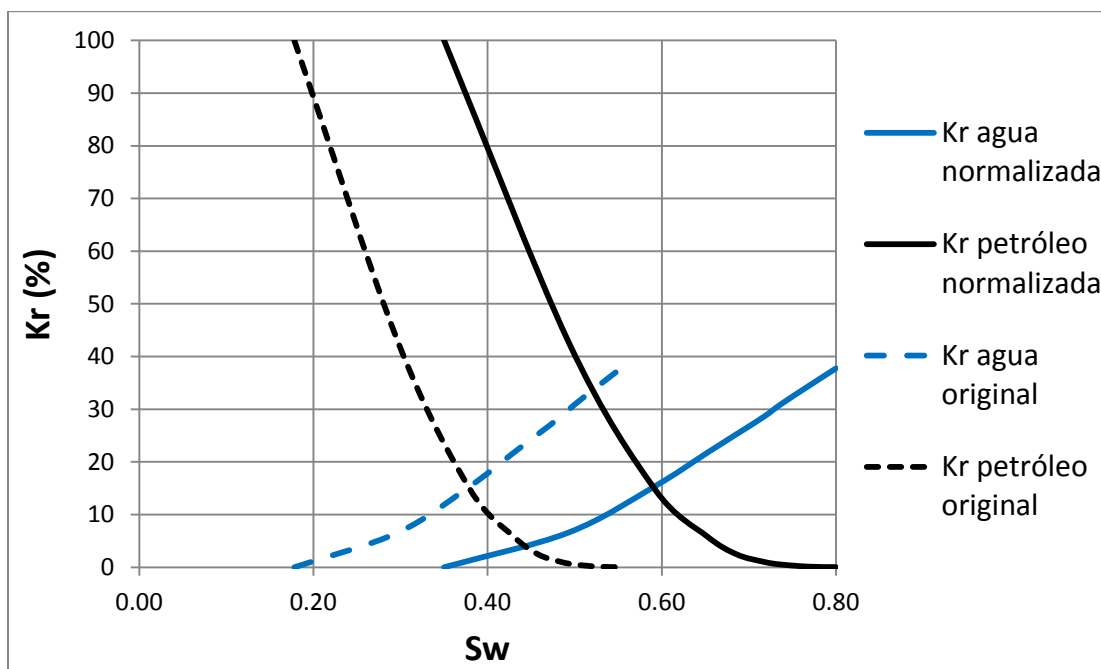


Figura 5.27 Curvas de permeabilidades relativas al agua y al petróleo normalizadas vs. curvas de permeabilidad relativas originales al agua y al petróleo.

Debido a que los valores que se tienen de saturaciones normalizadas vs. permeabilidades relativas al agua y petróleo son pocos, es necesario ajustar una ecuación a la curva de saturaciones normalizadas vs. permeabilidades relativas al agua y petróleo. Con este ajuste se tienen más puntos para realizar una mejor estimación del desplazamiento con agua. Las saturaciones y permeabilidades obtenidas del ajuste se muestran en la Tabla 5.10.

Saturación de agua normalizada	Saturación de petróleo normalizada	Kr Agua (%)	Kr Petróleo (%)
0.350	0.650	0.0	100
0.380	0.620	0.6	87.7
0.410	0.590	1.7	75.1
0.440	0.560	3.2	62.8
0.470	0.530	5.0	51.1
0.500	0.500	7.2	40.3
0.530	0.470	9.6	30.6
0.560	0.440	12.3	22.3
0.590	0.410	15.2	15.4
0.620	0.380	18.2	9.9
0.650	0.350	21.4	5.8
0.680	0.320	24.6	3.0
0.710	0.290	28.0	1.3
0.740	0.260	31.3	0.5
0.770	0.230	34.5	0.2
0.800	0.200	37.7	0.0

Tabla 5. 10 Ajuste a la curva de permeabilidades relativas al agua normalizada

Normalización de las saturaciones de la IAAG

Para normalizar las saturaciones de la IAAG (1 bache) se utilizó una $S_{or (W+CO_2)}$ **2% menor** que la usada para el caso de inyección de agua, debido a la disolución parcial del CO₂ en el petróleo lo que permite una mayor recuperación final de petróleo que si solo se inyectara agua. Los valores de S_{or} del agua y del **bache combinado (W+CO₂)** son 0.20 y **0.18** respectivamente.

Mientras que para la IAAG donde se inyectan 2 o mas baches la $S_{or (W+CO_2)}$ es **5% menor** que la utilizada para el caso de inyección de agua y tiene un valor de **0.15**. Para ambos casos la saturación crítica de la IAAG (1, 2 ó mas baches) se considero igual que la saturación crítica del agua ($S_{wc} = S_{(W+CO_2) c} = 0.35$).

$$S_{(W+CO_2)} = \left[\frac{\Delta S_{(W+CO_2) prom}}{\Delta S_w original} [S_w - S_{wc original}] \right] + S_{(W+CO_2) c prom} \quad Ec. (5.19)$$

donde

$$\Delta S_{(W+CO_2) prom} = 1 - S_{or (W+CO_2) prom} - S_{(W+CO_2) c prom} \quad Ec. (5.20)$$

y

$$\Delta S_w original = 1 - S_{orw original} - S_{wc original} \quad Ec. (5.21)$$

donde

$S_{(W+CO_2)}$	Saturación del bache combinado normalizada para un valor de Sw dado
$\Delta S_{(W+CO_2) prom}$	Rango de movilidad del bache combinado y petróleo para los valores de saturación promedio
$\Delta S_w original$	Rango de movilidad del agua y petróleo para los valores de saturación de la muestra
S_w	Saturación de agua de la muestra a normalizar
$S_{wc original}$	Saturación crítica del agua de la muestra
$S_{(W+CO_2) c prom}$	Saturación crítica del bache combinado promedio
$S_{or (W+CO_2) prom}$	Saturación de petróleo residual promedio al bache combinado
$S_{orw original}$	Saturación de petróleo residual al agua de la muestra

Utilizando la ecuación 5.19 para normalizar las saturaciones del bache combinado (agua + CO₂) y multiplicando las permeabilidades relativas al agua por un **factor de 0.7** (que contempla los efectos de disminución de la permeabilidad de la roca al bache y disolución parcial de CO₂ en el petróleo) se obtiene la Tabla 5.11:

Saturación del bache combinado normalizada	Saturación de petróleo normalizada	Kr bache combinado (%)	Kr Petróleo (%)
0.350	0.650	0.0	100
0.380	0.620	0.4	88.2
0.410	0.590	1.1	76.1
0.470	0.530	3.3	53.0
0.500	0.500	4.7	42.5
0.530	0.470	6.3	33.0
0.590	0.410	9.9	17.6
0.620	0.380	11.9	11.8
0.680	0.320	16.2	4.2
0.710	0.290	18.4	2.1
0.770	0.230	22.8	0.3
0.800	0.200	25.0	0.1
0.820	0.180	26.4	0.0

Tabla 5. 11 Saturaciones de 1 bache combinado normalizadas

Graficando los datos de las Tablas 5.11 y comparándolos con los datos de la muestra a la cual se le inyecta agua, obtenemos las siguientes curvas:

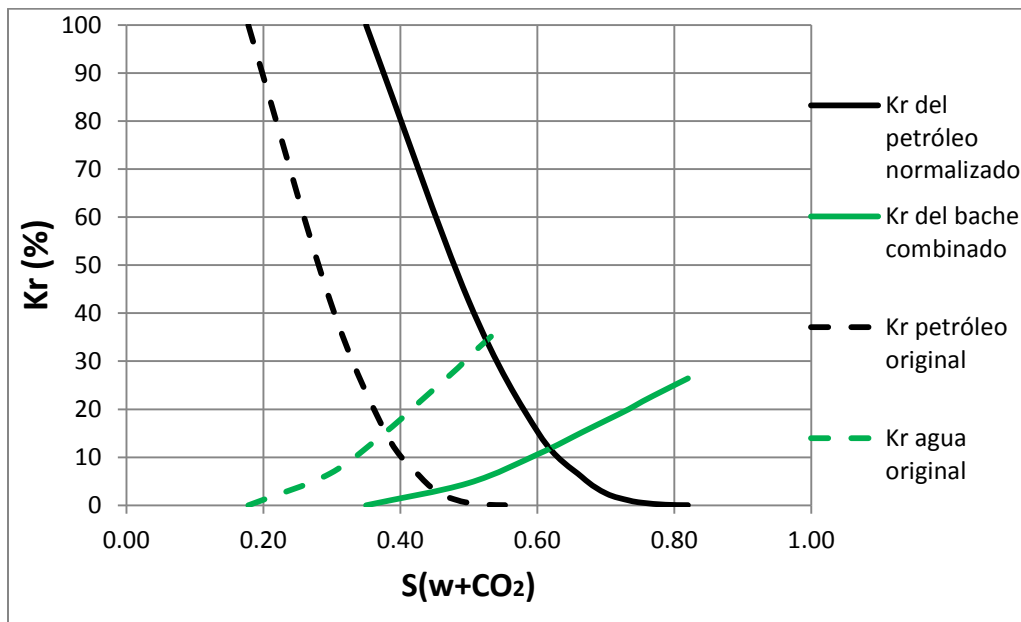


Figura 5. 28 Curvas de permeabilidades relativas a 1 bache combinado y al petróleo normalizadas vs. curvas de permeabilidades relativas originales al agua y petróleo

Utilizando la ecuación 5.19 para normalizar las saturaciones de 2 ó mas baches combinados (agua + CO₂) y multiplicando las permeabilidades relativas al agua por un **factor de 0.5** (que contempla los efectos de disminución de la permeabilidad de la roca al bache y disolución parcial de CO₂) se obtiene la Tabla 5.12:

Saturación de 2 ó mas baches combinado normalizado	Saturación de petróleo normalizado	Kr 2 ó mas baches combinados	Kr Petróleo
0.350	0.650	0.0	100
0.380	0.620	0.3	88.9
0.440	0.560	1.4	66.4
0.470	0.530	2.1	55.6
0.500	0.500	3.0	45.5
0.530	0.470	4.1	36.3
0.590	0.410	6.4	20.8
0.620	0.380	7.7	14.8
0.650	0.350	9.1	9.9
0.740	0.260	13.5	1.7
0.770	0.230	15.0	0.7
0.800	0.200	16.5	0.3
0.850	0.150	18.9	0.0

Tabla 5. 12 Saturaciones de 2 ó mas baches combinados normalizadas

Graficando los datos de las Tablas 5.12 y comparándolos con los datos de la muestra a la cual se le inyecta agua, obtenemos las siguientes curvas:

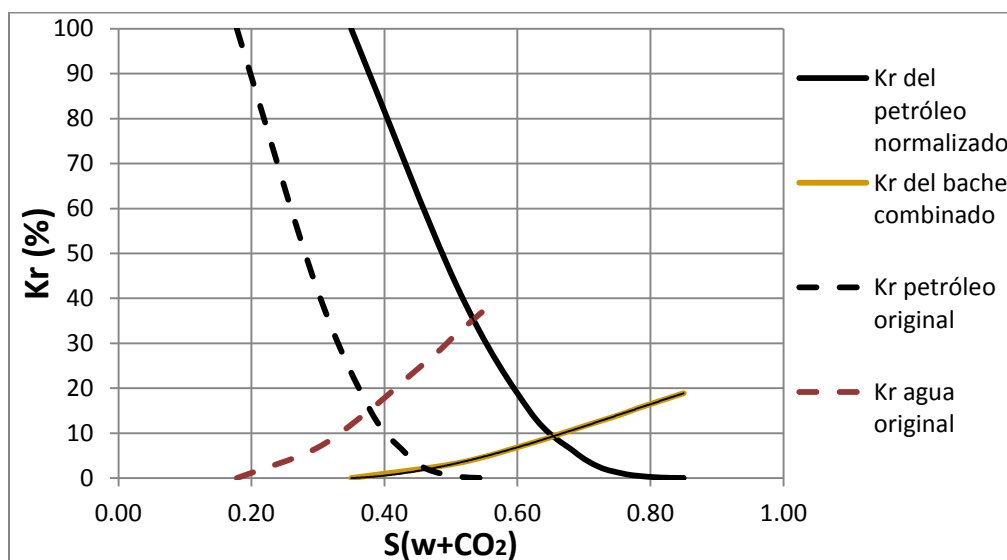


Figura 5. 29 Curvas de permeabilidades relativas a 2 baches combinados y al petróleo normalizados vs. curvas de permeabilidades relativas originales al agua y petróleo

Observando las Figuras 5.25 a 5.29 se deduce la importancia de realizar una normalización a las curvas de permeabilidades relativas. Si bien las curvas correspondientes al metano y CO₂ son similares, las curvas de permeabilidades relativas al agua y al bache combinado presentan un cambio significativo. Una vez realizada la normalización de las saturaciones es posible continuar con la comparación propuesta en el objetivo.

5.6.3 Arreglo de Pozos

El arreglo de pozos propuesto para la comparación de inyecciones en Coapechaca es el siguiente:

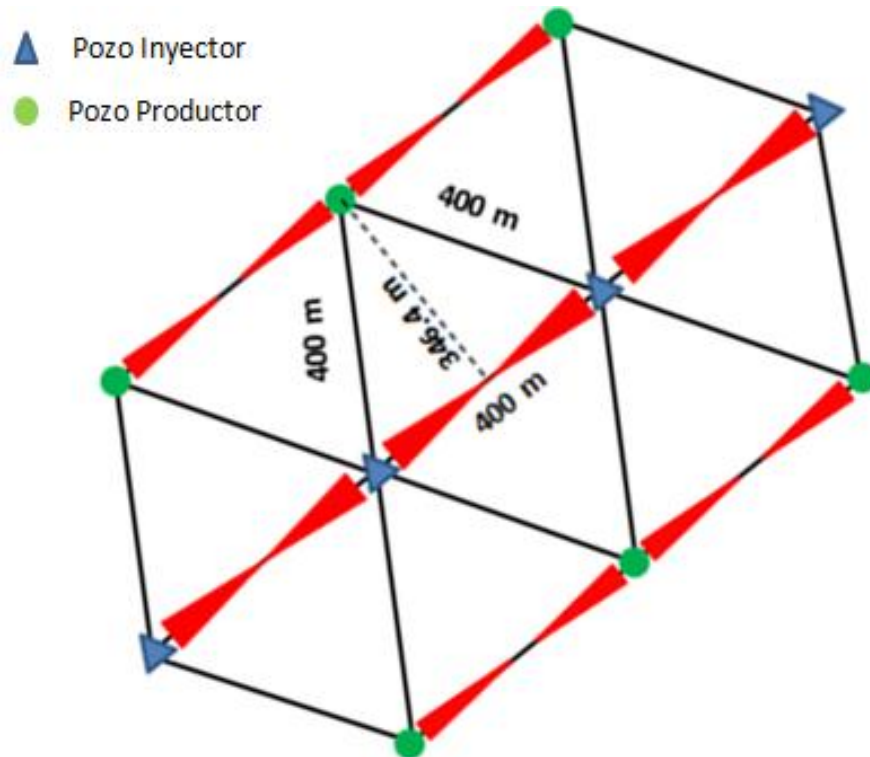


Figura 5.30 Arreglo de pozos propuesto para la comparación de inyecciones en Coapechaca

Basados en la Figura 5.30 se toman las siguientes consideraciones:

1. Se requieren fracturas hidráulicas en todos los pozos, tanto en pozos inyectores como en pozos productores. Esto se hace para mejorar la permeabilidad y mejorar así el flujo de los fluidos en el yacimiento.
2. La conductividad de las fracturas debe ser muy alta.
3. El desplazamiento del plano de pozos inyectores al plano de pozos productores se considera lineal.

Debido a las consideraciones propuestas es posible hacer una aproximación de la recuperación de petróleo usando el método de Buckley y Leverett.

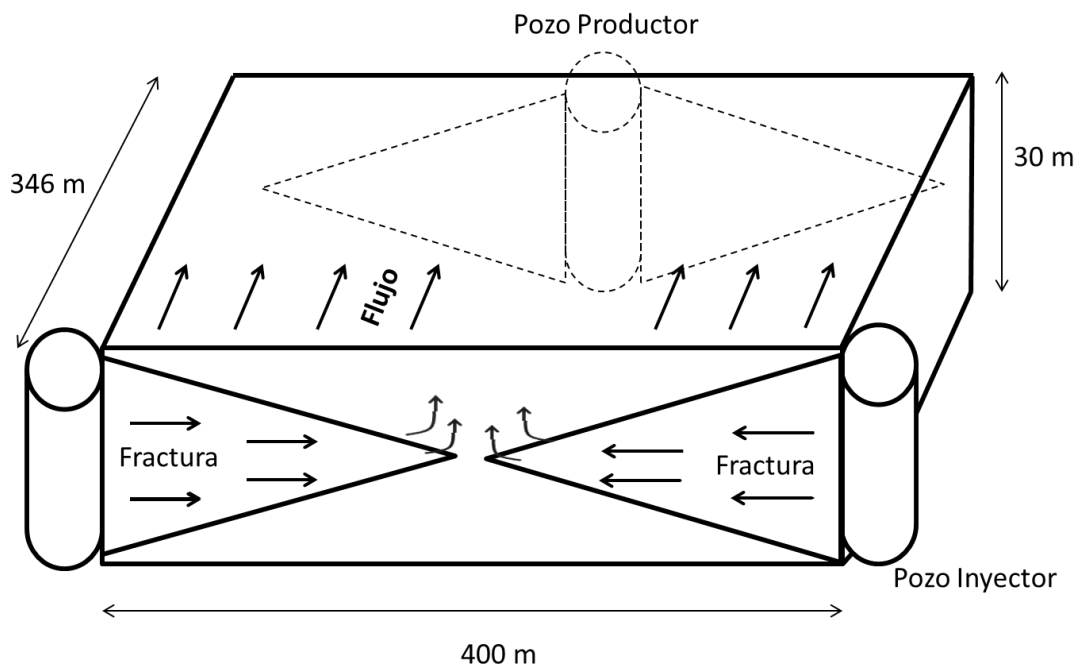


Figura 5. 31 Esquema del patrón de flujo durante la inyección

Como se muestra en la Figura 5.31, el área transversal de flujo es una cara rectangular uniforme, formada por la distancia entre pozos inyectores (400 m) y el espesor de la arena productora (30 m). El área tiene un valor de 12 000 m² o 129 166 ft². También es posible observar que la distancia entre los planos de los pozos inyectores y productores es de 346.4 m o 1136 ft.

Utilizando la alta conductividad de las fracturas representadas en la Figura 5.31 y considerando las características de producción promedio de los pozos del área de Coapechaca, se propone inyectar a un caudal de 300 barriles equivalentes de agua.

Por lo tanto de las Figuras 5.30 y 5.31 los datos a utilizar son:

DATOS OBTENIDOS DEL ARREGLO DE POZOS		
Área transversal de flujo (A)	129 100	ft ²
Distancia entre los planos de los pozos inyectores y productores(L)	1136	ft
Gasto de inyección (Qi)	300	bpd

Tabla 5. 13 Datos obtenidos del arreglo de pozos

5.6.4 Datos de las pruebas PVT

Los datos PVT que se tienen del campo Coapechaca se obtuvieron de un análisis realizado a una muestra de fondo en el Pozo Coapechaca No.57 correspondiente a la Formación Chicontepec. De los resultados obtenidos del análisis PVT (expansión a composición constante) y la información de las muestras, se infiere que el petróleo en el yacimiento se encuentra ligeramente bajo saturado. El petróleo residual mostró una gravedad API de 22°-25°.

En la Tabla 5.12 se muestra un resumen de los datos obtenidos a partir del análisis PVT.

PETRÓLEO SATURADO		
Coeficiente de expansión térmica, β_o	8.39 *10 ⁻⁴	°C ⁻¹
Compresibilidad del petróleo, C_o	8.841	10 ⁻⁶ psia ⁻¹
Densidad del aceite ρ_o	0.782	gr/cm ³
Factor de volumen del petróleo, $B_{ob} @ P_b$	1.244	m ³ /m ³
Factor de volumen de la fase mixta, $B_{tb} @ P_b$	1.244	m ³ /m ³
Presión de burbujeo, P_b	2220	psia
Relación gas disuelto-petróleo, R_s	78.226	m ³ /m ³
Viscosidad del petróleo, $\mu_o @ P_b$	2.50	cp

Tabla 5. 14 Datos del análisis PVT realizado a una muestra del Pozo Coapechaca No.57

Por ultimo la viscosidad del CO₂ y el factor de volumen del CO₂ se calcularon a las condiciones de presión y temperatura de inyección.

- **Viscosidad del CO₂ de inyección:** se manejó de 0.06 cp, calculado a las condiciones de inyección.
- **Factor de volumen del CO₂:** calculado usando la ecuación de los gases reales (PV=znRT) @ P_b y T_{yac} .

5.6.5 Predicción de la recuperación de petróleo por el método de Buckley y Leverett

El método de Buckley y Leverett proporciona una forma de estimar la producción de petróleo y de fluido desplazante teniendo inmersa una eficiencia vertical. A continuación se determinaran estas producciones (eficiencias verticales) para posteriormente calcular una producción mas realista añadiendo una eficiencia areal.

Caso 1 Inyección de Metano (CH₄)

Para poder visualizar la ventaja que tiene el uso del CO₂ comparado con el uso de otros gases, se propone como primer escenario la inyección de metano (CH₄). La viscosidad del metano a las condiciones de inyección ($P_i=2250$ psi y $T_{yac}=75$ °C) es de 0.016.

Debido a que en general las arenas del Terciario en Chicontepec y en particular en el área de Coapechaca tienen ángulos de buzamiento muy bajos, se utilizó la ecuación de flujo fraccional simplificada (Ec. 5.6), que considera un desplazamiento horizontal y desprecia los efectos de presión capilar.

Utilizando las permeabilidades relativas al metano y petróleo normalizadas de la Tabla 5.7 y la viscosidad del metano a condiciones de inyección se calcula la curva de flujo fraccional.

Saturación de metano	Saturación de petróleo	Kr metano (%)	Kr petróleo (%)	f CH ₄
0.010	0.640	0.000	90.000	0.000
0.140	0.510	4.355	40.907	0.9414
0.164	0.486	6.417	30.209	0.9698
0.170	0.480	7.018	27.875	0.9744
0.196	0.454	9.650	19.789	0.9866
0.209	0.441	11.012	16.667	0.9901
0.228	0.422	13.420	12.449	0.9939
0.255	0.395	17.424	7.951	0.9970
0.273	0.377	20.746	5.662	0.9982
0.303	0.347	27.717	2.994	0.9993
0.323	0.327	34.278	1.763	0.9997
0.363	0.287	53.822	0.461	0.9999
0.400	0.250	83.086	0.056	1.000

Tabla 5. 15 Cálculo de la curva de flujo fraccional para el metano

Con los datos obtenidos de la Tabla 5.15 se grafica la curva de flujo fraccional del metano como se muestra en la Figura 5.32.

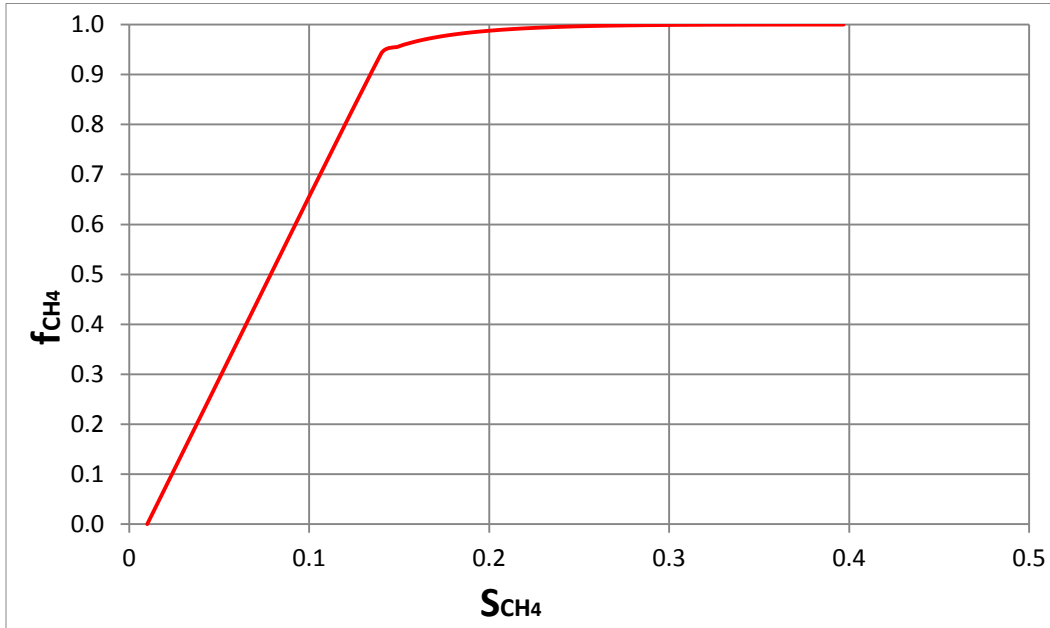


Figura 5. 32 Curva de flujo fraccional del metano (CH_4)

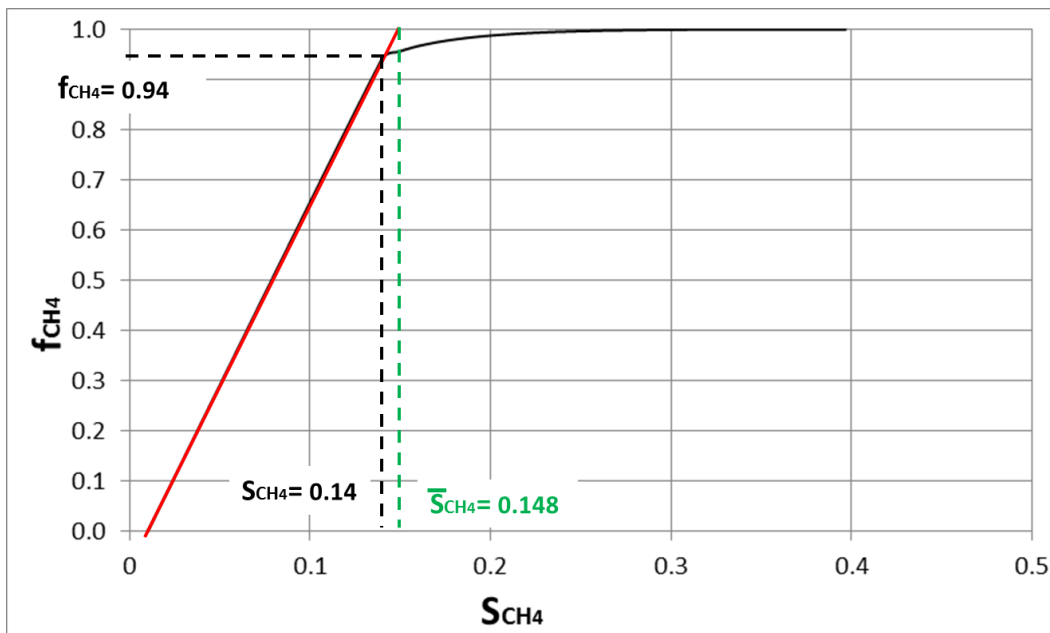


Figura 5. 33 Curva de flujo fraccional del metano (CH_4) y tangente a la curva

La Figura 5.33 muestra la recta que parte del punto de saturación crítica del metano y es tangente a la curva de flujo fraccional, extrapolándose hasta el valor de $f_{CH_4}=1$, como se muestra. De ésta Figura se obtiene la siguiente información:

- Saturación de metano en el frente de desplazamiento al momento de la surgencia: **0.14**.
- Flujo fraccional de metano en el frente de desplazamiento al momento de la surgencia: **0.94**.
- Saturación de metano promedio detrás del frente de desplazamiento al momento de la surgencia: **0.148**.
- Pendiente de la recta tangente a la curva de flujo fraccional de metano: **7.24**.

Para el cálculo del tiempo de surgencia se usa la ecuación de avance frontal (Ec. 5.7). El tiempo de surgencia se despeja de esta ecuación utilizando los datos de la Tabla 5.13 además del valor de la pendiente de la recta tangente a la curva de flujo fraccional obtenida de la Figura 5.33.

$$x_{CH_4} = \frac{5.615(q_t t)}{A\phi} \left(\frac{\partial f_{CH_4}}{\partial S_{CH_4}} \right)_{S_{CH_4}} \quad \text{Ec. (5.7)}$$

Despejando el tiempo

$$t = \frac{x_{CH_4} A\phi}{5.615(q_t) \left(\frac{\partial f_{CH_4}}{\partial S_{CH_4}} \right)_{S_{CH_4}}}$$

Sustituyendo

$$t = \frac{[1136(ft)][129166(ft^2)][0.1]}{[5.615 \left(\frac{ft^3}{bpd} \right)][300(bpd)][7.24]}$$

Por lo tanto

tiempo de surgencia: 1202 días

Y la producción de petróleo a la surgencia:

$$N_p = \frac{q * t}{B_o} = \frac{300 \left(\frac{\text{barriles}}{\text{dia}} \right) * 1202(\text{dias})}{1.244 \left(\frac{m^3}{m^3} \right)} = 289\,811 \text{ (bls)}$$

Caso2: Inyección de CO₂ únicamente

Primero se calcula la curva de flujo fraccional de CO₂ usando las permeabilidades relativas al petróleo y al CO₂ de la Tabla 5.9, las viscosidades de estos fluidos que se encuentran en la Tabla 5.14 y la ecuación (5.6).

Saturación de CO ₂	Saturación de petróleo	Kr CO ₂	Kr petróleo	f co ₂
0.010	0.640	0.000	90.000	0.0000
0.091	0.559	1.000	65.000	0.2995
0.150	0.500	4.355	40.907	0.7474
0.175	0.475	6.417	30.209	0.8551
0.201	0.449	8.661	22.475	0.9146
0.224	0.426	11.012	16.667	0.9484
0.239	0.411	12.655	13.635	0.9627
0.266	0.384	16.184	9.092	0.9802
0.299	0.351	21.745	5.138	0.9916
0.332	0.318	29.526	2.572	0.9969
0.364	0.286	40.656	1.104	0.9990
0.382	0.268	49.305	0.616	0.9996
0.398	0.252	58.820	0.337	0.9998
0.405	0.245	63.882	0.246	0.9999
0.430	0.220	83.086	0.056	1.0000

Tabla 5. 16 Cálculo de la curva de flujo fraccional del CO₂

Con los datos obtenidos de la Tabla 5.16 se grafica la curva de flujo fraccional del CO₂ como se muestra en la Figura 5.34.

Posteriormente se traza una recta del punto de saturación crítica de CO₂ al punto de tangencia a la curva de flujo fraccional, extrapolándose el valor de $f_g=1$, como se muestra en la Figura 5.35.

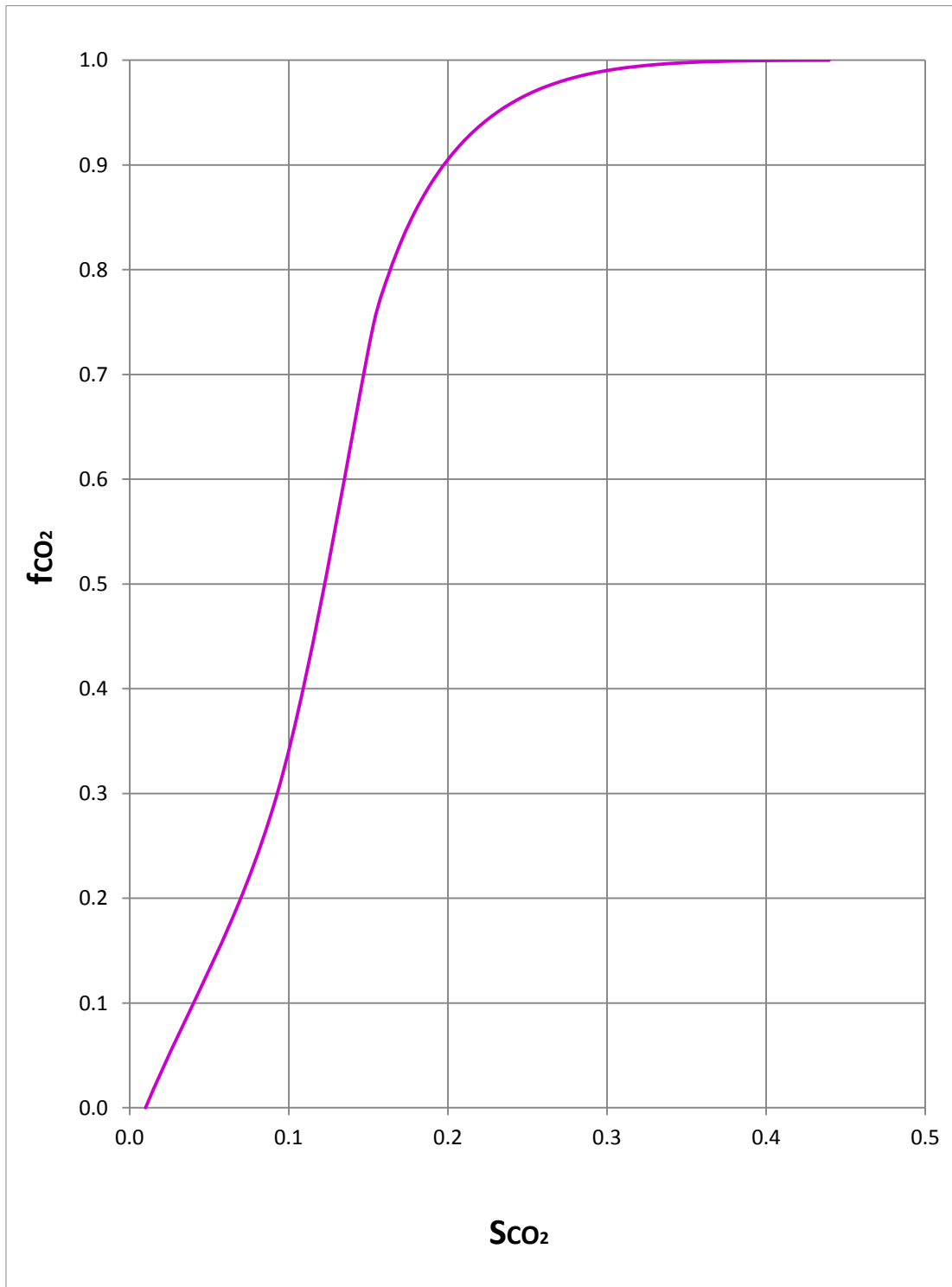


Figura 5. 34 Curva de flujo fraccional del CO₂

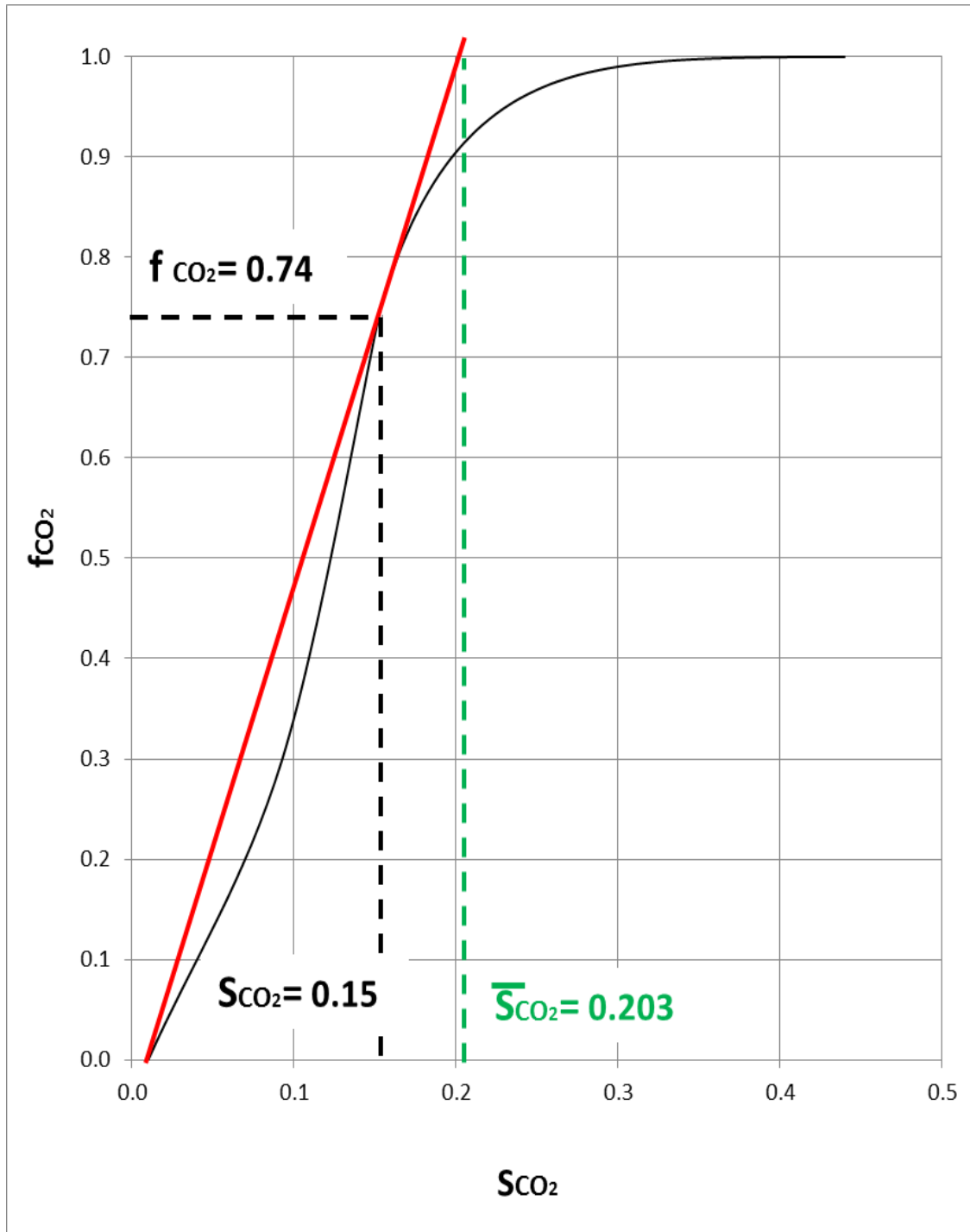


Figura 5. 35 Curva de flujo fraccional del CO₂ y tangente a la curva de flujo fraccional

De la Figura 5.35 se obtiene la siguiente información:

- Saturación de CO₂ en el frente de desplazamiento al momento de la surgencia: **0.15.**
- Flujo fraccional de CO₂ en el frente de desplazamiento al momento de la surgencia: **0.74.**
- Saturación de CO₂ promedio detrás del frente al momento de la surgencia: **0.203.**
- Pendiente de la recta tangente a la curva de flujo fraccional: **5.21.**

Para el cálculo del tiempo de surgencia se usó la ecuación de avance frontal (Ec. 5.7). El tiempo de surgencia se despeja de esta ecuación utilizando los datos de la Tabla 5.13 además del valor de la pendiente de la recta tangente a la curva de flujo fraccional obtenida de la Figura 5.35.

$$x_{SCO_2} = \frac{5.615(q_t t)}{A\phi} \left(\frac{\partial f_{CO_2}}{\partial S_{CO_2}} \right)_{SCO_2} \quad \text{Ec. (5.7)}$$

Despejando el tiempo

$$t = \frac{x_{SCO_2} A\phi}{5.615(q_t) \left(\frac{\partial f_{CO_2}}{\partial S_{CO_2}} \right)_{SCO_2}}$$

Sustituyendo

$$t = \frac{[1136(ft)][129166(ft^2)][0.1]}{[5.615 \left(\frac{ft^3}{bpd} \right)][300(bpd)][5.21]}$$

Por lo tanto

tiempo de surgencia: 1670 días

Para tener una idea del comportamiento del avance del frente de desplazamiento es conveniente realizar una serie de gráficas de distancia vs. saturación de CO₂ para diferentes de tiempos de inyección. Para esto es necesario usar nuevamente la ecuación de avance frontal (Ec 5.7).

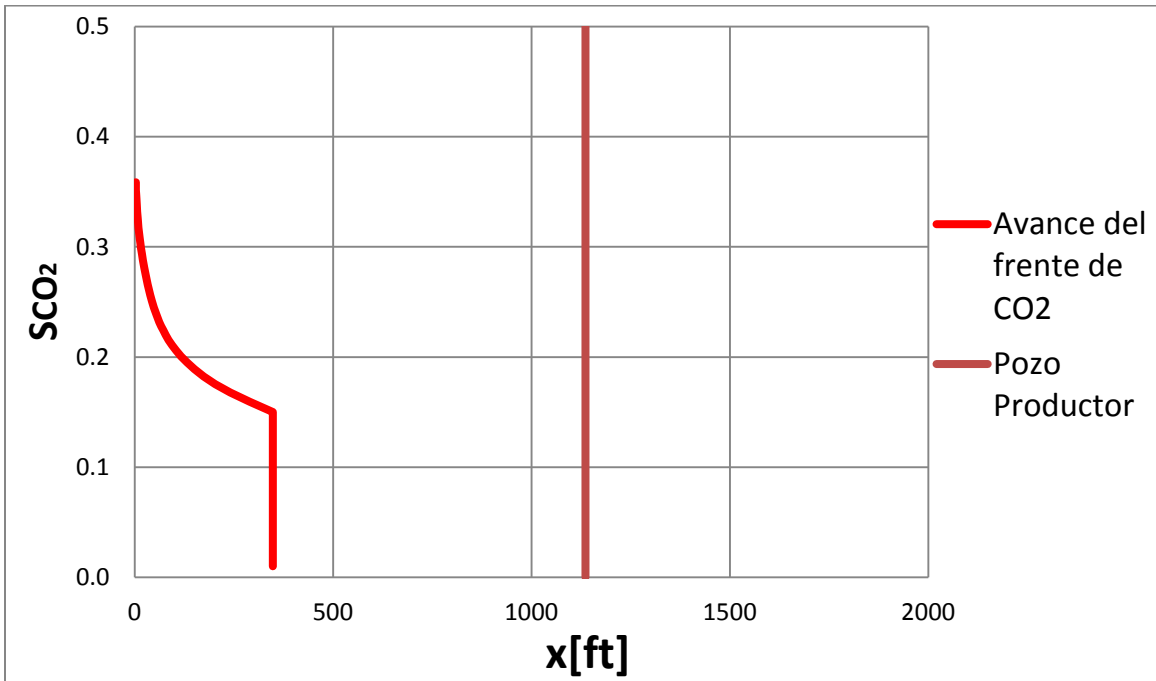


Figura 5. 36 Gráfica de avance frontal para un tiempo de inyección de 500 días

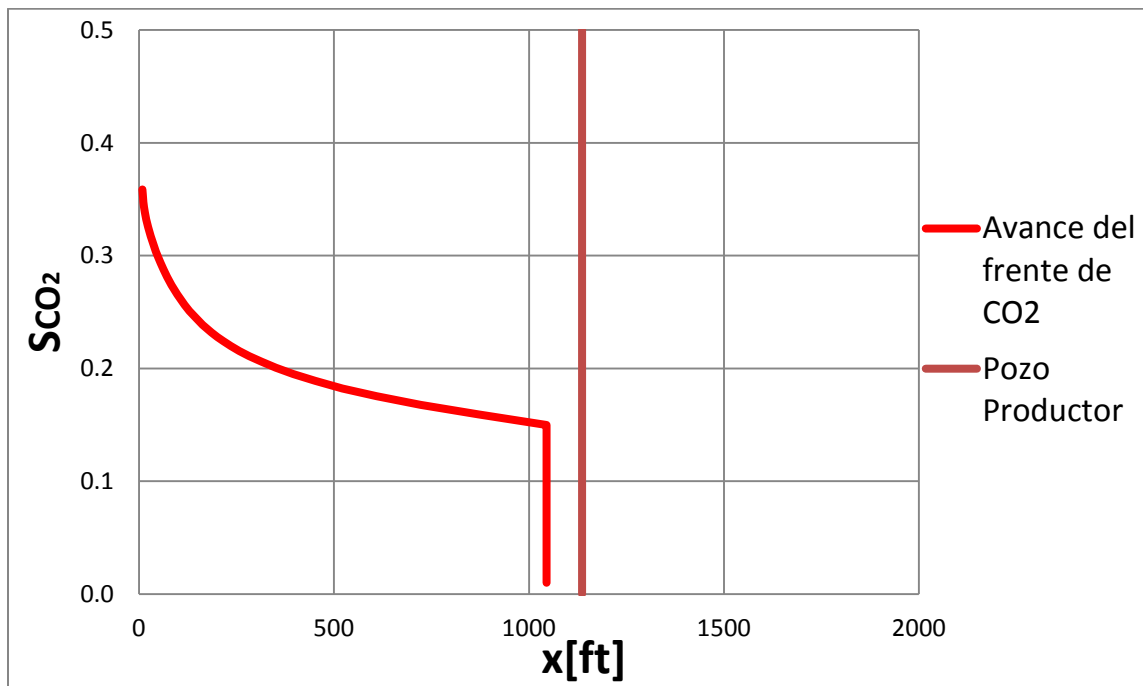


Figura 5. 37 Gráfica de avance frontal para un tiempo de inyección de 1500 días

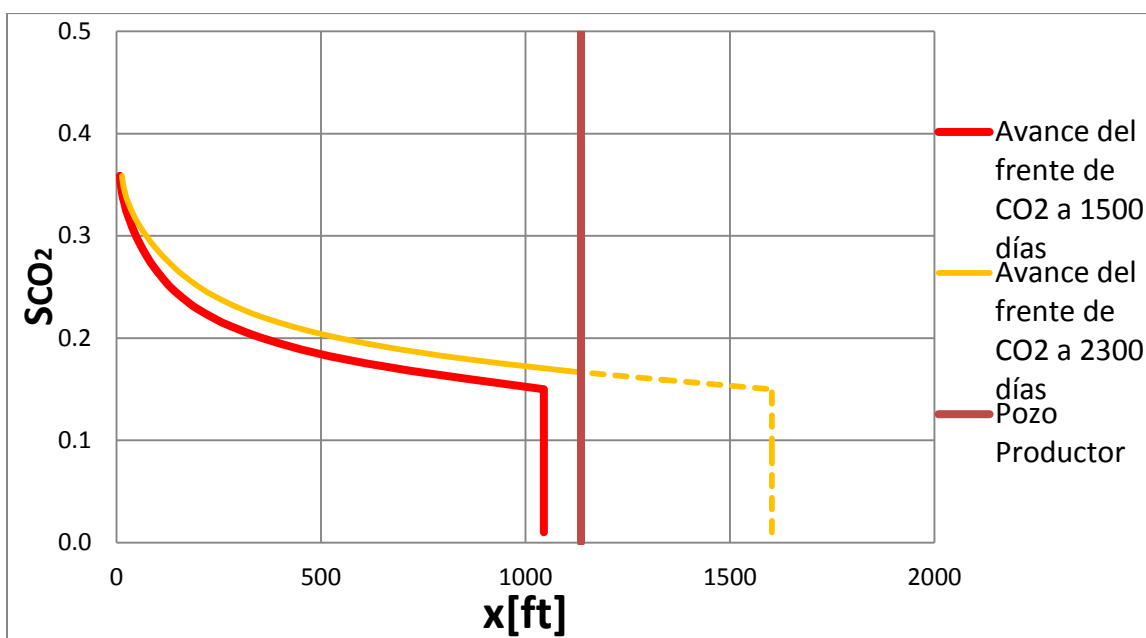


Figura 5. 38 Comparación entre las graficas de avance frontal para tiempos de inyección de 1500 y 2300 días

La Figuras 5.36 y 5.37 muestran el comportamiento del avance del CO₂ antes de la surgencia. Por otra parte, la Figura 5.38 muestra una comparación entre las graficas de avance frontal para tiempos de inyección de 1500 y 2300 días. La curva que describe el avance del frente de CO₂ a 2300 días es un caso que representa el comportamiento del avance del CO₂ a un tiempo posterior a la surgencia. Ésta curva ilustra una variación de saturación valida contra la distancia dentro del yacimiento hasta que alcanza el pozo productor (línea continua). La línea punteada representa un caso hipotético ya que al momento en que el CO₂ alcanza el pozo productor éste se empieza a producir junto con el petróleo de la formación, imposibilitando el avance más allá del pozo.

En general, las Figuras 5.36 a 5.38 ayudan a entender la variación de la saturación de CO₂ en el frente de desplazamiento. Antes de la surgencia se tienen valores iguales de saturación en el frente, después de la surgencia la saturación en el frente aumenta con el tiempo.

Además las Figuras 5.36 a 5.38 facilitan la comprensión de la curva de flujo fraccional mostrada en la Figura 5.39, en donde se distinguen dos zonas:

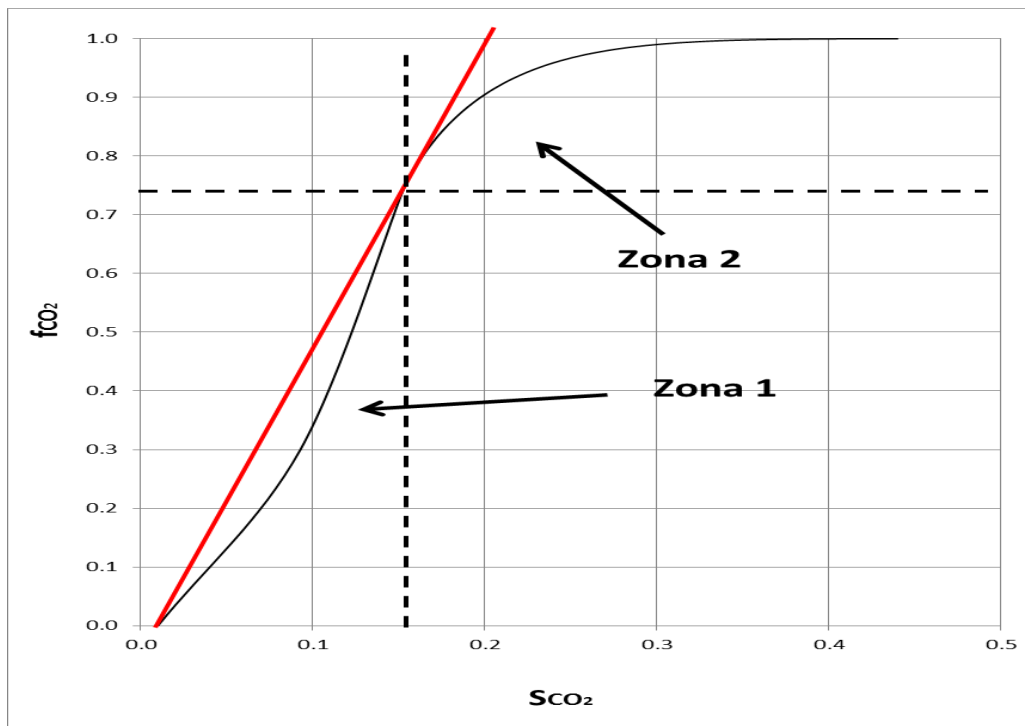


Figura 5. 39 Distribución de las saturaciones en el frente de desplazamiento

- **Zona 1: Saturaciones en el frente de desplazamiento para tiempos anteriores a la surgencia.** En esta zona se tiene un valor constante de la derivada del flujo fraccional de CO₂ respecto a la saturación de CO₂. Ésta constante es el valor de la pendiente del segmento de recta trazado en la Figura 5.35, que para este caso particular es de 5.21.
- **Zona 2: Saturaciones en el frente de desplazamiento a tiempos posteriores a la surgencia.** Para esta zona se ajusta una ecuación a la curva de flujo fraccional, que al derivarla permite obtener las pendientes de la curva a cualquier punto.

La ecuación que ajusta a la curva mostrada en la Figura 5.40, para valores de saturación de CO₂ mayores a la saturación en el frente de desplazamiento al tiempo de surgencia, es la siguiente:

$$f_{CO_2} = -3553.9 S_{CO_2}^6 + 7011.5 S_{CO_2}^5 - 5750.8 S_{CO_2}^4 + 2523.3 S_{CO_2}^3 - 630 S_{CO_2}^2 + 85.9 S_{CO_2} - 4.077$$

Y la derivada a la ecuación anterior es:

$$\frac{df_{CO_2}}{dS_{CO_2}} = -21323.4 S_{CO_2}^5 + 35057.5 S_{CO_2}^4 - 23003.2 S_{CO_2}^3 + 7569.9 S_{CO_2}^2 - 1260.02 S_{CO_2} + 85.9$$

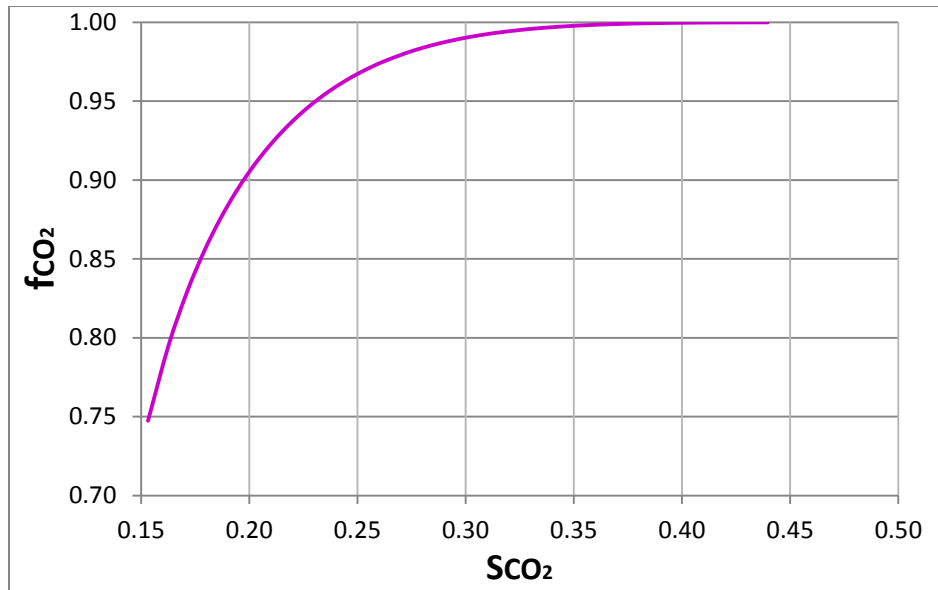


Figura 5. 40 Curva de flujo fraccional de CO₂ para saturaciones mayores a la surgencia

Graficando la derivada para comprobar que sea monotónicamente descendente en todo el rango:

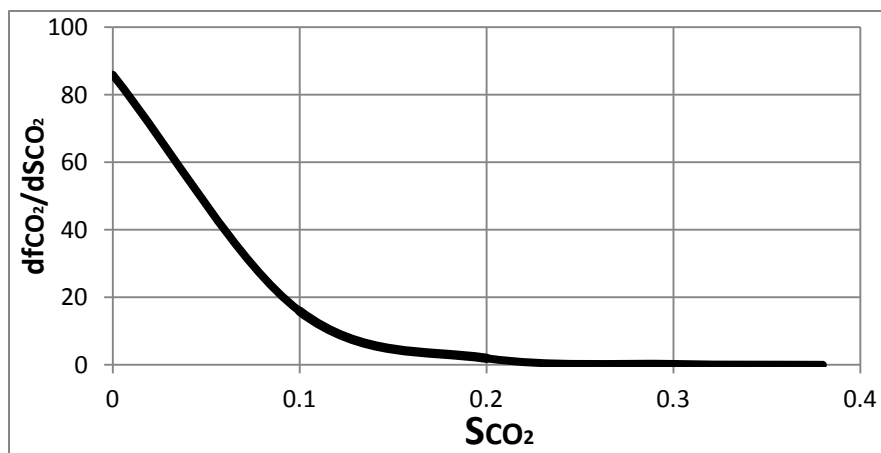


Figura 5. 41 Grafica de la derivada de la curva de flujo fraccional de CO₂

Usando la información obtenida anteriormente (valores de flujo fraccional, tiempo de surgencia y derivadas del flujo fraccional respecto a la saturación de CO₂) se puede realizar una predicción de la producción de petróleo y de CO₂ antes y después de la surgencia. Se usaron las siguientes ecuaciones para calcular dichas producciones:

- **ANTES DE LA SURGENCIA**

$$q_o = \frac{q_{iny}}{B_o} \quad \text{Ec. (5.22)}$$

- **DESPUÉS DE LA SURGENCIA**

$$R = R_S + \frac{B_o f_{CO_2}}{B_{CO_2} (1 - f_{CO_2})} \quad \text{Ec. (5.23)}$$

$$q_o = \frac{q_{iny}}{\left[\frac{B_o}{B_{CO_2}} - R_S\right] + B_{CO_2}} \quad \text{Ec. (5.24)}$$

$$q_g = q_o R \quad \text{Ec. (5.25)}$$

Donde:

q_o	caudal de petróleo [bppd]
q_g	caudal de gas [M ft ³]
q_{iny}	caudal de inyección [bppd]
B_o	factor de volumen del petróleo [m ³ /m ³]
R	relación gas – petróleo producido [ft ³ /bl]
R_S	relación de solubilidad del gas al petróleo [ft ³ /bl]
B_{CO_2}	factor de volumen del CO ₂ [m ³ /m ³]
f_{CO_2}	flujo fraccional del CO ₂

Con la información anterior se realizó la Tabla 5.17 para obtener la producción de petróleo y CO₂ a diferentes saturaciones de CO₂ en el frente de desplazamiento.

Tiempo de inyección (días)	Sc _{CO2}	f _{CO2}	d f _{CO2} /dSc _{CO2}	R (ft ³ /bl)	Q _o (bppd)	Q _g (Mft ³)
0	0.091	0.299	5.34	439	241	105
1 631	0.150	0.747	5.34	439	241	105
1 956	0.159	0.795	4.45	9 806	49	483
2 361	0.168	0.829	3.69	12 179	41	499
2 797	0.175	0.855	3.11	14 662	34	511
3 267	0.182	0.874	2.66	17 297	30	521
3 774	0.189	0.890	2.30	20 130	26	528
4 302	0.195	0.903	2.02	23 099	23	535

Tabla 5. 17 Cálculo de la producción de petróleo y CO₂

Después de la surgencia la relación gas petróleo (R) y por tanto la producción de gas (CO₂ + gas hidrocarburo), alcanzan valores muy elevados, por lo que se necesita una infraestructura capaz de manejar esas grandes cantidades de gas. Por esta razón la producción de petróleo solo se puede sostener de manera económica hasta cierto tiempo después de la surgencia. El tiempo de inyección se extendió hasta un límite de producción de petróleo mayor a 20 bppd a sabiendas que por debajo de este valor la inyección y operaciones no son rentables.

Con la información anterior se realizó una gráfica donde se muestra la producción de petróleo y la relación gas petróleo contra el tiempo. Esta gráfica se muestra en la Figura 5.42.

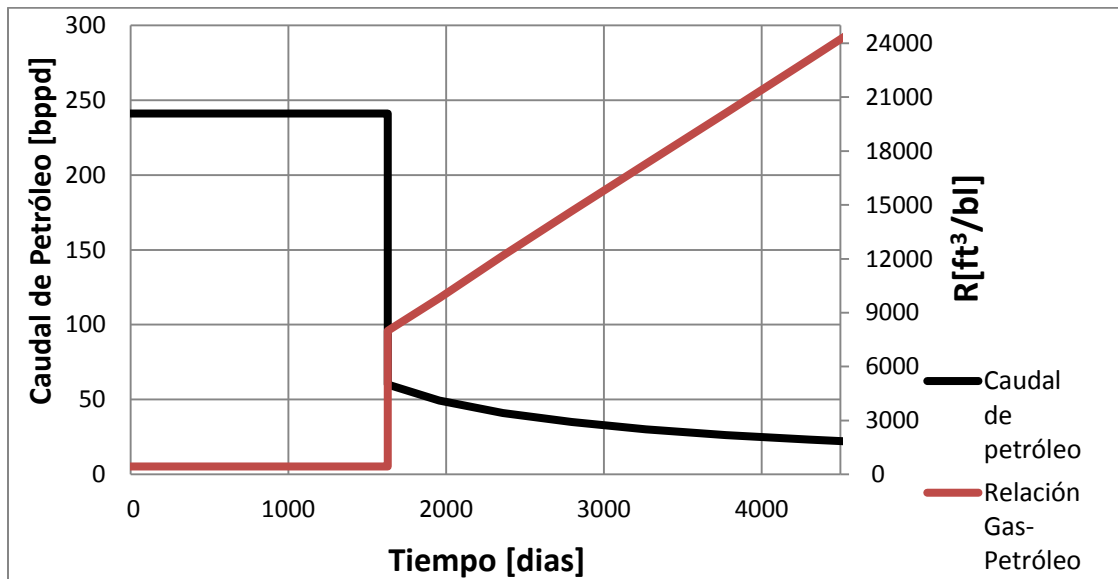


Figura 5. 42 Producción de petróleo y relación gas-petróleo

Inyección de CO₂ en el Área de Coapechaca

Para el tiempo propuesto de inyección (4300 días aproximadamente) se tuvo una recuperación final de mas de 504 000 barriles de petróleo. Mientras que la producción de gas (CO₂ más gas hidrocarburo) fue de 1 095 millones de pies cúbicos.

Caso 3: Inyección de agua únicamente

Al igual que en el primer caso, se realiza la curva de flujo fraccional de agua usando las permeabilidades relativas al petróleo y al agua de la Tabla 5.10 y las viscosidades de estos fluidos que se encuentran en la Tabla 5.14.

Se utiliza la ecuación de flujo fraccional simplificada (Ec. 5.6) que considera un desplazamiento horizontal y desprecia los efectos de presión capilar debido a las características del campo Coapechaca y al fracturamiento inducido.

Saturación de agua	Saturación de petróleo	Kr agua (%)	Kr petróleo (%)	f _w
0.350	0.650	0	100	0.0000
0.380	0.620	0.6	87.7	0.0429
0.410	0.590	1.7	75.1	0.1242
0.440	0.560	3.1	62.8	0.2403
0.470	0.530	5.0	51.1	0.3802
0.500	0.500	7.1	40.3	0.5266
0.530	0.470	9.6	30.6	0.6621
0.560	0.440	12.2	22.3	0.7748
0.590	0.410	15.1	15.4	0.8603
0.620	0.380	18.2	9.9	0.9199
0.650	0.350	21.3	5.8	0.9582
0.680	0.320	24.6	3.0	0.9807
0.710	0.290	27.9	1.3	0.9925
0.740	0.260	31.2	0.5	0.9976
0.800	0.200	37.7	0.0	0.9999

Tabla 5. 18 Cálculo de la curva de flujo fraccional del agua

Con los datos obtenidos de la Tabla 5.18 se grafica la curva de flujo fraccional de agua como se muestra en la Figura 5.43.

Posteriormente se traza una recta del punto de saturación crítica de agua, que en este caso resulto ser 0.35, al punto de tangencia como se muestra en la Figura 5.44.

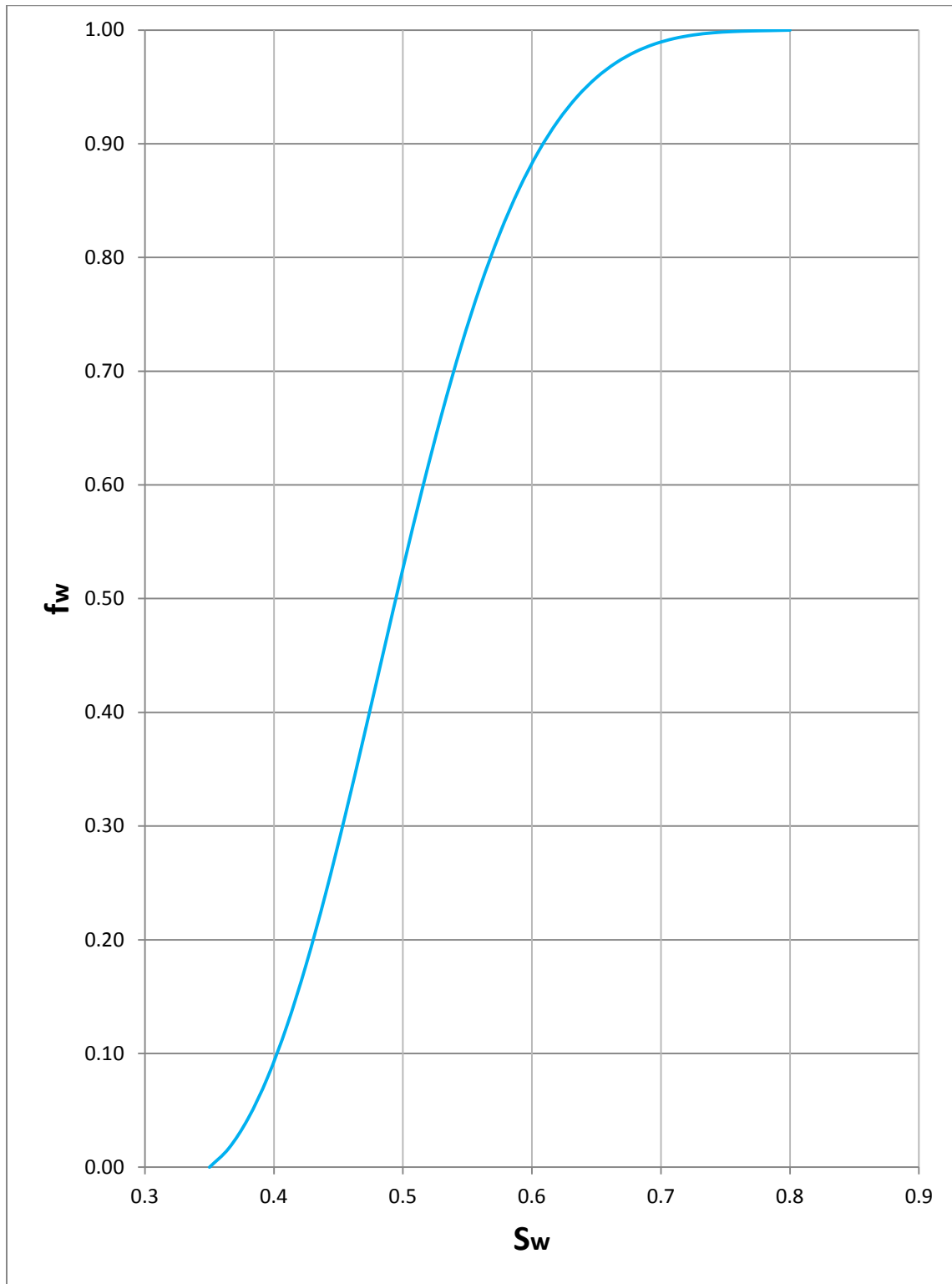


Figura 5. 43 Curva de flujo fraccional de agua

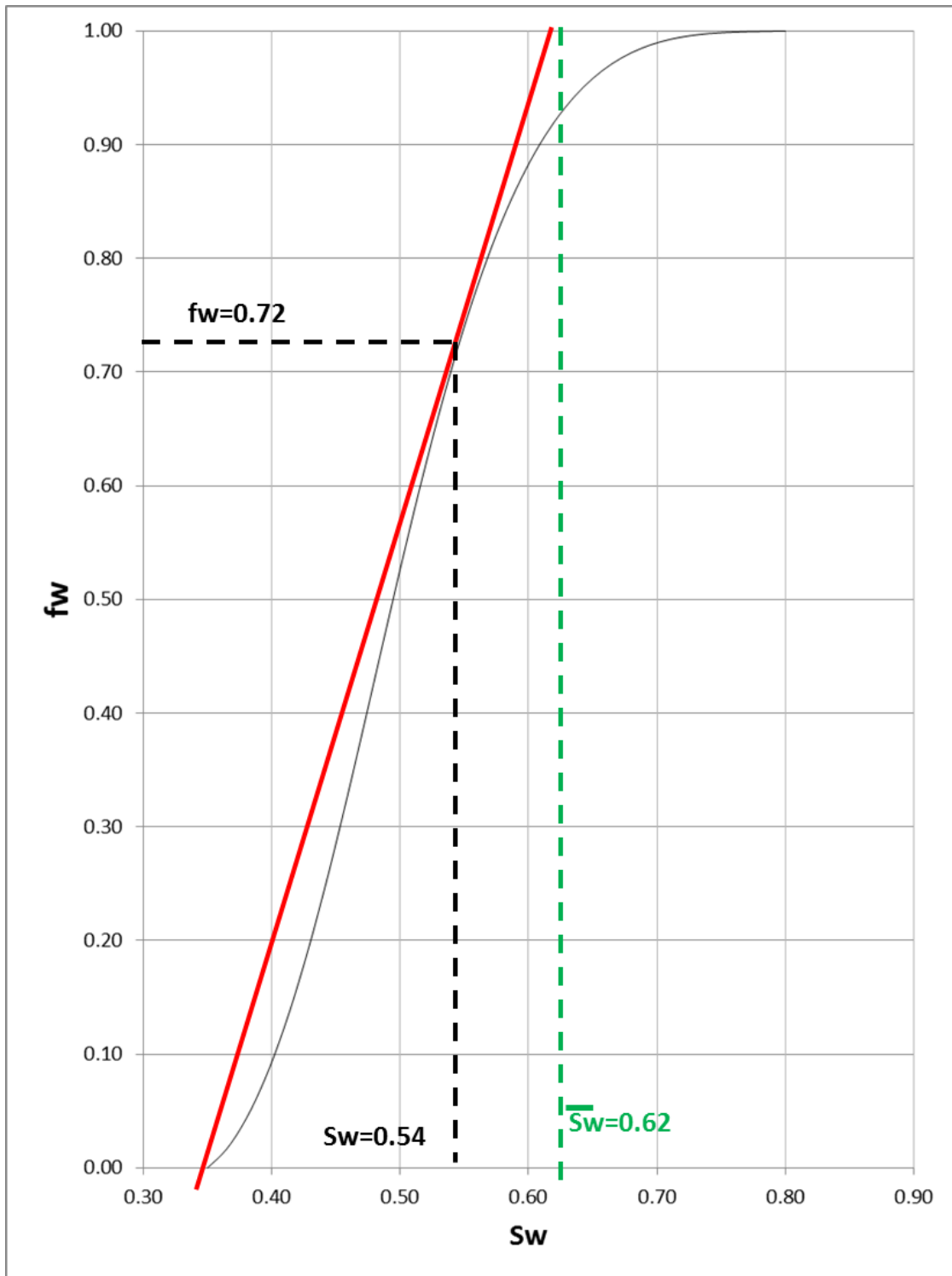


Figura 5. 44 Curva de flujo fraccional de agua y tangente a la curva de flujo fraccional

De la Figura 5.44 se obtiene la siguiente información:

- Saturación de agua en el frente de desplazamiento al momento de la surgencia: **0.545**.
- Flujo fraccional de agua en el frente de desplazamiento al momento de la surgencia: **0.72**.
- Saturación de agua promedio detrás del frente al momento de la surgencia: **0.62**.
- Pendiente de la recta tangente a la curva de flujo fraccional: **3.69**.

Para el cálculo del tiempo de surgencia se usa la ecuación de avance frontal (Ec. 5.7). El tiempo de surgencia se despeja de esta ecuación utilizando los datos de la Tabla 5.13 y el valor de la pendiente de la recta tangente a la curva de flujo fraccional obtenida de la Figura 5.44.

$$x_{Sw} = \frac{5.615(q_t t)}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w} \quad \text{Ec. (5.7)}$$

Despejando el tiempo

$$t = \frac{x_{Sw} A \phi}{5.615(q_t) \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}}$$

Sustituyendo

$$t = \frac{[1136(ft)][129166(ft^2)][0.1]}{[5.615 \left(\frac{ft^3}{bpd} \right)][300(bpd)][3.69]}$$

Por lo tanto

tiempo de surgencia: 2360 días

Para tener una idea del comportamiento del avance del frente de agua fue conveniente realizar una serie de gráficas de distancia vs. saturación de agua para diferentes de tiempos de inyección. Para esto fue necesario usar nuevamente la ecuación de avance frontal (Ec 5.7).

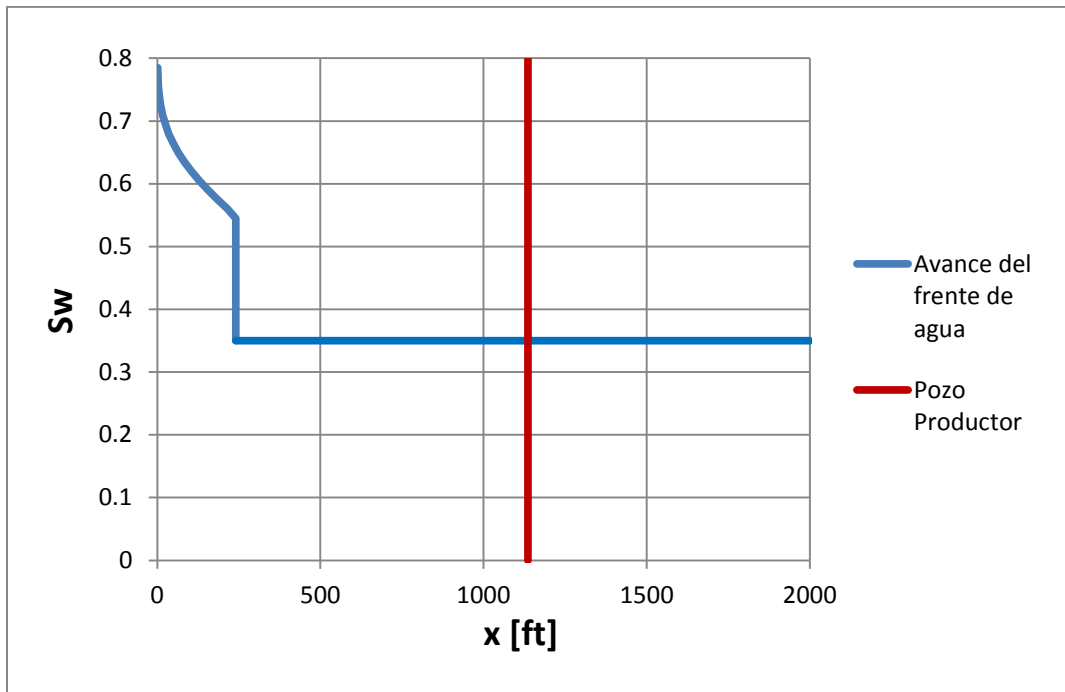


Figura 5. 45 Gráfica de avance frontal para un tiempo de inyección de 500 días

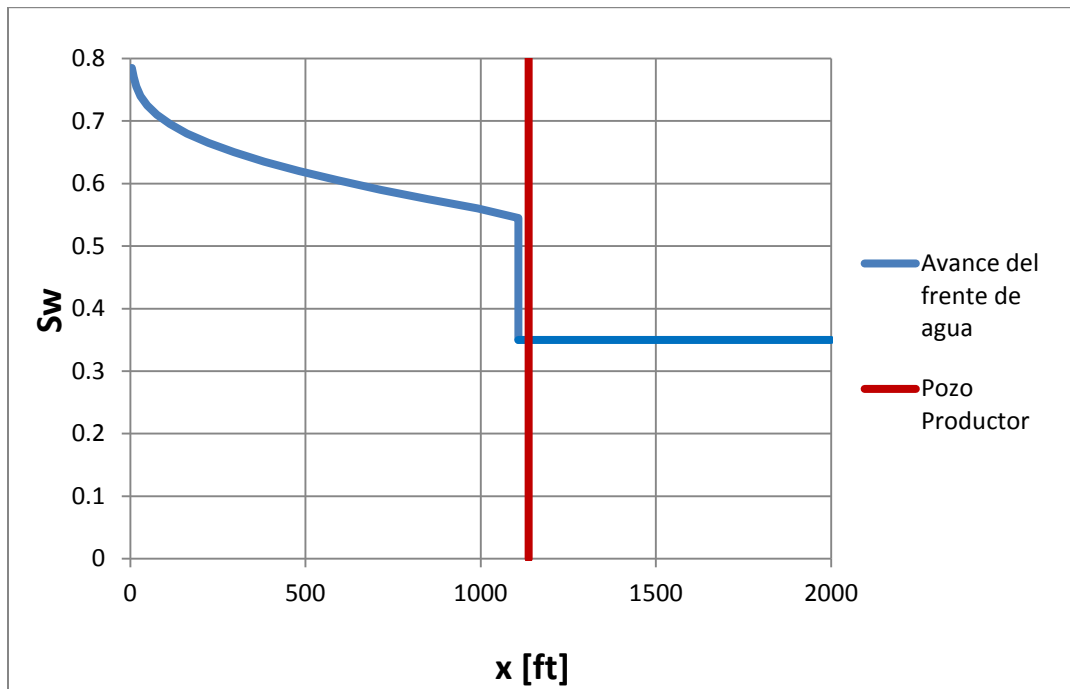


Figura 5. 46 Gráfica de avance frontal para un tiempo de inyección de 2300 días

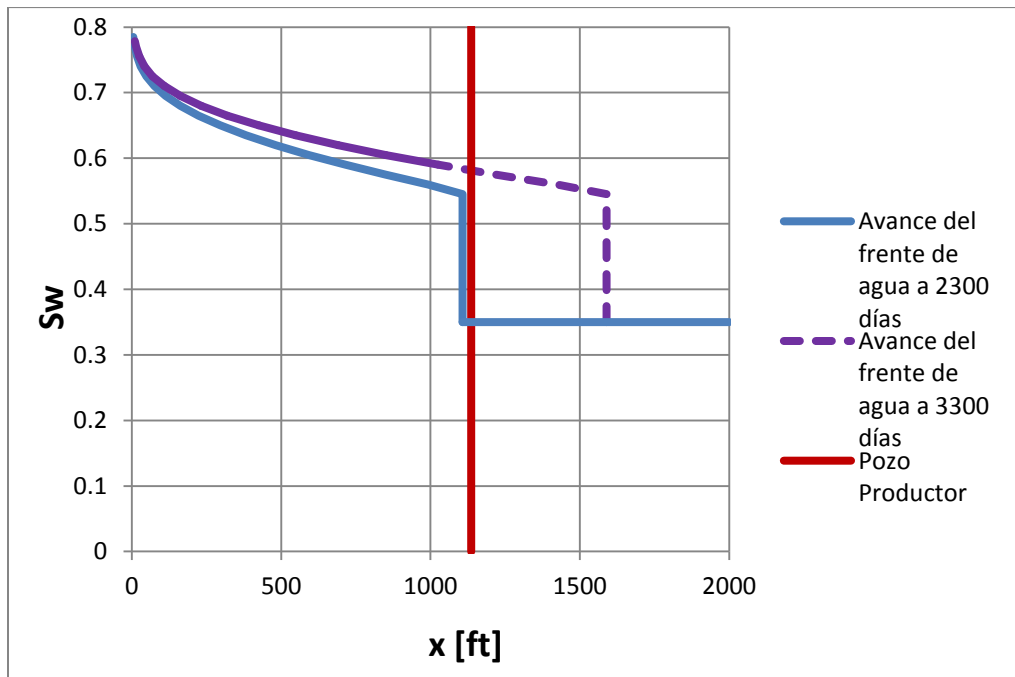


Figura 5. 47 Comparación entre las graficas de avance frontal para tiempos de inyección de 2300 y 3300 días

Al igual que en el caso anterior se ajusta una ecuación a la curva mostrada en la Figura 5.48, para valores de saturación de agua mayores a la saturación en el frente de desplazamiento al tiempo de surgencia. La ecuación es la siguiente:

$$f_w = -169.92 S_w^5 + 549.1 S_w^4 - 678 S_w^3 + 387.91 S_w^2 - 95.459 S_w + 7.006$$

Y la derivada a la ecuación anterior es:

$$\frac{df_w}{dS_w} = -849.6 S_w^4 + 2196.4 S_w^3 - 2034 S_w^2 + 775.82 S_w - 95.459$$

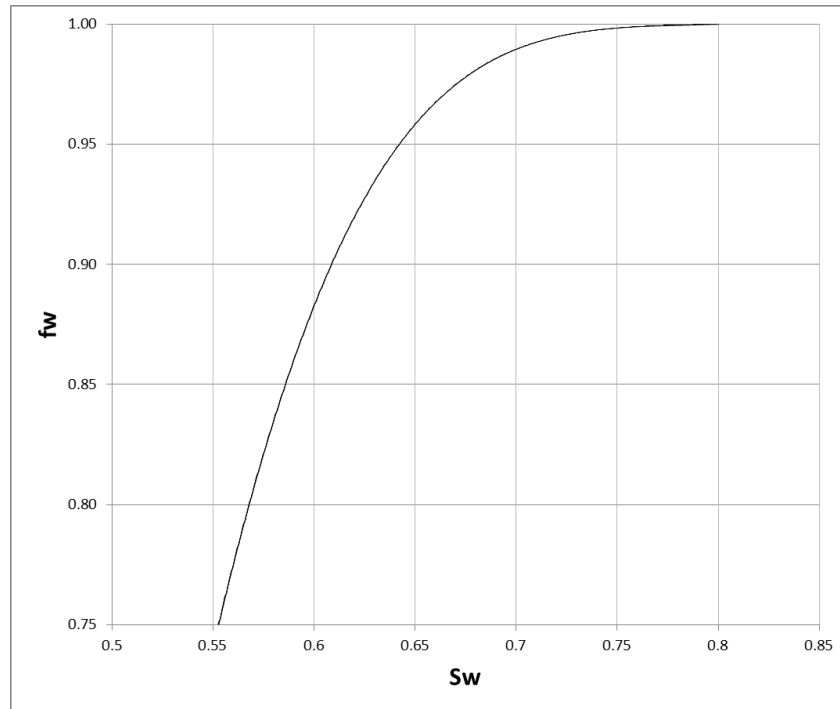


Figura 5. 48 Curva de flujo fraccional de agua para saturaciones mayores a la de surgencia

Graficando la derivada para comprobar que sea monotónicamente descendente en todo el rango:

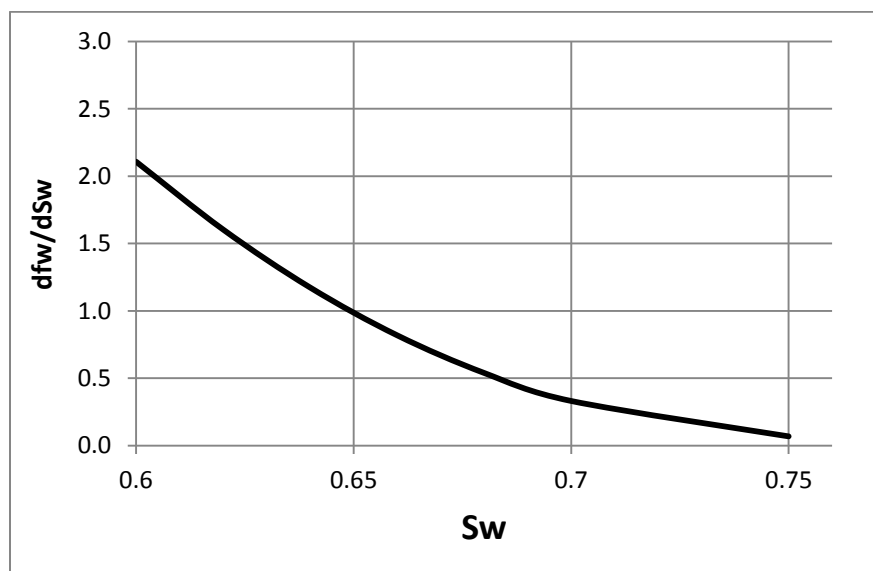


Figura 5. 49 Grafica de la derivada de la curva de flujo fraccional de agua

Usando la información obtenida anteriormente (valores de flujo fraccional, tiempo de surgencia y derivadas del flujo fraccional respecto a la saturación de agua) se puede realizar una predicción de la producción de petróleo y de agua antes y después de la surgencia. Se utilizaron las siguientes ecuaciones para calcular dichas producciones:

- **ANTES DE LA SURGENCIA**

$$q_o = \frac{q_{Iny}}{B_o} \quad \text{Ec. (5.22)}$$

- **DESPUÉS DE LA SURGENCIA**

$$RAP = \frac{B_o f_w}{B_w (1 - f_w)} \quad \text{Ec. (5.23)}$$

$$q_o = \frac{q_{iny}}{[(RAP)(B_w) + B_o]} \quad \text{Ec. (5.24)}$$

$$q_w = q_p RAP \quad \text{Ec. (5.25)}$$

Donde:

q_o	caudal de petróleo [bppd]
q_w	caudal de agua [bpd]
q_{Iny}	caudal de inyección [bpd]
B_o	factor de volumen del petróleo [m ³ /m ³]
RAP	relación agua-petróleo producida [m ³ /m ³]
B_w	factor de volumen del agua [m ³ /m ³]
f_w	flujo fraccional del agua

Con las ecuaciones anteriores se realiza la Tabla 5.19 para obtener la producción de petróleo y agua para diferentes saturaciones de agua en el frente de desplazamiento a tiempos mayores a la surgencia.

Tiempo de inyección (días)	S _w	f _w	df _w /dS _w	RAP (m ³ /m ³)	Q _o (bppd)	Q _w (bpd)
2 360	0.545	0.721	3.69	0	241	0
2 635	0.560	0.774	3.30	4	54	232
3 079	0.575	0.821	2.83	6	43	246
3 654	0.590	0.860	2.38	8	33	258
4 413	0.605	0.893	1.97	10	25	267

Tabla 5. 19 Cálculo de la producción de petróleo y agua

Después de la surgencia la relación de agua petróleo producido (RAP) y por tanto la producción de agua alcanzan valores elevados, si se les compara con la producción de petróleo. Por lo tanto, el tiempo de inyección se extendió hasta un límite de producción de petróleo mayor a 20 bppd.

Con la información anterior se realizó una gráfica donde se muestra la producción de petróleo y la relación agua-petróleo producido contra el tiempo.

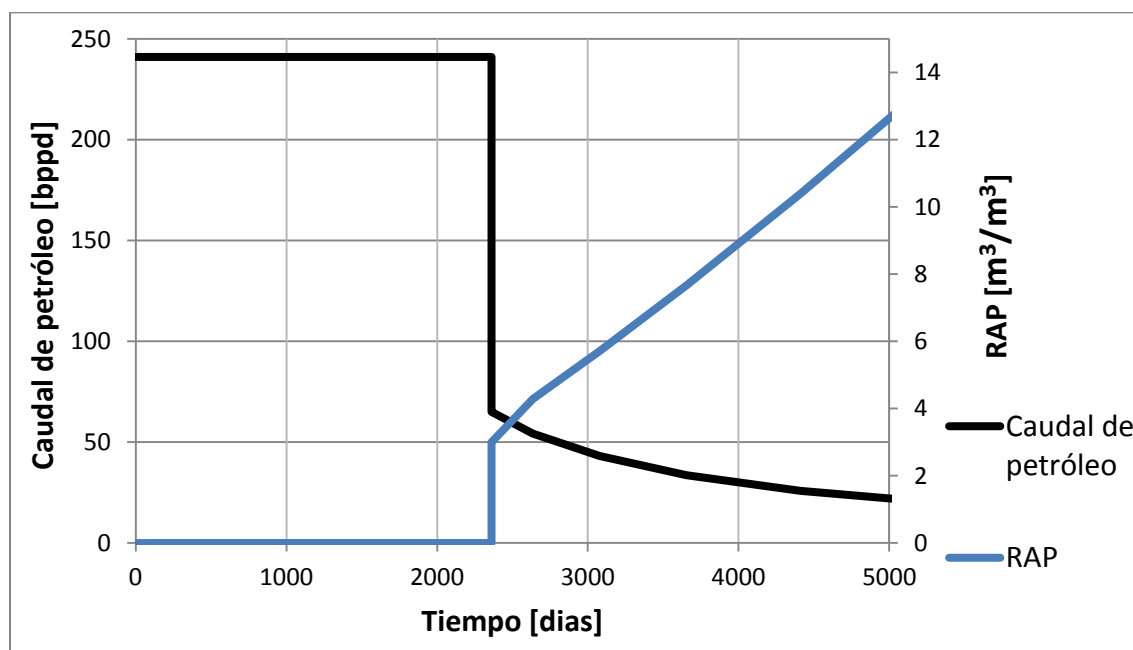


Figura 5. 50 Producción de petróleo y relación de agua petróleo

Para el tiempo propuesto de inyección (4400 días aproximadamente) se tuvo una recuperación final de más de 675 000 barriles de petróleo. Mientras que la producción de agua fue de 482 000 barriles.

Caso 4: Inyección de agua alternada con gas

Este caso es una combinación de la inyección de CO₂ e inyección de agua inyectados en uno, dos o mas baches desplazados por un fluido conductor (regularmente agua). En resumen la IAAG aprovecha las ventajas de la inyección de agua (eficiencia de desplazamiento macroscópica) y de la inyección de gas (eficiencia de desplazamiento microscópica). Este método busca reducir la movilidad del bache desplazante (agua + CO₂) al reducir la permeabilidad efectiva de la roca a estos fluidos.

Para este caso se muestra el comportamiento de la curva de flujo fraccional de IAAG y la recuperación de petróleo con la inyección de uno y dos o mas baches. A medida que se incrementa el número de baches inyectados, la movilidad de la mezcla desplazante va disminuyendo, mientras que la movilidad del petróleo se mantiene constante. Por lo tanto mientras más baches se inyecten menor será la relación de movilidad entre el bache combinado y el petróleo, lo que se traduce en un mayor desplazamiento de petróleo.

Actualmente no existe un método diseñado para modelar el comportamiento de la inyección de agua alternada con gas, por lo tanto, en este documento se hace una propuesta para representar la IAAG a partir del conocimiento de los efectos combinados que se tienen al inyectar baches de agua y gas alternadamente.

Para construir la curva de flujo fraccional del proceso de IAAG se toma como base el caso de inyección de agua añadiendo un factor que modifica las permeabilidades relativas al agua.⁵¹ Éste factor contempla un efecto combinado de reducción de permeabilidad relativa de la roca al bache desplazante (agua + CO₂) y la reducción de la viscosidad del petróleo por efecto de disolución parcial del CO₂.⁵¹ Esta disolución parcial del CO₂ en el petróleo se alcanza debido a las altas presiones de inyección necesarias para lograr el desplazamiento del bache desplazante.

El efecto combinado de la reducción de las permeabilidades relativas de la roca al bache y la reducción de la viscosidad del petróleo provocan una menor relación de movilidades entre el bache combinado y petróleo que en los casos anteriores.

Inyección de 1 bache de agua alternada con CO₂

Para realizar el cálculo de la curva de flujo fraccional de la IAAG (1 bache) se utilizan las permeabilidades relativas al bache combinado y petróleo normalizadas de la Tabla 5.11. La columna de permeabilidades relativas de la roca al bache combinado se obtiene al multiplicar la columna de permeabilidades relativas al agua por un factor de **0.7**.⁵¹ La Tabla 5.20 muestra el cálculo de la curva de flujo fraccional para la IAAG (1 bache).

Saturación de bache combinado (1 Bache)	Saturación de petróleo	Kr (w+CO ₂) (%)	Kr petróleo (%)	f (w+CO ₂)
0.350	0.650	0.0	100	0.0000
0.380	0.620	0.4	88.2	0.0289
0.410	0.590	1.1	76.1	0.0843
0.440	0.560	2.0	64.3	0.1684
0.500	0.500	4.6	42.5	0.4081
0.530	0.470	6.2	33.0	0.5435
0.560	0.440	8.0	24.6	0.6709
0.590	0.410	9.9	17.6	0.7792
0.620	0.380	11.9	11.8	0.8631
0.650	0.350	14.0	7.4	0.9223
0.710	0.290	18.3	2.1	0.9824
0.740	0.260	20.6	0.8	0.9934
0.770	0.230	22.8	0.3	0.9979
0.800	0.200	25.0	0.1	0.9992
0.820	0.180	26.4	0.0	0.9999

Tabla 5. 20 Cálculo del flujo fraccional de un bache de IAAG

En la Figura 5.51 se muestra la gráfica del flujo fraccional de un bache de IAAG.

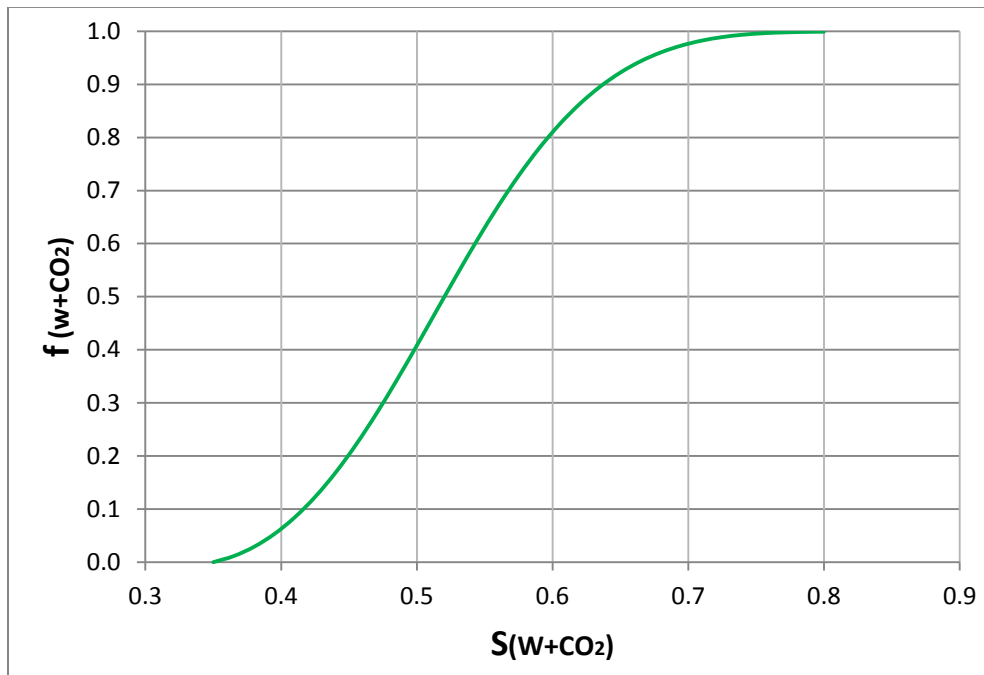


Figura 5. 51 Curva de flujo fraccional para un bache de IAAG

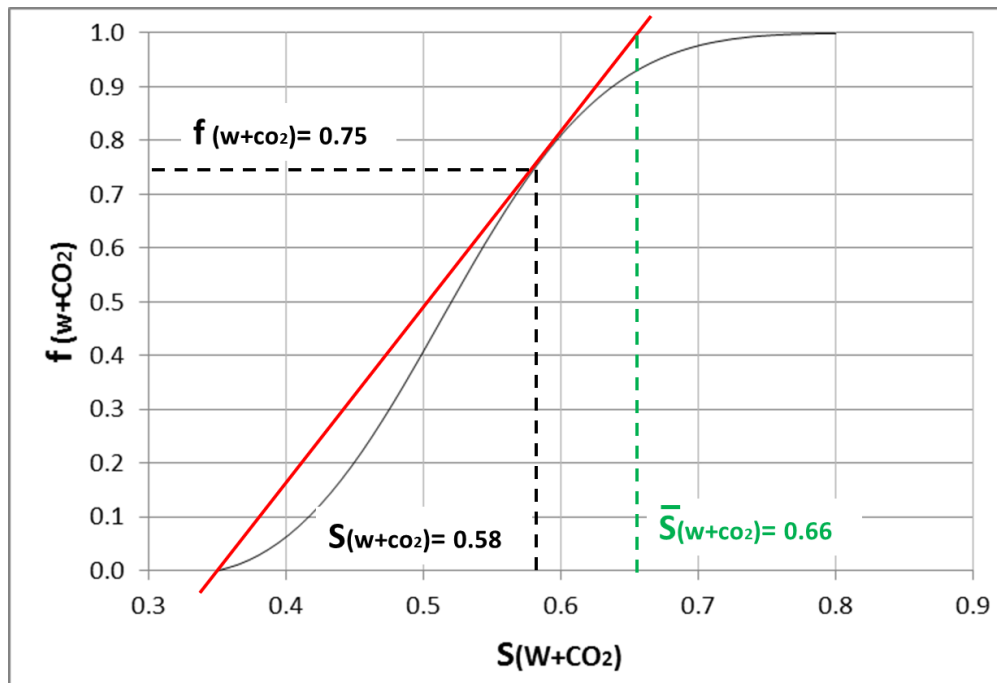


Figura 5. 52 Tangente a la curva de flujo fraccional para un bache de IAAG

La Figura 5.52 muestra el procedimiento realizado en los casos anteriores para la curva de flujo fraccional de, obteniendo la siguiente información:

- Saturación del bache combinado en el frente de desplazamiento al momento de la surgencia: **0.58**.
- Flujo fraccional de agua en el frente de desplazamiento al momento de la surgencia: **0.75**.
- Saturación del bache combinado promedio detrás del frente al momento de la surgencia: **0.66**.
- Pendiente de la recta tangente a la curva de flujo fraccional: **3.261**.

Para el cálculo del tiempo de surgencia se usó la ecuación de avance frontal (Ec. 5.7). El tiempo de surgencia se despejó de esta ecuación utilizando los datos de la Tabla 5.13 y el valor de la pendiente de la recta tangente a la curva de flujo fraccional mostrada en la Figura 5.52.

$$x_{S_{w+CO_2}} = \frac{5.615(q_t t)}{A\phi} \left(\frac{\partial f_{w+CO_2}}{\partial S_{w+CO_2}} \right)_{S_{w+CO_2}} \quad \text{Ec. (5.7)}$$

Despejando el tiempo

$$t = \frac{x_{S_{w+CO_2}} A \phi}{5.615(q_t) \left(\frac{\partial f_{w+CO_2}}{\partial S_{w+CO_2}} \right)_{S_{w+CO_2}}}$$

Sustituyendo

$$t = \frac{[1136(ft)][129166(ft^2)][0.1]}{[5.615 \left(\frac{ft^3}{bpd} \right)][300(bpd)][3.261]}$$

Por lo tanto

tiempo de surgencia: 2 672 días

Para tener una idea del comportamiento del avance del frente del bache combinado fue conveniente realizar una serie de gráficas de distancia vs. saturación del bache combinado para diferentes de tiempos de inyección. Para esto fue necesario usar nuevamente la ecuación de avance frontal (Ec 5.7).

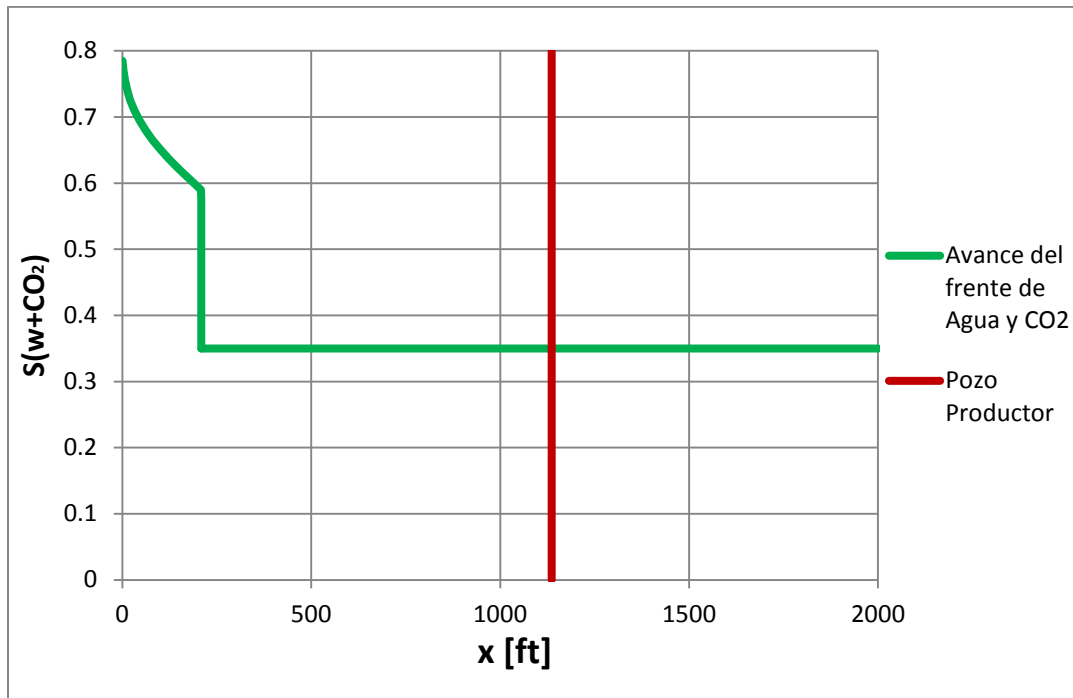


Figura 5. 53 Gráfica de avance frontal para un tiempo de inyección de 500 días

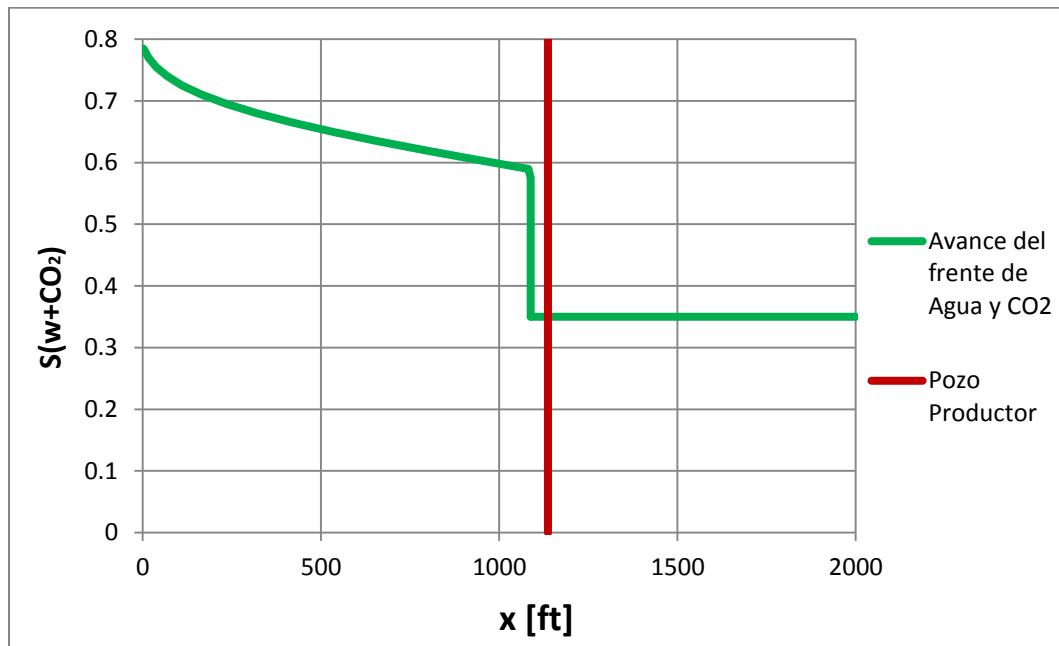


Figura 5. 54 Gráfica de avance frontal para un tiempo de inyección de 2600 días

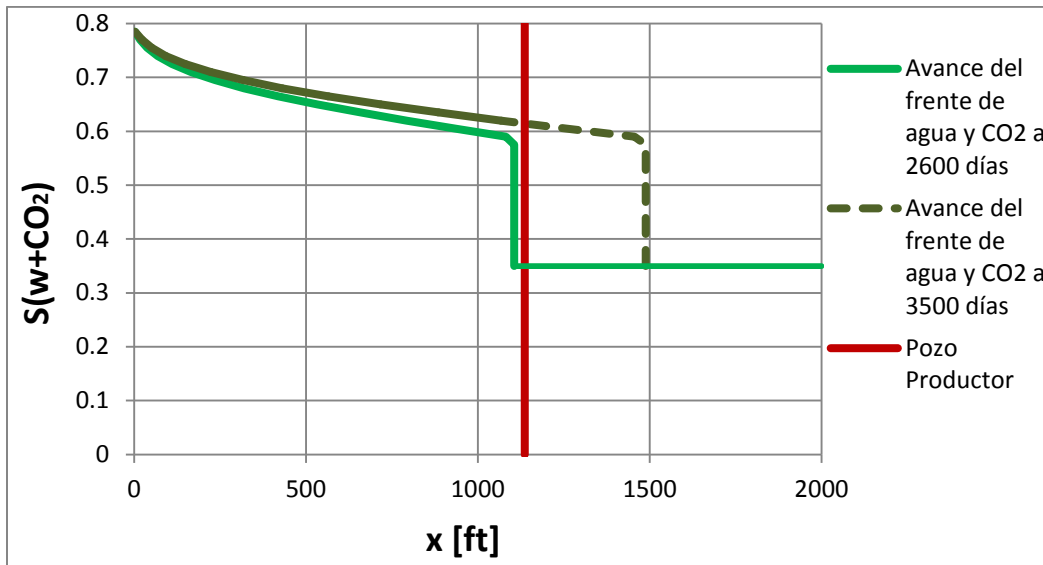


Figura 5.55 Comparación entre las graficas de avance frontal de la IAAG para tiempos de 2600 y 3500 días

A continuación se ajusta una ecuación a la curva mostrada en la Figura 5.56, para valores de saturación de agua + CO₂ mayores a la saturación en el frente de desplazamiento al tiempo de surgencia. La ecuación es la siguiente:

$$f_{w+CO_2} = -320.7 S_{w+CO_2}^5 + 1111 S_{w+CO_2}^4 - 1506.4 S_{w+CO_2}^3 + 990.3 S_{w+CO_2}^2 - 310.5 S_{w+CO_2} + 36.9$$

Y la derivada a la ecuación anterior es:

$$\frac{df_{w+CO_2}}{dS_{w+CO_2}} = -1603.9 S_{w+CO_2}^4 + 4444 S_{w+CO_2}^3 - 4519.2 S_{w+CO_2}^2 + 1980.69 S_{w+CO_2} - 310.5$$

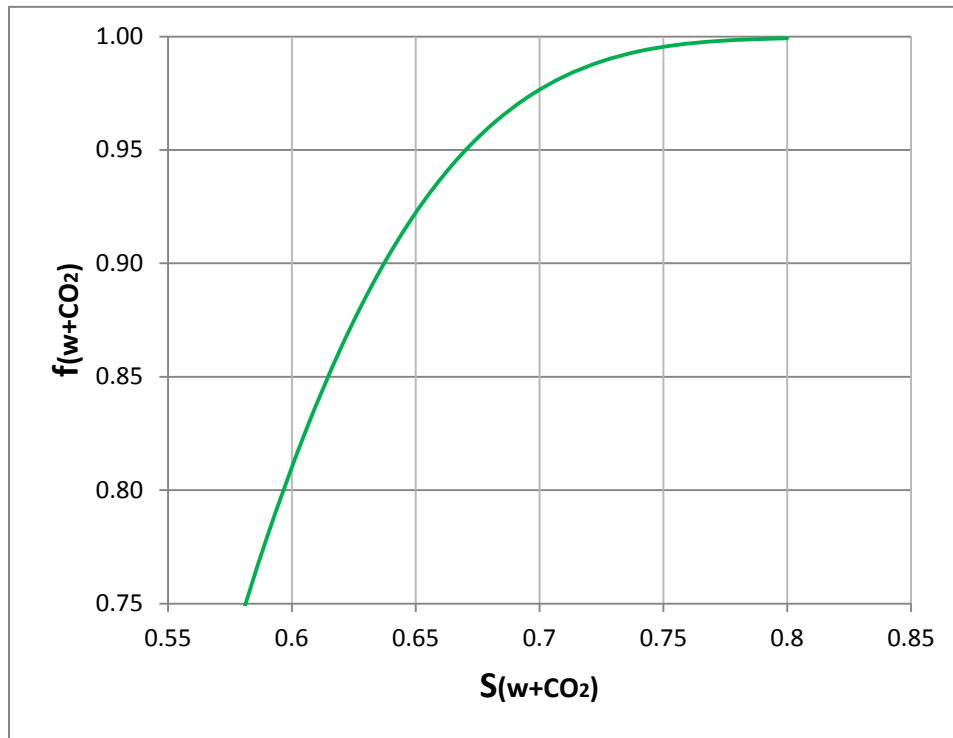


Figura 5. 56 Curva de flujo fraccional para un bache de IAAG para tiempos mayores a la surgencia

Graficando la derivada del flujo fraccional para tiempos mayores a la surgencia para comprobar que sea monotónicamente descendiente en todo el rango.

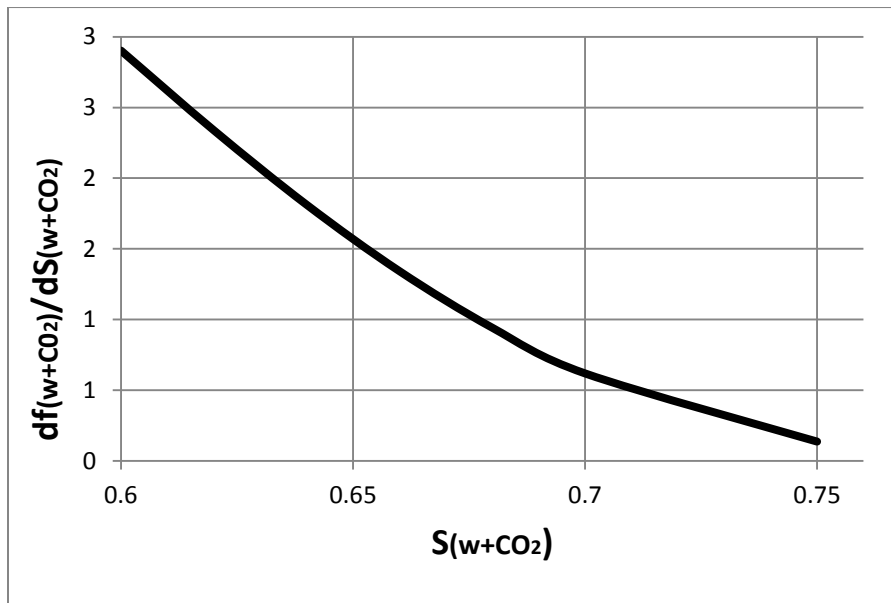


Figura 5. 57 Derivada del flujo fraccional para tiempos mayores a la surgencia

Usando la información obtenida anteriormente (valores de flujo fraccional, tiempo de surgencia y derivadas del flujo fraccional respecto a la saturación de un bache combinado) se puede realizar una predicción de la producción de petróleo, agua y gas antes y después de la surgencia. Se utilizaron las siguientes ecuaciones para calcular dichas producciones:

- **ANTES DE LA SURGENCIA**

$$q_o = \frac{q_{Iny}}{B_o} \quad \text{Ec. (5.22)}$$

- **DESPUÉS DE LA SURGENCIA**

$$RAP = \frac{B_o f_w}{B_w (1-f_w)} \quad \text{Ec. (5.23)}$$

$$q_o = \frac{q_{iny}}{[(RAP(B_w)+B_o)]} \quad \text{Ec. (5.24)}$$

$$q_w = q_p RAP \quad \text{Ec. (5.25)}$$

Donde:

q_o	caudal de petróleo [bppd]
q_w	caudal de agua [bpd]
q_{Iny}	caudal de inyección [bpd]
B_o	factor de volumen del petróleo [m ³ /m ³]
RAP	relación agua-petróleo producida [m ³ /m ³]
R_S	relación de solubilidad del gas al petróleo [m ³ /m ³]
B_w	factor de volumen del agua [m ³ /m ³]
f_w	flujo fraccional del agua

Debido a que en el yacimiento se inyecta CO₂ y agua, a tiempos posteriores a la surgencia se tendrá una producción de petróleo + agua + gas (CO₂ + gas hidrocarburo). Como se ha mencionado la disolución parcial del CO₂ en el agua y en el petróleo provocará que la producción de CO₂ en estado gaseoso sea menor que la que se tiene si solo se inyectará CO₂.

Con las ecuaciones anteriores se realizó la Tabla 5.21 para obtener la producción de petróleo, agua y gas para diferentes saturaciones de un bache combinado en el frente de desplazamiento.

Tiempo de inyección (días)	$S_{(W+CO_2)}$	$f_{(W+CO_2)}$	$df_{(W+CO_2)}/dS_{(W+CO_2)}$	RAP (m^3/m^3)	R (ft^3/bl)	Q_o (bppd)	Q_w (bpd)	Q_g (Mft ³)
2672	0.575	0.727	3.26	0	439	241	0	106
2732	0.590	0.779	3.19	4	2016	53	234	107
3159	0.605	0.824	2.75	6	2717	42	247	115
3727	0.620	0.863	2.33	8	3686	33	259	122
4494	0.635	0.895	1.93	11	5056	25	269	127

Tabla 5. 21 *Calculo de la producción de petróleo agua y gas por inyección de 1 bache combinado*

Al igual que en los escenarios anteriores se propone un limite de producción de petróleo mayor a 20 bppd. A diferencia de los otros escenarios, se debe tomar en cuenta en la evaluación económica la producción y manejo de agua y CO₂.

La Figura 5.59 muestra la producción de petróleo y la relación (agua + CO₂ disuelto)-petróleo producido contra el tiempo.

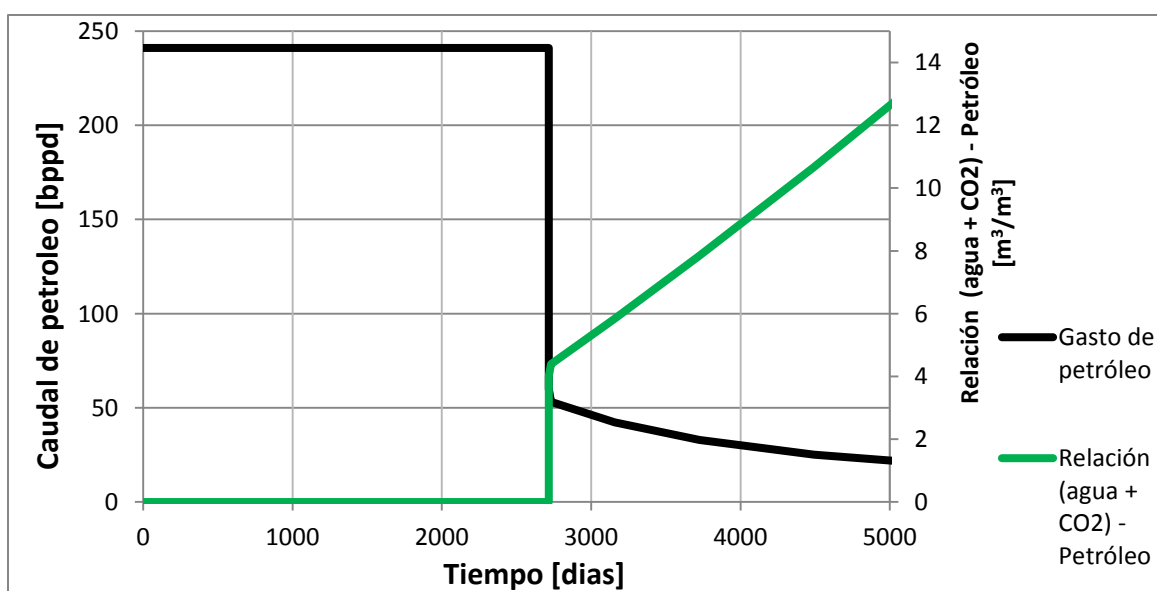


Figura 5. 59 *Producción de petróleo y relación de agua petróleo*

La Figura 5.60 muestra la relación de gas (CO₂ + gas hidrocarburo)-petróleo para la inyección de un bache combinado.

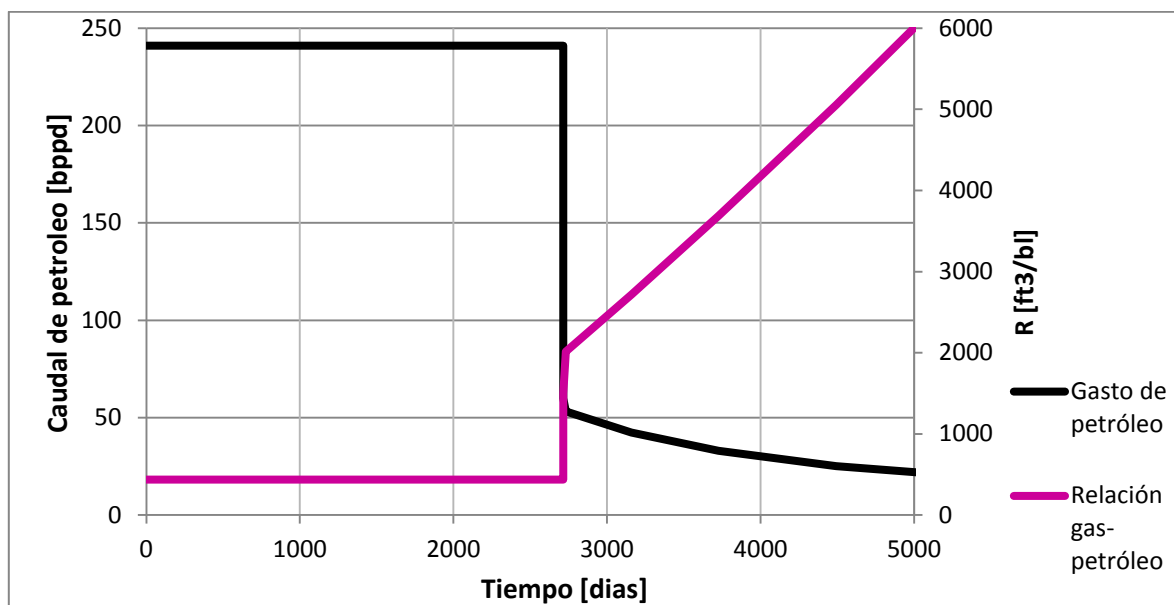


Figura 5. 60 Producción de petróleo y relación gas petróleo para la IAAG

En la Figura 5.59 se observa que la relación agua-petróleo es similar al escenario de inyección de agua. Sin embargo la Figura 5.60 muestra una relación gas-petróleo mucho menor que la mostrada en el escenario de inyección de CO₂. Esto último se explica por la disolución del CO₂ tanto en el petróleo como en el agua.

Para el tiempo propuesto de inyección (2600 días aproximadamente) se tuvo una recuperación final de poco más de 717 000 barriles de petróleo. Mientras que la producción de agua fue de 455 000 barriles así como 217 millones de pies cúbicos de gas.

Inyección de 2 ó más baches combinados de agua alternada con CO₂

Para realizar el cálculo de la curva de flujo fraccional de 2 baches combinados se tomaron las permeabilidades relativas normalizadas a dos ó más baches combinados y al petróleo de la Tabla 5.12. La columna de permeabilidades relativas de la roca al bache desplazante se obtuvo al multiplicar la columna de permeabilidades relativas al agua por un factor de 0.5.⁵¹ La Tabla 5.22 muestra el cálculo de la curva de flujo fraccional para la inyección de 2 ó más baches combinados.

Saturación de bache combinado (2 ó más Bache)	Saturación de petróleo	Kr (w+CO ₂) (%)	Kr petróleo (%)	f (w+CO ₂)
0.350	0.65	0.0	100	0.0000
0.380	0.62	0.2	88.9	0.0190
0.410	0.59	0.7	77.6	0.0556
0.470	0.53	2.1	55.6	0.1925
0.500	0.50	3.0	45.5	0.2937
0.530	0.47	4.0	36.3	0.4117
0.560	0.44	5.2	28.0	0.5372
0.590	0.41	6.4	20.8	0.6588
0.620	0.38	7.7	14.8	0.7660
0.650	0.35	9.1	9.9	0.8519
0.680	0.32	10.5	6.2	0.9144
0.710	0.29	12.0	3.5	0.9557
0.740	0.26	13.4	1.7	0.9800
0.770	0.23	14.9	0.7	0.9923
0.800	0.20	16.4	0.3	0.9974
0.830	0.17	17.9	0.1	0.9990
0.850	0.15	18.8	0.0	0.9999

Tabla 5. 22 Cálculo de la curva de flujo fraccional para IAAG (2 ó mas baches)

La Figura 5.61 muestra la gráfica del flujo fraccional de dos ó más baches de IAAG.

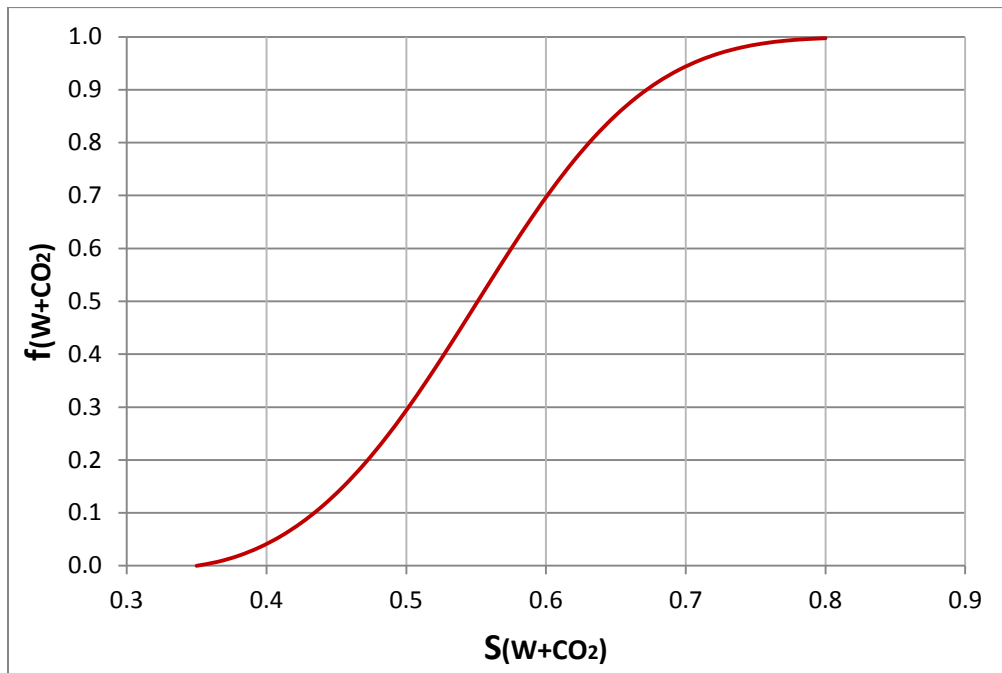


Figura 5. 61 Curva de flujo fraccional para 2 ó más baches combinados inyectados

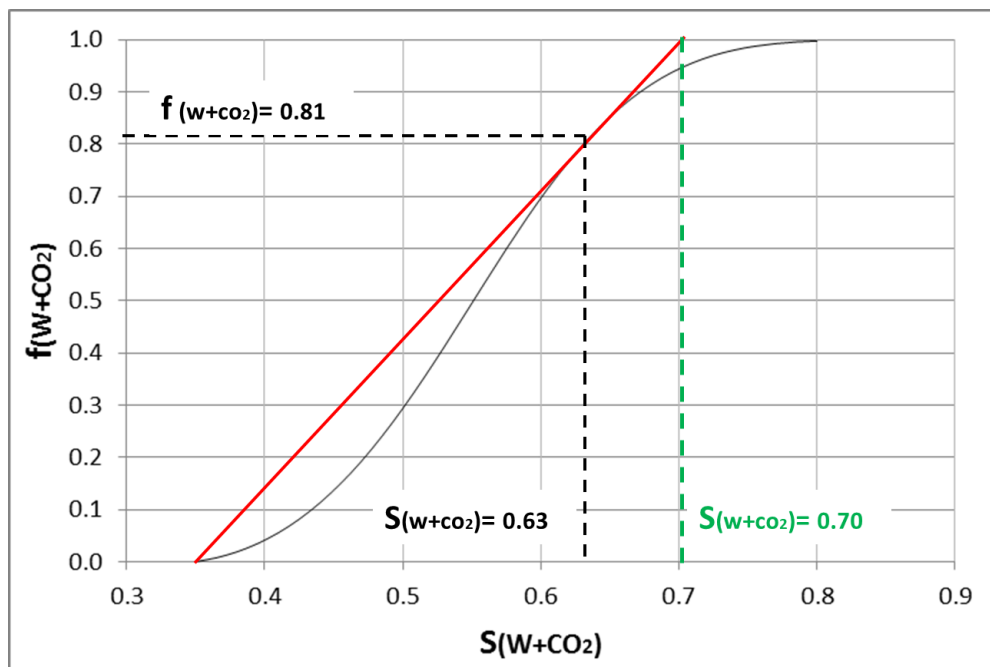


Figura 5. 62 Tangente a la curva de flujo fraccional para 2 ó más baches combinados inyectados

La Figura 5.62 muestra el procedimiento realizado en los casos anteriores para la curva de flujo fraccional, obteniendo la siguiente información:

- Saturación del bache combinado en el frente de desplazamiento al momento de la surgencia: **0.635**.
- Flujo fraccional del bache combinado en el frente de desplazamiento al momento de la surgencia: **0.81**
- Saturación del bache combinado promedio detrás del frente al momento de la surgencia: **0.70**.
- Pendiente de la recta tangente a la curva de flujo fraccional: **2.85**.

Para el cálculo del tiempo de surgencia se usó la ecuación de avance frontal (Ec. 5.7). El tiempo de surgencia se despejó de esta ecuación utilizando los datos de la Tabla 5.13 y el valor de la pendiente de la recta tangente a la curva de flujo fraccional mostrada en la Figura 5.63.

$$x_{Sw+CO_2} = \frac{5.615(q_t t)}{A\phi} \left(\frac{\partial f_{w+CO_2}}{\partial S_{w+CO_2}} \right)_{S_{w+CO_2}} \quad \text{Ec. (5.7)}$$

Despejando el tiempo

$$t = \frac{x_{Sw+CO_2} A\phi}{5.615(q_t) \left(\frac{\partial f_{w+CO_2}}{\partial S_{w+CO_2}} \right)_{S_{w+CO_2}}}$$

Sustituyendo

$$t = \frac{[1136(ft)][129166(ft^2)][0.1]}{[5.615 \left(\frac{ft^3}{bpd} \right)][300(bpd)][2.85]}$$

Por lo tanto

tiempo de surgencia: 3 059 días

Para tener una idea del comportamiento del avance del frente de desplazamiento fue conveniente realizar una serie de gráficas de distancia vs. saturación de bache combinado para diferentes de tiempos de inyección. Para esto fue necesario usar nuevamente la ecuación de avance frontal (Ec 5.7).

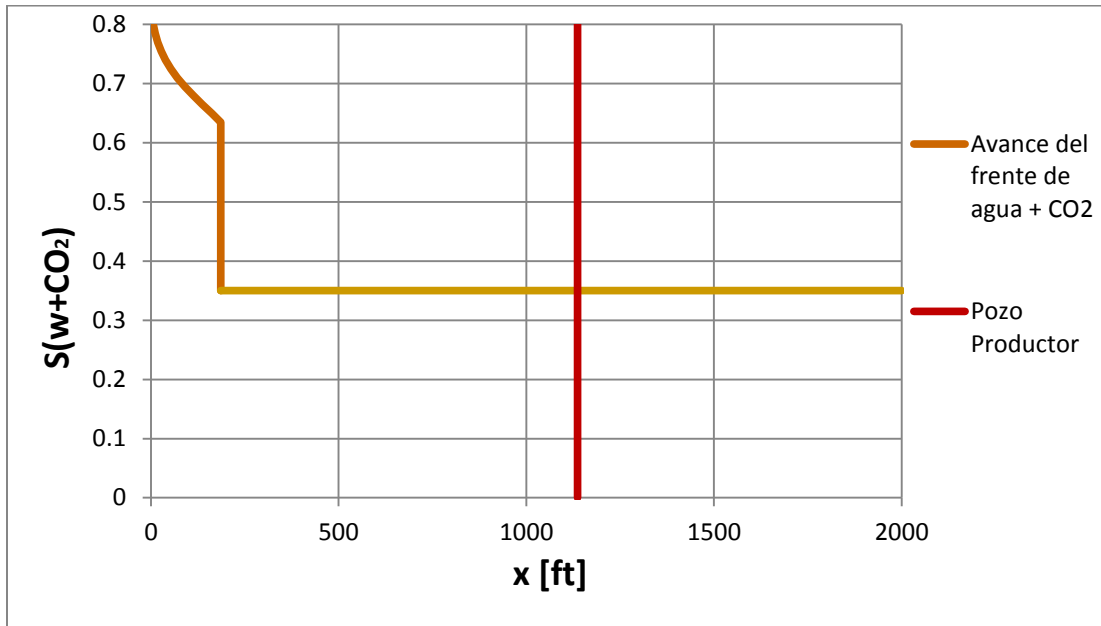


Figura 5. 63 Gráfica de avance frontal para un tiempo de inyección de 500 días

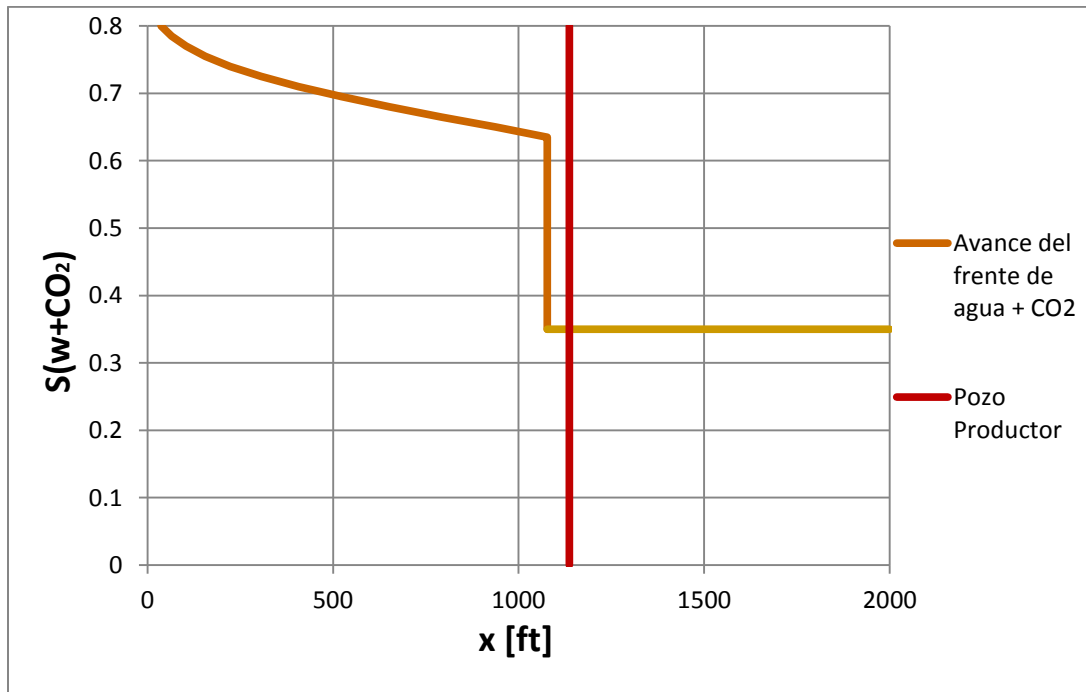


Figura 5. 64 Gráfica de avance frontal para un tiempo de inyección de 2900 días

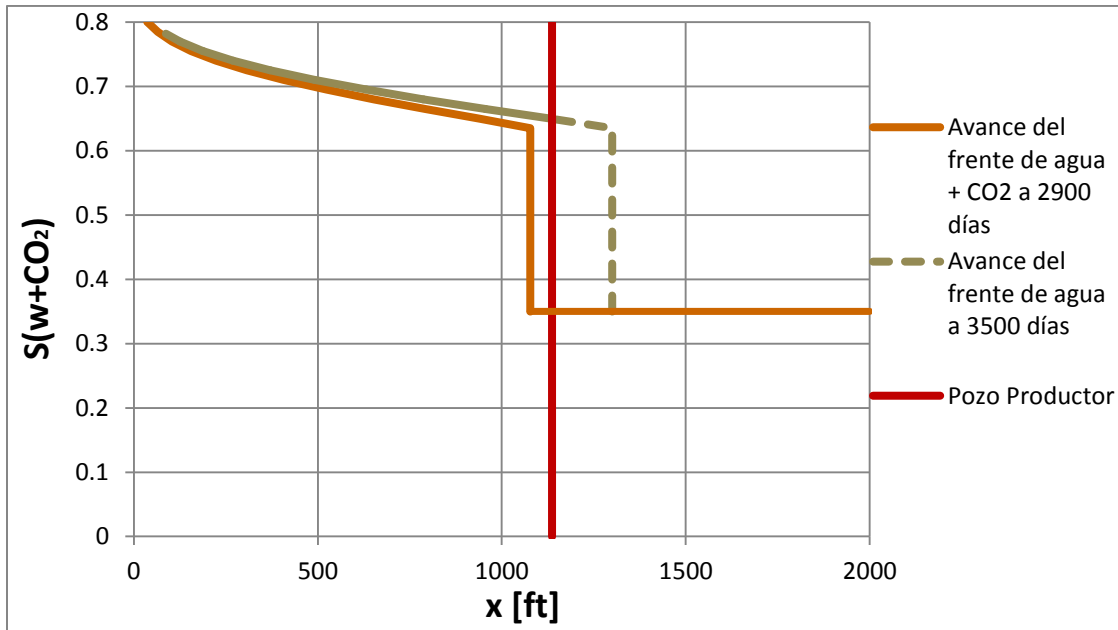


Figura 5. 65 Comparación entre las graficas de avance frontal de la IAAG para tiempos de 2900 y 3500 días

A continuación se ajusta una ecuación a la curva mostrada en la Figura 5.63, para valores de saturación de agua + CO₂ mayores a la saturación en el frente de desplazamiento al tiempo de surgencia. La ecuación es la siguiente:

$$f_{w+CO_2} = -453.8 S_{w+CO_2}^5 + 1660.1 S_{w+CO_2}^4 - 2396.2 S_{w+CO_2}^3 + 1697.6 S_{w+CO_2}^2 - 585.7 S_{w+CO_2} + 78.7$$

y la derivada a la ecuación anterior es:

$$\frac{df_{w+CO_2}}{dS_{w+CO_2}} = -2269.2 S_{w+CO_2}^4 + 6640.4 S_{w+CO_2}^3 - 7188.6 S_{w+CO_2}^2 + 3395.2 S_{w+CO_2} - 585.7$$

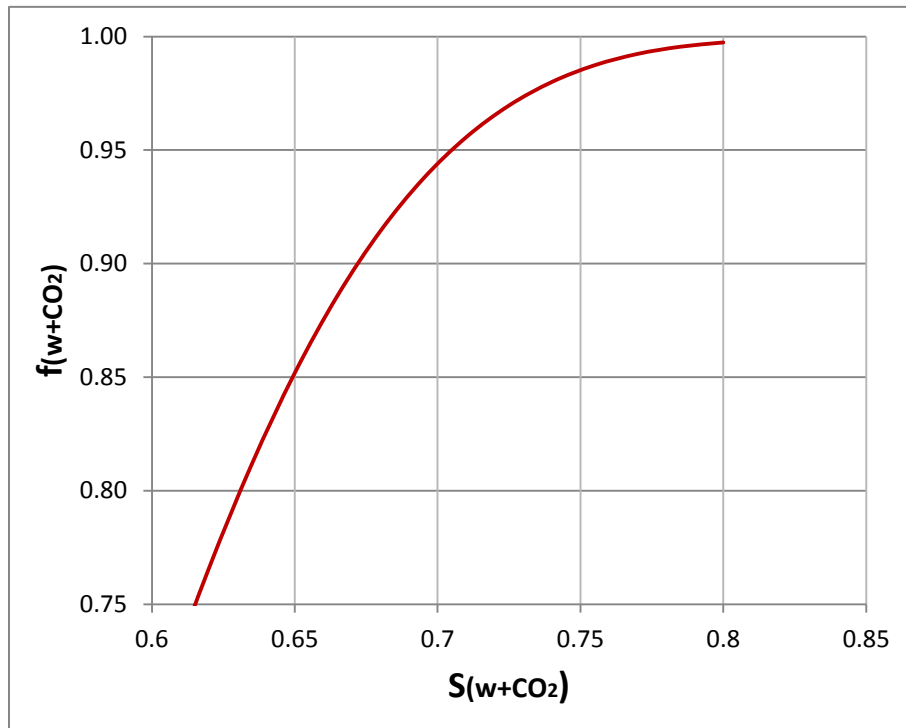


Figura 5. 66 Curva de flujo fraccional de 2 ó mas baches de IAAG para tiempos mayores a la surgencia

Graficando la derivada del flujo fraccional para tiempos mayores a la surgencia para comprobar que sea monóticamente descendiente.

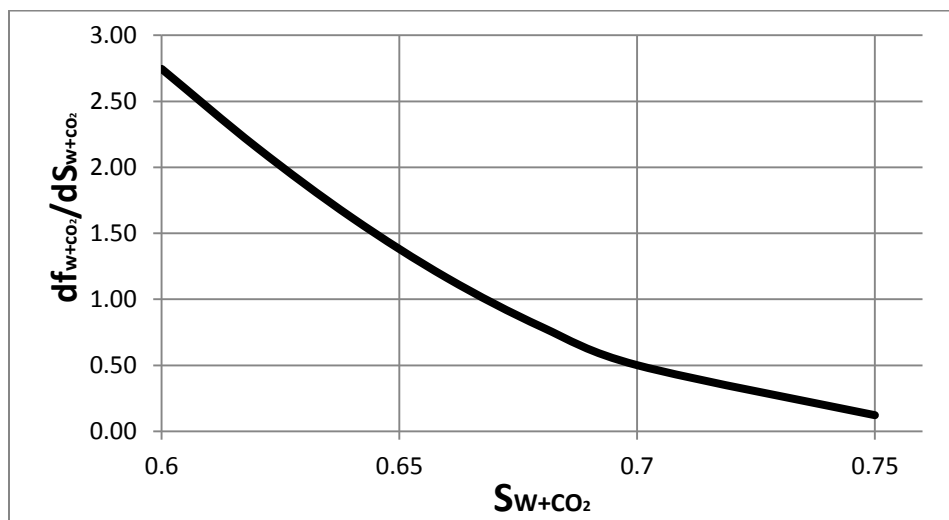


Figura 5. 67 Derivada del flujo fraccional de 2 ó más baches de IAAG para tiempos mayores a la surgencia

Usando la información obtenida anteriormente (valores de flujo fraccional, tiempo de surgencia y derivadas del flujo fraccional respecto a la saturación del bache combinado) se puede realizar una predicción de la producción de petróleo, agua y gas antes y después de la surgencia. Se utilizaron las siguientes ecuaciones para calcular dichas producciones:

- **ANTES DE LA SURGENCIA**

$$q_o = \frac{q_{Iny}}{B_o} \quad \text{Ec. (5.22)}$$

- **DESPUÉS DE LA SURGENCIA**

$$RAP = \frac{B_o f_w}{B_w (1-f_w)} \quad \text{Ec. (5.23)}$$

$$q_o = \frac{q_{iny}}{[(RAP(B_w)+B_o)]} \quad \text{Ec. (5.24)}$$

$$q_w = q_p RAP \quad \text{Ec. (5.25)}$$

Donde:

q_o	caudal de petróleo [bppd]
q_w	caudal de agua [bpd]
q_{Iny}	caudal de inyección [bpd]
B_o	factor de volumen del petróleo [m ³ /m ³]
RAP	relación agua-petróleo producida [m ³ /m ³]
R_s	relación de solubilidad del gas al petróleo [ft ³ /bl]
B_w	factor de volumen del agua [m ³ /m ³]
f_w	flujo fraccional del agua

La producción de gas (CO₂ + gas hidrocarburo) se calcula de la misma manera que en el escenario anterior, utilizando la ecuación 5.27.

Con la información anterior se realiza una tabla para obtener la producción de petróleo, agua y gas para diferentes saturaciones de bache combinado en el frente de desplazamiento.

Tiempo de inyección (días)	$S_{(W+CO_2)}$	$f_{(W+CO_2)}$	$df_{(W+CO_2)}/dS_{(W+CO_2)}$	RAP (m^3/m^3)	R (ft^3/bl)	Q_o (bppd)	Q_w (bpd)	Q_g (Mft ³)
3 059	0.635	0.811	2.8484	0	439	241.0	0.0	105.8
3 512	0.650	0.851	2.4810	7	3354	35.7	255.6	119.8
4 161	0.665	0.886	2.0945	10	4571	27.5	265.8	125.6
5 053	0.680	0.914	1.7247	13	6324	20.6	274.3	130.5

Tabla 5. 23 Cálculo de la producción de petróleo agua y gas por inyección de 2 ó mas baches combinados

Al igual que en los escenarios anteriores se propone un límite de producción de petróleo mayor a 20 bppd. A diferencia de los otros escenarios, se debe tomar en cuenta en la evaluación económica la producción y manejo de agua y CO₂.

La Figura 5.68 muestra la producción de petróleo y la relación (agua + CO₂ disuelto)-petróleo producido contra el tiempo

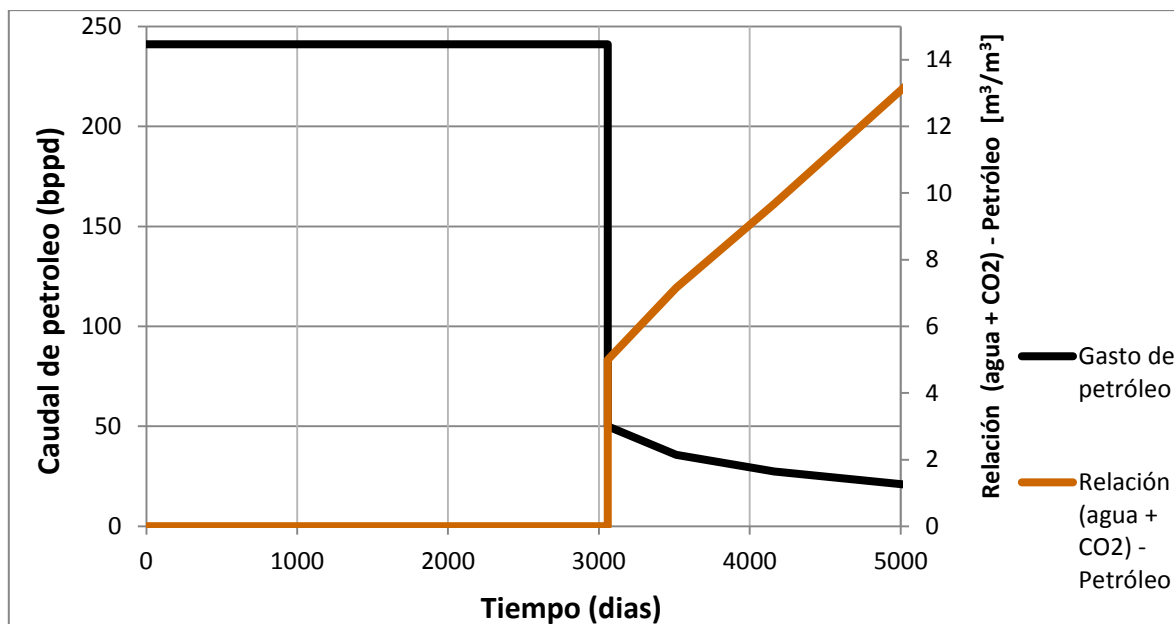


Figura 5. 68 Producción de petróleo y relación agua-petróleo

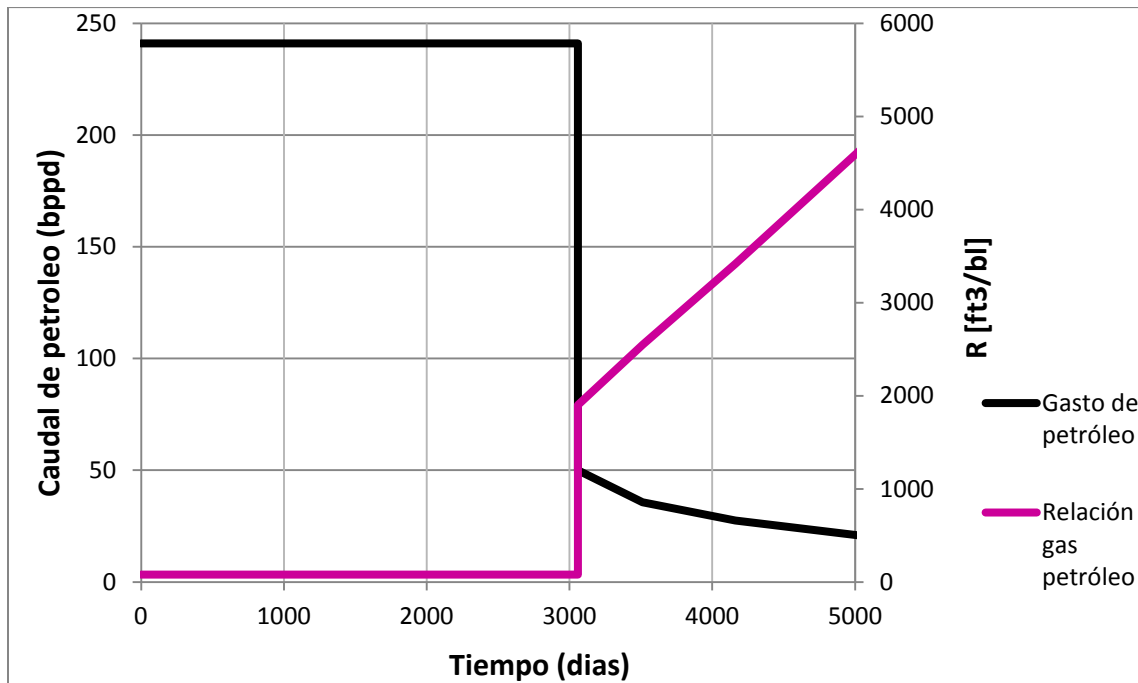


Figura 5. 69 Producción de petróleo y relación gas petróleo para la IAAG

De la Figura 5.68 se observa que la relación agua-petróleo es similar al escenario de inyección de agua. Sin embargo la Figura 5.69 muestra una relación gas-petróleo mucho menor que la mostrada en el escenario de inyección de CO₂. Esto último se explica por la disolución del CO₂ tanto en el petróleo como en el agua.

Para el tiempo propuesto de inyección (5000 días aproximadamente) se tuvo una recuperación final de poco más de 842 000 barriles de petróleo. Mientras que la producción de agua fue de 588 000 barriles así como 245 millones de pies cúbicos de gas.

5.6.6 Comparación de resultados

Para realizar una comparación entre la inyección de metano, CO₂, agua, gas y agua alternada con CO₂ es necesario visualizar el comportamiento de los flujos fraccionales en una misma gráfica.

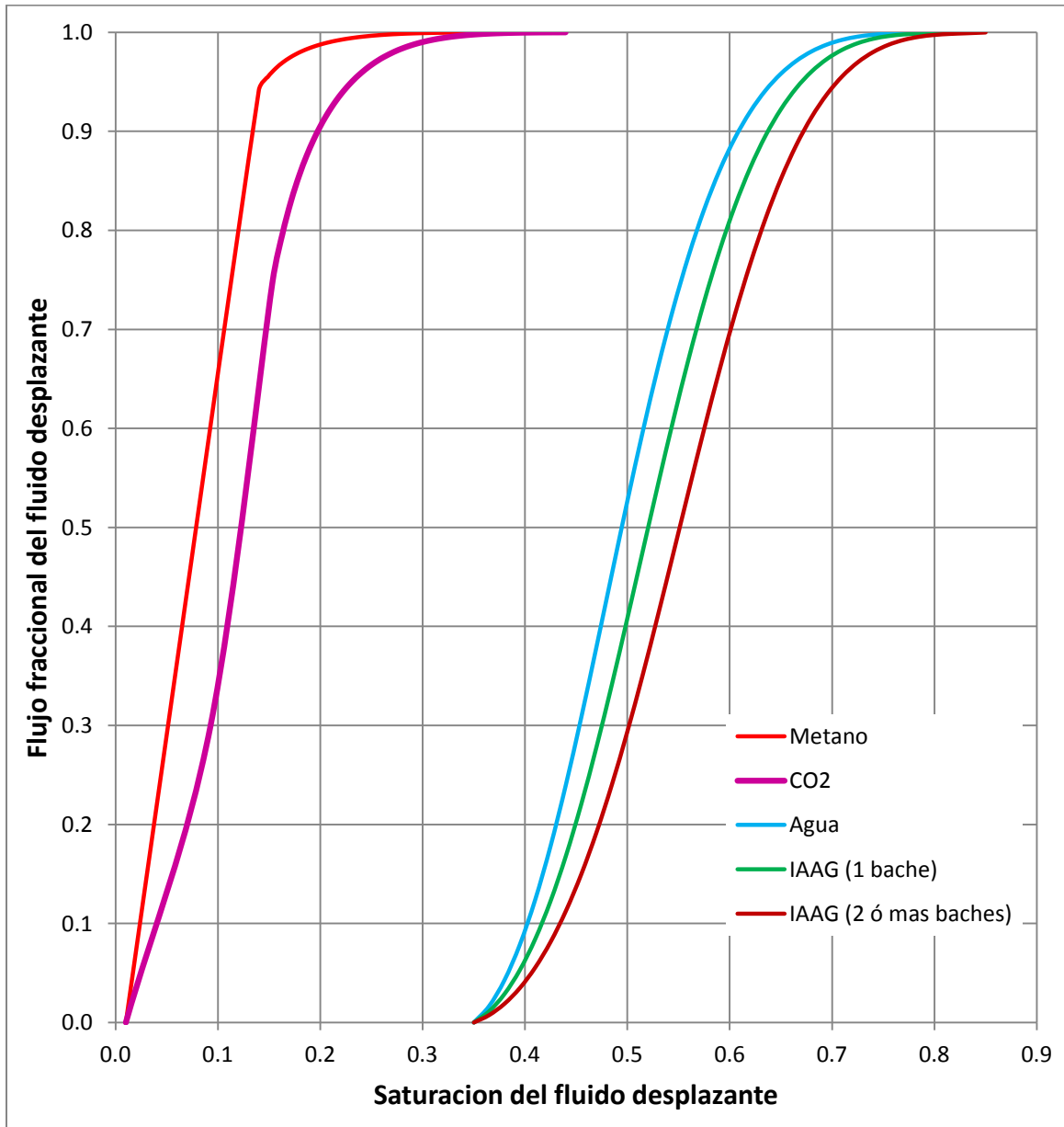


Figura 5. 70 Gráfica comparativa entre los diferentes escenarios de inyección propuestos

Como se explicó al inicio de este capítulo, mientras más a la derecha se desplace una curva de flujo fraccional, mayor será la recuperación de petróleo que se quiera desplazar. Por lo tanto, claramente se aprecia que la IAAG es la mejor opción para desplazar petróleo con los datos manejados correspondientes al paleocanal de Chicontepec.

La inyección de metano muestra una baja recuperación, menor que la recuperación con inyección de CO₂ y mucho menor que con la inyección de agua. Sin embargo aunque el agua mejora la recuperación que se tiene con metano y CO₂, esta recuperación es menor que la que se tiene con IAAG.

En la Tabla 5.24 se resumen los parámetros más importantes en los diferentes tipos de inyección para tiempos anteriores a la surgencia. **Estos resultados aun no contemplan la eficiencia areal de cada tipo de inyección**, pero muestran la eficiencia vertical obtenida por el método de Buckley y Leverett. La eficiencia vertical se obtiene de la siguiente manera:

$$E_V = \frac{Np_{(B\&L)}}{N} \quad \text{Ec. (5.28)}$$

Donde

E_V	Eficiencia vertical
$Np_{(B\&L)}$	Volumen de petróleo estimado por Buckley y Leverett (bls)
N	Volumen de petróleo original estimado (bls)

y

$$N = \frac{6.29 \left(\frac{bl}{m^3} \right) l A_f \phi (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \quad \text{Ec. (5.29)}$$

Donde

l	Distancia entre plano de pozos inyectores y pozos productores (m)
A_f	Área transversal de flujo (m ²)
ϕ	Porosidad promedio
S_{wi}	Saturación inicial de agua
B_{oi}	Factor de volumen original del aceite (m ³ /m ³)

Sustituyendo para obtener N

$$N = \frac{6.29 \left(\frac{bl}{m^3} \right) (346 m) (12000 m^2) (0.1) (1 - 0.35)}{1.24}$$

$$N = 1\,370\,420 \text{ bls}$$

Escenario Parámetro	Inyección de metano	Inyección de CO ₂	Inyección de agua	IAAG (1 bache)	IAAG (2 ó más baches)
Saturación del fluido desplazante en el frente	0.140	0.150	0.545	0.58	0.635
Saturación promedio del fluido desplazante detrás del frente	0.148	0.197	0.620	0.66	0.701
Flujo fraccional del fluido desplazante en el frente	0.941	0.747	0.720	0.75	0.812
Tiempo de surgencia (días)	1 202	1 631	2 360	2 672	3 059
Producción de petróleo (Barriles)	289 800	393 100	568 900	644 200	737 400
Eficiencia Vertical (%)	17	23	33	38	43

Tabla 5. 24 Resumen de resultados para los diferentes tipos de inyección antes de la surgencia

La Tabla 5.25 resume los resultados obtenidos para los diferentes tipos de inyección cuando se alcanza el límite de la vida económica propuesta ($q_o > 20$ bppd). **Estos resultados aun no contemplan la eficiencia areal de cada tipo de inyección.**

Escenario Parámetro	Inyección de CO₂	Inyección de agua	IAAG (1 bache)	IAAG (2 ó más baches)
Vida económica (días)	4 300	4 410	4 500	5 050
Saturación promedio del fluido desplazante detrás del frente al límite de la vida económica	0.24	0.66	0.69	0.73
Producción de petróleo adicional después de la surgencia (barriles)	111 600	106 900	72 800	104 600
Producción de petróleo total (barriles)	504 800	675 800	717 000	842 000
Eficiencia Vertical (%)	30	40	42	49
Producción de agua (barriles)	-	482 800	455 800	588 100
Producción de gas (barriles)	20 130	-	5 056	4 665

Tabla 5. 25 Resumen de resultados para los distintos tipos de inyección hasta el final de la vida económica propuesta

5.6.5 Eficiencia volumétrica

Los resultados obtenidos previamente corresponden a la inyección por medio de dos pozos inyectoros y un pozo productor. Si se desea conocer la recuperación total de petróleo en un volumen poroso es necesario calcular la eficiencia volumétrica.

Como se definió en el capítulo 3, la eficiencia volumétrica es el producto de la eficiencia areal y la eficiencia vertical. El método de Buckley y Leverett es una herramienta que permite conocer la eficiencia vertical, por lo que ahora es necesario hacer una estimación de la eficiencia areal.

5.6.5.1 Determinación de la eficiencia areal

La eficiencia areal se obtiene a través de un método gráfico y es necesario obtenerla al momento de surgencia y para tiempos posteriores. Para obtener la eficiencia areal en los cuatro escenarios que se han manejado (inyección de metano, inyección de CO₂, inyección de agua e inyección de agua alternada con CO₂) se usa la Figura 5.71. Para usar esta gráfica se necesitan conocer las relaciones de movilidades que se presentan durante la surgencia y los volúmenes porosos desplazables (V_D) para cada escenario.

- **Volumen poroso desplazable, V_D :**

$$V_D = \frac{V_i}{(V_p)_{arreglo}(\Delta S_o)_{max}} = \frac{V_i}{(V_p)_{arreglo}(1-S_{wi}-S_{or})} \quad Ec. (5.9)$$

donde:

V_i = volumen de fluido inyectado acumulado, bls

$(V_p)_{arreglo}$ = volumen poroso del arreglo, bls

$(\Delta S_o)_{max}$ = saturación de petróleo desplazable máxima

Como se comentó anteriormente, el volumen poroso inyectado, se obtiene del inverso de la pendiente de la recta tangente a un valor de la curva de flujo fraccional a cierta saturación de fluido desplazante. Mientras la saturación del fluido desplazante sea mayor, se obtendrán mayores volúmenes porosos inyectados.

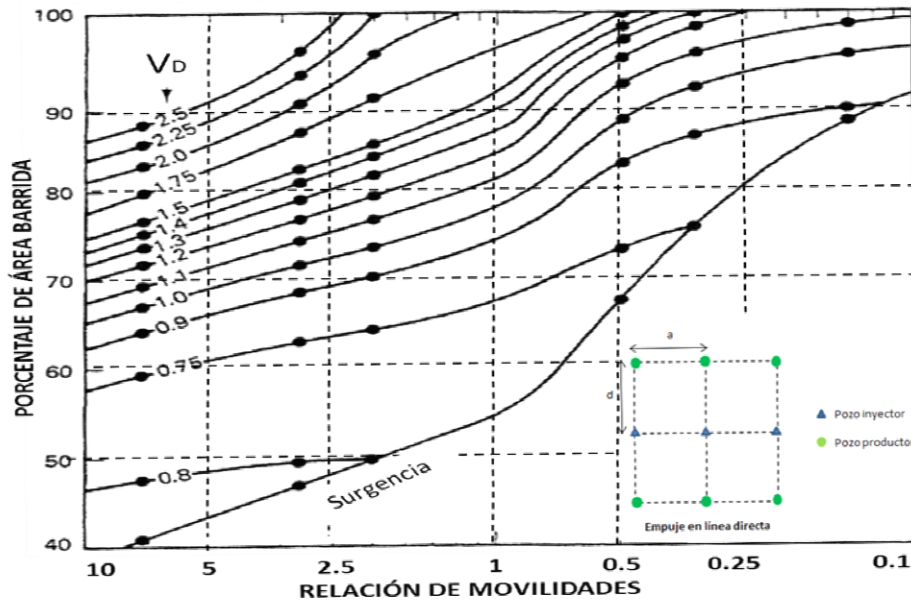


Figura 5. 71 Gráfica de eficiencia areal en función de la relación de movilidades y del volumen poroso desplazable para un empuje en línea directa

Para el cálculo de las relaciones de movilidades de cada escenario de inyección se utilizó la ecuación 5.28, basada en la siguiente figura:

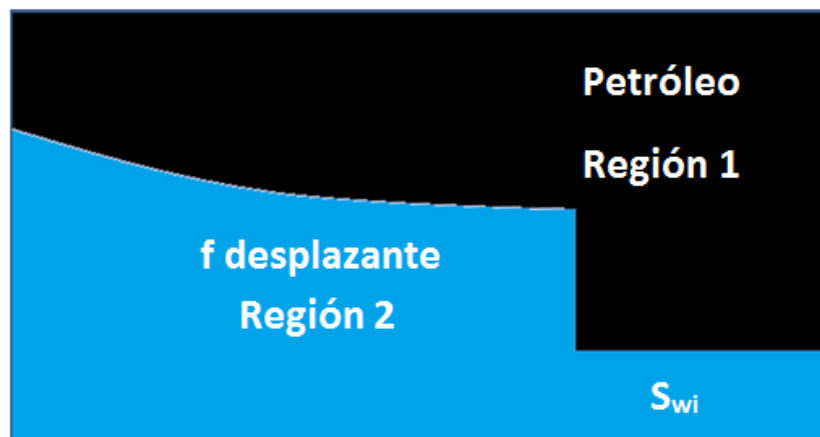


Figura 5. 72 Perfil de saturaciones en un desplazamiento inmisible⁵²

En la Figura 5.72, la región 2 representa el frente de desplazamiento de un fluido inyectado a cierto tiempo. En esta región, el fluido desplazante y petróleo se mueven simultáneamente. La región 1 representa la porción no barrida del yacimiento, en ésta región solo se mueve el petróleo.

Por convención, el cálculo de la relación de movilidades para cualquiera de los tipos de inyección propuestos, debe ser realizado al tiempo de surgencia. Es decir, las permeabilidades y las viscosidades de los fluidos en la región 2, deben tomarse en base a la saturación promedio del fluido desplazante al momento de la surgencia (saturación obtenida de la extrapolación de la recta tangente a la curva de flujo fraccional). Debido a que en la región 1 solo es móvil el petróleo, la permeabilidad y viscosidad del petróleo se debe tomar considerando únicamente las saturaciones iniciales dentro del yacimiento (antes de cualquier inyección).

La ecuación 5.28 representa la relación de movilidades para desplazamientos inmiscibles⁵²:

$$M = \frac{\lambda_2}{\lambda_1} = \frac{\left(\frac{k_f \text{ desp} + k_o}{\mu_f \text{ desp} \mu_o}\right)_2}{\left(\frac{k_o}{\mu_o}\right)_1} \quad \text{Ec. (5.28)}$$

donde:

M	Relación de movilidades
λ_1	Movilidad del petróleo en la región 1
λ_2	Movilidad de los fluidos en la región 2
$k_f \text{ desp}$	Permeabilidad relativa al fluido desplazante
$\mu_f \text{ desp}$	Viscosidad del fluido desplazante
k_o	Permeabilidad relativa al petróleo
μ_o	Viscosidad del petróleo

La Tabla 5.26 muestra el cálculo de las relaciones de movilidades para cada escenario de inyección y las variables que se usaron para obtenerlas.

ESCENARIO	REGION 1		REGION 2				M
	K _O	μ _O (cp)	K _{desp}	μ _{desp} (cp)	K _O	μ _O (cp)	
Inyección de metano	0.900	2.501	0.050	0.016	0.364	2.501	8.94
Inyección de CO ₂	0.900	2.501	0.086	0.060	0.225	1.667	4.39
Inyección de agua	1.000	2.501	0.182	0.400	0.099	2.501	1.24
IAAG (1 bache)	1.000	2.501	0.140	0.400	0.074	2.501	0.95
IAAG (2 ó mas baches)	1.000	2.501	0.120	0.400	0.035	2.501	0.79

Tabla 5. 26 Movilidades para los diferentes tipos de inyección

Eficiencia Areal del CO₂

Ahora es necesario calcular los volúmenes porosos desplazables en función de la saturación de fluido desplazante en el frente y del tiempo de inyección. La Tabla 5.27 muestra el cálculo del volumen poroso desplazable para diferentes saturaciones en el frente de CO₂ (inyección de CO₂) así como la eficiencia areal obtenida de la Figura 5.73 para cada valor de V_D.

S _{CO2}	df _{CO2} /dS _{CO2}	Tiempo (días)	f _{CO2}	V _D	Eficiencia Areal (%)
0.150	5.34	1 631	0.75	0.47	43
0.159	4.45	1 956	0.80	0.56	48
0.168	3.69	2 361	0.83	0.68	56
0.175	3.12	2 797	0.86	0.80	63
0.182	2.67	3 267	0.87	0.94	67
0.189	2.31	3 774	0.89	1.08	72

Tabla 5. 27 Calculo del V_D así como de las eficiencias areales para la inyección de CO₂

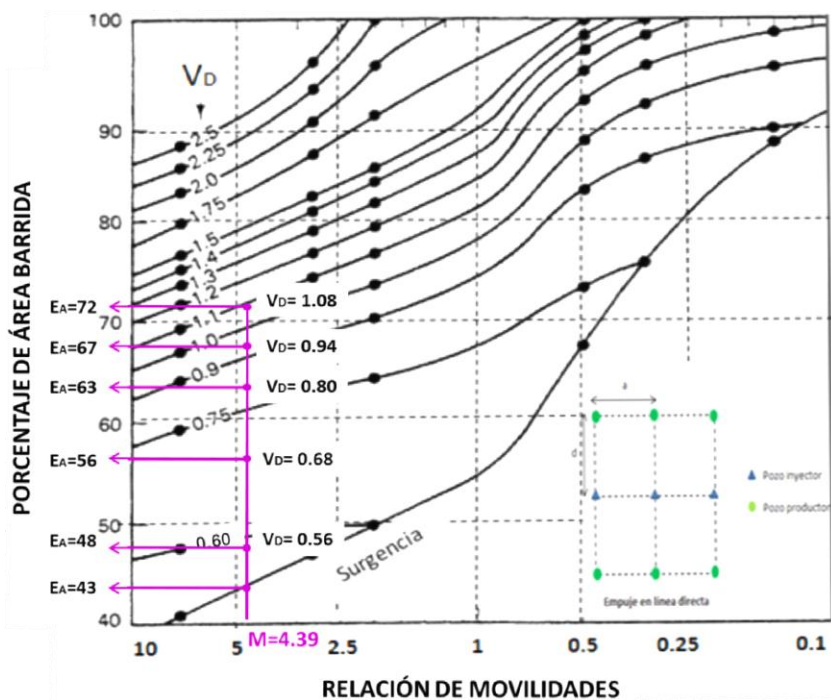


Figura 5. 73 Eficiencia areal en función de la relación de movilidades y el volumen poroso desplazable para el escenario de CO₂

Eficiencia areal del Agua

La Tabla 5.28 muestra el cálculo del volumen poroso desplazable para diferentes saturaciones en el frente de agua (inyección de agua) así como la eficiencia areal obtenida de la Figura 5.74 para cada valor de V_D .

S_w	df_w/dS_w	Tiempo (días)	f_w	V_D	Eficiencia Areal (%)
0.545	3.692	2 360	0.721	0.68	53
0.560	3.307	2 635	0.774	0.76	66
0.575	2.830	3 079	0.820	0.88	72
0.590	2.385	3 654	0.860	1.05	77
0.605	1.975	4 413	0.893	1.27	84

Tabla 5. 28 Cálculo del V_D así como de las eficiencias areales para la inyección de agua

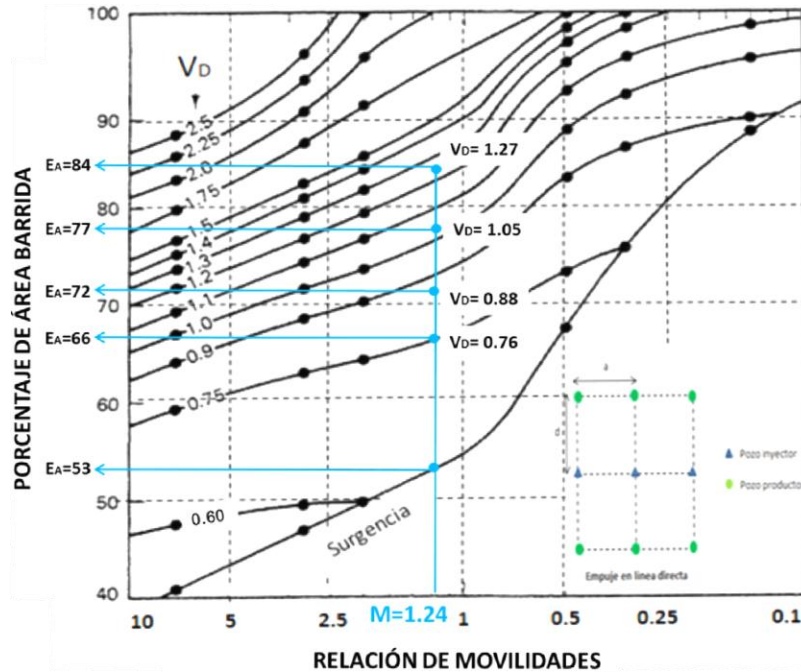


Figura 5. 74 Eficiencia areal en función de la relación de movilidades y el volumen poroso desplazable para el escenario de agua

Eficiencia areal de 1 bache combinado

La Tabla 5.29 muestra el cálculo del volumen poroso desplazable para diferentes saturaciones en el frente del bache combinado (agua + CO₂) así como la eficiencia areal obtenida de la Figura 5.75 para cada valor de V_D.

S _{w+CO2}	df _{w+CO2} /ds _{w+CO2}	Tiempo (días)	f _{w+CO2}	V _D	Eficiencia Areal (%)
0.575	3.209	2 715	0.727	0.78	54
0.605	2.759	3 158	0.824	0.91	75
0.620	2.339	3 726	0.863	1.07	79
0.635	1.939	4 493	0.895	1.29	86

Tabla 5. 29 Cálculo del V_D así como de las eficiencias areales para la IAAG (1 bache)

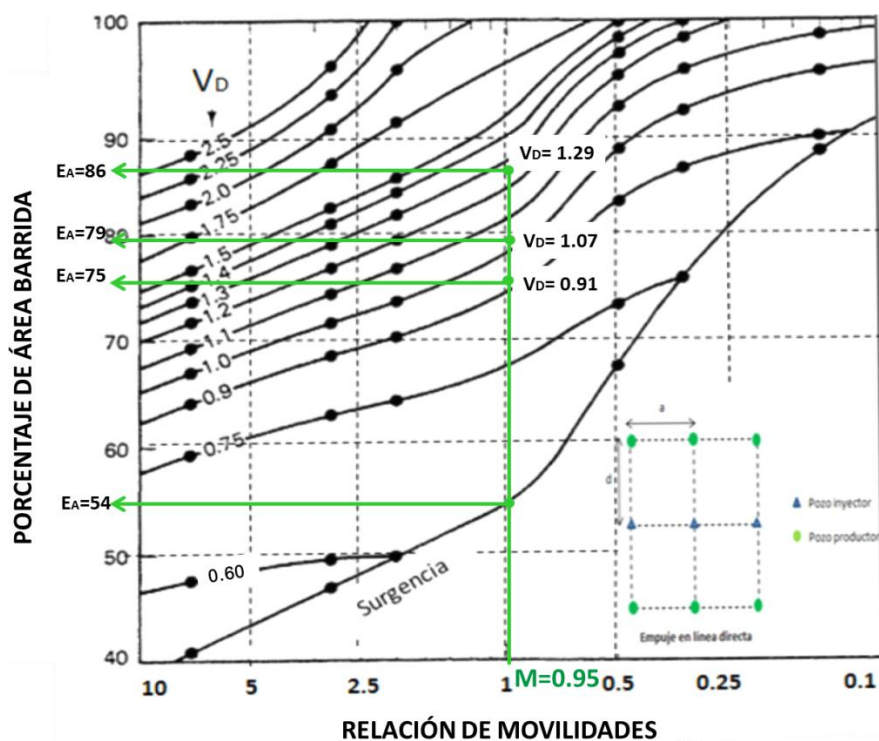


Figura 5. 75 Eficiencia areal en función de la relación de movilidades y el volumen poroso desplazable para el escenario de 1 bache combinado

Eficiencia areal de 2 ó mas baches combinados

La Tabla 5.30 muestra el cálculo del volumen poroso desplazable para diferentes saturaciones en el frente de 2 ó más baches combinados así como la eficiencia areal obtenida de la Figura 5.76 para cada valor de V_D .

S_{W+CO2}	df_{W+CO2}/dS_{W+CO2}	Tiempo (días)	f_{W+CO2}	V_D	Eficiencia Areal (%)
0.635	2.848	3 059	0.811	0.88	56
0.650	2.481	3 512	0.851	1.01	79
0.665	2.094	4 161	0.885	1.19	85
0.680	1.725	5 053	0.914	1.31	89
0.695	1.383	6 303	0.937	1.40	91

Tabla 5. 30 Cálculo del V_D así como de las eficiencias areales para la IAAG (2 ó mas baches)

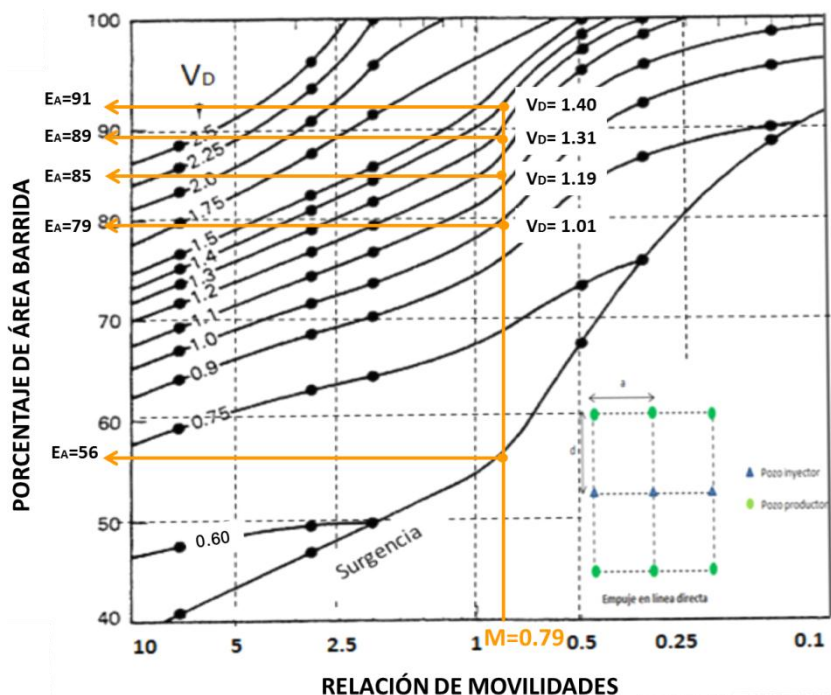


Figura 5. 76 Eficiencia areal en función de la relación de movilidades y el volumen poroso desplazable para el escenario de 2 baches combinados

Los resultados que se obtuvieron se muestran en la Tabla 5.31

ESCENARIO	RELACIÓN DE MOVILIDADES (M)	EFICIENCIA AREAL (%)	
		A la surgencia	Al limite económico
Inyección de metano	8.94	40	-
Inyección de CO ₂	4.39	43	72
Inyección de agua	1.24	53	84
Inyección de AAG (1 bache)	0.95	54	86
Inyección de AAG (2 baches)	0.79	56	91

Tabla 5. 31 Eficiencia areal para los diferentes tipos de inyección

La Tabla 5.32 se muestra una estimación de la eficiencia volumétrica al momento de la surgencia a partir de la eficiencia vertical obtenida por el método de Buckley y Leverett y la eficiencia areal obtenida por métodos gráficos.

Debido a que en la producción de petróleo por Buckley y Leverett (N_p) esta implícita la eficiencia vertical, la eficiencia volumétrica antes de la surgencia se calcula de la siguiente forma:

$$E_{vol} = \frac{N_{p\ B\&L} E_A}{N} \quad \text{Ec. (5.29)}$$

Donde:

E_{vol} Eficiencia volumétrica

$N_{p\ B\&L}$ Producción de petróleo por Buckley y Leverett

E_A Eficiencia Areal

N Volumen original de petróleo

Escenario	M	Np B&L (bls)	Eficiencia areal (%)	Eficiencia volumétrica (%)
Inyección de Metano	8.94	289 811	40	8
Inyección de CO ₂	4.39	393 117	43	12
Inyección de Agua	1.24	568 901	53	18
IAAG (1 bache)	0.95	644 171	54	25
IAAG (2 ó mas baches)	0.79	737 446	56	30

Tabla 5. 32 Estimación de la eficiencia volumétrica a la surgencia a partir del método de Buckley y Leverett y la eficiencia areal obtenida por métodos gráficos.

Ahora, es necesario realizar el cálculo de la eficiencia volumétrica que se tiene producto de la producción de petróleo después de la surgencia y la eficiencia areal al límite económico. Al sumar esta eficiencia volumétrica a la calculada a la surgencia, se obtiene la eficiencia volumétrica hasta el límite económico propuesto.

$$E_{vol\ l.e.} = E_{vol\ s} + \frac{(Np_{ds} * E_{A\ l.e.})}{N} \quad \text{Ec. (5.30)}$$

Donde

$E_{vol\ l.e.}$ Eficiencia volumétrica al límite económico

$E_{vol\ s}$ Eficiencia volumétrica a la surgencia

Np_{ds} Producción de petróleo adicional después de la surgencia por B&L

$E_{A\ l.e.}$ Eficiencia areal al límite económico

N Volumen original de petróleo

La Tabla 5.33 muestra una estimación de la eficiencia volumétrica para tiempos posteriores a la surgencia a partir de la eficiencia vertical obtenida por el método de Buckley y Leverett y la eficiencia areal obtenida por métodos gráficos.

Escenario	$E_{vol\ s}$ (%)	Np_{ds} (bls)	$E_{A\ l.e.}$ (%)	$E_{vol\ l.e.}$ (%)
Inyección de CO ₂	12	81 391	72	17
Inyección de Agua	18	81 987	84	23
IAAG (1 bache)	25	67 468	86	30
IAAG (2 ó mas baches)	30	59 089	91	34

Tabla 5. 33 Estimación de la eficiencia volumétrica para tiempos posteriores a la surgencia a partir de la eficiencia vertical calculada y la eficiencia areal obtenida por métodos gráficos.

Por ultimo se muestra la Tabla 5.34 resumiendo las recuperaciones totales para cada escenario de inyección considerando la eficiencia volumétrica.

Escenario	M	Np a la surgencia (bls)	Np al limite económico (bls)
Inyección de Metano	8.94	115 924	-
Inyección de CO ₂	4.39	169 040	227 642
Inyección de Agua	1.24	244 627	313 496
IAAG (1 bache)	0.95	347 852	405 875
IAAG (2 ó mas baches)	0.79	412 970	466 741

Tabla 5. 34 Resumen de las recuperaciones totales para cada escenario de inyección propuesto.

Con la información de las Tablas 5.32 a 5.34 se puede observar que la inyección de agua alternada con CO₂ muestra la mayor recuperación del volumen original (eficiencia volumétrica) antes y después de la surgencia. Además se puede notar que mientras mas baches de agua y CO₂ se inyecten se obtendrá una mayor recuperación.

Observando los resultados obtenidos por métodos analíticos se puede pensar que la IAAG es la mejor opción para su implementación en el Área de Coapechaca, sin embargo, es necesario realizar un análisis económico donde se involucren las inversiones y los costos operativos de cada escenario de inyección.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La inyección de agua alternada con gas (IAAG) es un método que combina las ventajas de la inyección de agua (alta eficiencia de barrido macroscópica) y la inyección de gas (alta eficiencia de barrido microscópica) para obtener una mejor eficiencia de barrido y por lo tanto una mayor recuperación de petróleo.

Debido a la alta miscibilidad parcial del CO₂ en el petróleo y su alta viscosidad en comparación con otros gases, la inyección de CO₂ se muestra como una mejor opción para la recuperación de petróleo que la inyección de metano.}

Considerando las características promedio del área de Coapechaca, la inyección de agua muestra una mayor recuperación de petróleo en comparación a la inyección de metano o CO₂.

La relación de movilidades de la IAAG es menor que la se tendría inyectado agua y gas por separado, esta relación de movilidades disminuye a medida que se aumente el número de baches desplazante inyectados.

Como se pudo observar, la inyección de agua alternada con CO₂ se muestra como la mejor opción para su implementación en el Área de Coapechaca, si solo se considera la recuperación final de petróleo.

Actualmente no existe un método diseñado para modelar el comportamiento de la inyección de agua alternada con gas, por lo tanto, en este documento se hace una propuesta para representar la IAAG a partir del conocimiento de los efectos combinados que se tienen al inyectar baches de agua y gas alternadamente. Además, en este trabajo se ilustran las ventajas que se tienen al usar la IAAG como método de recuperación mejorada.

Como se menciono anteriormente, es de vital importancia realizar un análisis económico que complemente al análisis técnico realizado para decidir la factibilidad de la implementación de la recuperación secundaria/mejorada en el Área de Coapechaca.

Es recomendable contar un mayor número de datos de muestras del Área, para tener una predicción aun mejor.

BIBLIOGRAFÍA

1. - Morales Gil, Carlos A. "La importancia de los Hidrocarburos". Presentación de clase, Temas Selectos de la Ingeniería Petrolera. Febrero, 2011.
2. - S.M., Farouq Ali. "The Unfulfilled Promise of Enhanced Oil Recovery". SPE Webinar. 2012.
3. - A. A., Espie. "A New Dawn for CO₂ EOR". International Petroleum Technology Conference.
4. - Lake, Larry W. "Enhance Oil Recovery". University of Texas at Austin, 1989.
5. - Teknica Petroleum Services. "Enhance Oil Recovery". Junio 2001.
6. - S.M., Farouq Ali. "Steam Injection Theory – A Unified Approach" paper SPE 10746, 1982.
- 7.- Domínguez Evaristo, Gilberto Salvador. "Recuperación de Aceites Pesados por Inyección Cíclica de Vapor". Tesis de Licenciatura UNAM, 2009.
- 8.- Flores De Dios Mosqueda, Tania. "Procesos de Recuperación Mejorada Aplicados a Aceite Pesados". Tesis de Licenciatura UNAM, 2008.
- 9.- W., Holo. "Miscibility and Miscible Displacement", Journal of Petroleum Technology. SPE 9992.
- 10.- Sánchez Ramírez, Obed. "Recuperación Mejorada de Hidrocarburos mediante desplazamiento miscible con CO₂ en yacimientos naturalmente fracturados". Tesis de Licenciatura UNAM, 2009
- 11.- Lozano Segura, José Antonio, "Estudio de factibilidad del uso de CO₂ en el área tres hermanos". Tesis de Licenciatura UNAM, 2001.
- 12.- "CO₂ as Injection Gas for Enhanced Oil Recovery and Estimation of the Potential on the Norwegian Continental Shelf". Norwegian University of Science and Technology
- 13.- Sheng, James J. "Modern Chemical Enhance Oil Recovery, Theory and Practice"
- 14.- Don W. Green, G. Paul Willhite, "Enhanced Oil Recovery". SPE Textbook Series 1998.
- 15.- Norman, Chuck Juan C. Trombetta. "El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria" por Notas técnicas agosto 2007.
- 16.- E.C. Donaldson, G.V.Chilingarian, T.F. Yen "Microbial Enhance Oil Recovery".
- 17.- Producing EOR projects outside U.S. and Canada, Oil & Gas Journal, April 2, 2012.
- 18.- Producing Canadian EOR Projects, Oil & Gas Journal, April 2, 2012.
- 19.- Active U.S. EOR Projects, Oil & Gas Journal, April 2, 2012.

- 20.- U.S. EOR Production, Oil & Gas Journal, April 2, 2012.
- 21.- Producing Canadian EOR Projects, Oil & Gas Journal, April 2, 2012.
- 22.- Planned EOR Projects Worldwide, Oil & Gas Journal, April 2, 2012.
- 23.- Serrano Saldaña, Enrique. "Recuperación Mejorada de Hidrocarburos", Presentación de clase de Recuperación Secundaria y Mejorada. Febrero 2012.
- 24.- Taber and Martin, "Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil" SPE 12069. San Francisco, California. 1983.
- 25.- Zick, A. A. "A combined condensing/vaporizing mechanism in the displacement of oil by enriched gases". SPE paper 15493, Septiembre de 1987.
- 26.- Novosad, Z. & Costain, T. G., "Mechanism of miscibility development in hydrocarbon gas-drives, new interpretation." SPE Paper 16717, Octubre de 1986.
- 27.- Holm, L. W. and Josendal, V. A. "Discussion of Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressures". JPT, May 1980.
- 28.- Holm, L. W. and Josendal, V. A. "Mechanisms of Oil Displacement by Carbon Dioxide". JPT, Dec. 1974.
- 29.- Mungan, N. "Carbon Dioxide Flooding – Fundamentals". J. Cdn. Pet. Tech. (Jan.-March 1981)
- 30.- Holm, L. W. and Josendal, V. A. "Effect of oil composition on Miscible-Type Displacement by Carbon Dioxide
- 31.- Yellig, W. F. and Metcalfe, R. S. "Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressures". JPT, Jan. 1980.
- 32.- Johnson, J.P. and Polling, J. S. "Measurement and Correlation of CO₂ Miscibility Pressures" paper SPE presented at 1981, Tulsa.
- 33.- Alston, R. B., Kokolis, G. P. and James, C. F. "CO₂ Minimum Miscibility Pressure: A Correlation for Impure CO₂ Stream and Live Oil Systems". SPEJ, April 1985.
- 34.- Sebastian, H. M., Wenger, R. S. and Renner, T. A. "Correlation of Minimum Miscibility Pressure for Impure CO₂ Streams". JPT, Nov. 1985.
- 35.- A. Barrufet, Maria. "Polymer and Thermal Enhanced Oil Recovery Processes". Texas A&M University
- 36.- <http://www.kalipedia.com/ecologia/tema/fotos-difusion-permanganato-potasio.html>
- 37.- Ahmed Tarek. Reservoir Engineering Handbook .2001

- 38.- J.R. Christensen, E.H. Stenby, A. Skauge. SPE Review of WAG field experience. Abril 2001
- 39.- Department of Energy of United States of America.
- 40.- E.H. Caudle and A. B. Dyes . “Improving Miscible Displacement by Gas-Water Injection
- 41.- Wafaa Al-Ghanim, Ridha Gharbi, Meshal Algharaib. SPE Designing a Simultaneous Water Alternating Gas Process for Optimizing Oil Recovery. 2009
- 42.- Al-Mamari, Al-Shuraiqui, Y.M Al-Wahaibi. SPE Numerical Simulation and Experimental Studies of Oil Recovery via First-Contact Miscible Water Alternating Gas Injection Within Shaley Porous Media. 2007
- 43.- S.A.T Nezhad, M.R.R Mojarad, S.J. Paitakthi, J.S. Moghadas and D.R. Farahmand. SPE Experimental Study on Applicability of Water-Alternating-CO₂ Injection in the Secondary and Tertiary Recovery. 2006
- 44.- Nabil Drid, Djebbar Tiab. SPE The Performance of WAG in a Stratified Reservoir, Hassi-Messaoud Field, Algeria. 2004
- 45.- Néstor L. Sanchez. SPE Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects. 1999
- 46.- “Dictamen del Proyecto Agua Fría – Coapechaca”. Comisión Nacional de Hidrocarburos, Diciembre 2010.
- 47.- “Información técnico económica” Proyecto Aceite Terciario del Golfo, Activo Integral Aceite Terciario del Golfo Sector 6 Agua Fría-Coapechaca. Diciembre 2010.
- 48.- Paris de Ferrer, Magdalena. “Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos”. 2001
- 49.- Robert Smith, Charles. “Mechanics of Secondary Oil Recovery”. 1966.
- 50.- F. Craig, Forrest. “The reservoir engineering aspects of waterflooding”. 1971.
- 51.- Bashbush Bauza, José Luis. Experiencia académica y profesional.
- 52.- Bashbush Bauza, José Luis. “Capítulo 2 Métodos de desplazamiento inmisible”, presentación de clase, Recuperación Mejorada. Posgrado UNAM, Agosto 2012.