



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada”

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

LUIS EDGAR RIVERA CHÁVEZ

DIRECTOR DE TESIS:

ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS



MÉXICO, D.F. ABRIL DE 2015



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.

AGRADECIMIENTOS

A mi familia

Por su apoyo incondicional a cada instante, a ustedes pertenece cada uno de mis triunfos sin lugar a duda, agradezco infinitamente la confianza, empeño y dedicación para forjarme como persona, y en especial por sus demostraciones de afecto durante momentos difíciles que han quedado atrás. Los amo y les dedico este trabajo a ustedes principalmente, son el motor que me mueve.

A mi madre

Por haberme dado vida, educación y ganas de superación, empuje para avanzar, consejos, amor y cuidado, te amo mamá y lo sabes, no bastarían cien páginas para describir lo que siento, te dedico esta tesis.

A mi padre

Eres mi mejor amigo, te agradezco por tus buenos consejos, amor y esfuerzo cada día para que tuviera lo necesario, por alentarme a alcanzar las estrellas y soñar con un mejor mañana cada día.

A mi hermana

Yarisol, te agradezco por todo tu apoyo y confabulación en cada momento, tus consejos me abren los ojos y no hubiera llegado a este momento sin ti hermana, admiro tu fortaleza y empuje, te quiero.

A mi tío José Alberto

No tengo palabras suficientes para agradecerte todo el apoyo que me has dado desde siempre, tu complicidad en mis locuras, tus consejos, experiencias y cariño. ¡Lo logramos colega!

Al M.I Tomás Eduardo Pérez García y al Ing. Octavio Steffani Vargas

Gracias por el apoyo en el desarrollo de este trabajo, a Tomás por haberme dado la oportunidad de dar clases de RSM. Por el apoyo que me dieron ambos, jamás hubiera aprendido tanto sin sus consejos y tiempo dedicado a que aprenda. Por su experiencia compartida, éste trabajo salió gracias a ustedes.

A mis profesores

A todos y cada uno de ellos que me forjaron a lo largo de mi carrera, por compartir sus conocimientos y experiencia. En especial a: Dr. José Sandoval, Germán López, Ulises Neri, Gaspar Franco, Edgar Meza, Dr. Rafael Herrera, Israel Castro, Erick Gallardo, Dr. Luis De la Cruz, Agustín Velazco y Dr. Enrique Serrano.

A mis amigos, compañeros y alumnos

A ustedes que me acompañaron en aulas, fiestas, etc. Son parte de mí y los llevo en el corazón. En especial a Danelys Leonor de la Universidad Industrial de Santander por su apoyo en esta tesis.

A mi amada UNAM y Facultad de Ingeniería

A ti que me acogiste mi amada UNAM durante tanto tiempo y a ti mi amada Facultad que me enseñaste tanto, les dedico este trabajo esperando que sirva para forjar nuevos ingenieros petroleros, siempre estaré en deuda con ustedes.

“No hay mejor forma de aprender... que enseñando.”

Contenido

FIGURAS	VII
ABSTRACT	XIII
RESUMEN	XV
OBJETIVO	XVII
1. INTRODUCCIÓN	19
1.1 La Recuperación por comportamiento primario	19
1.1.1 La Recuperación primaria.....	19
1.1.2 Las fuerzas presentes en los yacimientos	19
1.1.3 Mecanismos de producción por comportamiento primario	25
1.1.3.1 Producción primaria de acuerdo al empuje predominante.....	25
1.1.3.2 Producción en yacimientos convencionales y no convencionales.....	27
1.2 Introducción a la recuperación Incremental de hidrocarburos	30
1.2.1 Aceite incremental	31
1.2.2 Recuperación Secundaria	33
1.2.3 Recuperación Mejorada	33
1.2.4 Recuperación Avanzada	35
1.3 Necesidad de la Recuperación Secundaria, Mejorada y Avanzada	36
2. ECUACIONES BÁSICAS PARA FLUJO DE FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS	37
2.1 Suposición de un medio continuo	37
2.1.1 El número de Knudsen	39
2.2 Conservación de materia	40
2.2.1 Definición de términos	40
2.2.2 Teorema del transporte de Reynolds.....	42
2.2.3 La conservación de masa.....	46
2.2.4 Ecuación de continuidad	47
2.3 Conservación de energía	47
2.4 Ecuación de flujo fraccional y Avance frontal	51
2.4.1 Deducción de la ecuación de flujo fraccional.....	51
2.4.2 Ecuación de avance frontal	54
3. CONCEPTOS PETROFÍSICOS Y DEL COMPORTAMIENTO DE FASES	57
3.1 Petrofísica	57
3.1.1 Porosidad.....	58

3.1.2	Permeabilidad	61
3.1.3	Presión Capilar	72
3.1.4	Saturación de fluidos.....	76
3.1.5	Mojabilidad	78
3.2	Comportamiento de fases.....	81
3.2.1	Definiciones.....	81
3.2.2	Comportamiento de fases de componentes puros.....	82
3.2.3	Comportamiento de fases en mezclas	84
3.2.4	Principios de diagramas ternarios.....	87
4.	EFICIENCIA EN LA RECUPERACIÓN ADICIONAL DE ACEITE	89
4.1	La relación de movilidades (M)	89
4.2	Arreglos de pozos inyectores y productores	92
4.3	Las eficiencias de barrido.....	95
4.3.1	Eficiencia Areal	96
4.3.2	Eficiencia Vertical	97
4.3.3	Eficiencia volumétrica	99
4.3.4	Eficiencia de desplazamiento	103
4.4	El Número capilar o teoría VISCAP	104
4.4.1	Efectos al modificar el número capilar (Nca)	106
4.5	La heterogeneidad del yacimiento	108
4.5.1	Heterogeneidad areal	108
4.5.2	Coeficiente de Lorenz.....	109
4.5.3	Coeficiente de Dykstra & Parsons	109
5.	RECUPERACIÓN SECUNDARIA	111
5.1	Definiciones	112
5.1.1	Desplazamiento.....	112
5.1.2	Etapas de un desplazamiento inmisible	112
5.1.3	Tipos de fluido en un desplazamiento	113
5.1.4	Frente de invasión o desplazamiento	114
5.1.5	Tipos de desplazamiento.....	115
5.2	El agua de inyección	115
5.3	Inyección en Recuperación Secundaria	116
5.3.1	Inyección de agua y/o gas	116
5.3.2	La forma de inyectar fluidos al yacimiento	117
5.4	La historia de saturaciones	121
5.4.1	Efecto de la mojabilidad en un desplazamiento.	121
5.4.2	Efecto de la presión capilar en un desplazamiento.....	122

5.4.3	Efecto del ángulo de buzamiento en un proyecto de inyección.	122
5.4.4	Efecto de la viscosidad al flujo del agua y el aceite.	123
5.5	Cálculos en un proyecto de Recuperación Secundaria	124
5.6	Cálculos en yacimientos homogéneos	126
5.6.1	Buckley-Leverett.....	126
5.6.2	Ejemplos de cálculo para Buckley y Leverett	132
5.7	Cálculos en Yacimientos estratificados (variación vertical de la permeabilidad)	154
5.7.1	Método de W. Stiles.....	154
5.7.2	Ejemplos de cálculo para Stiles	158
5.7.3	Método de Dykstra-Parsons.....	175
5.7.4	Ejemplo de cálculo para Dykstra-Parsons	189
6.	RECUPERACIÓN MEJORADA	199
6.1	Definición y clasificación de Enhanced Oil Recovery (EOR)	199
6.2	Métodos térmicos.....	203
6.2.1	Inyección de vapor	204
6.2.2	Inyección de agua caliente	207
6.2.3	Inyección de aire (Combustión In-Situ)	208
6.2.4	Drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD)	211
6.3	Métodos químicos	213
6.3.1	Inyección de soluciones alcalinas	213
6.3.2	Inyección de surfactantes.....	215
6.3.3	Inyección de polímeros	218
6.3.4	Combinaciones ASP.....	220
6.3.5	Inyección de espumas	222
6.4	Inyección de miscibles.....	224
6.5	Otros métodos de recuperación Mejorada	227
6.5.1	Inyección de gases.....	227
6.5.2	Inyección de agua alternando gas (WAG)	229
6.5.3	Recuperación Mejorada con Microorganismos (MEOR)	230
6.6	Los criterios de Selección EOR (“Screening”).....	231
7.	RECUPERACIÓN AVANZADA.....	236
7.1	Qué incluye la recuperación avanzada (IOR)	236
7.1.1	Técnicas IOR a nivel de pozo	237
7.1.2	Técnicas IOR a nivel de yacimiento	237
7.1.3	Técnicas IOR en instalaciones superficiales.....	238
7.1.4	Técnicas IOR Administrativas	239

7.2	Conclusiones acerca de la Recuperación Avanzada (IOR)	239
8.	CONCLUSIONES	240
	BIBLIOGRAFÍA.....	241

FIGURAS

Figura 1	Diferencial de volumen y superficies isobáricas (Rodríguez Nieto R. D., 1987)	20
Figura 2	Viscosidad de aceite en función de presión a temperatura constante (Cuautli, 2005)	23
Figura 3	Canal de poro circular que representa las fuerzas de inercia (Ursin, 2004)	24
Figura 4	Influencia de los mecanismos de producción primaria. (Satter & Thakur, 1994)	26
Figura 5	Hidratos de metano. (De la Vega Villar, 2012)	28
Figura 6	Muestra de arenas bituminosas (Ring, 2014).....	28
Figura 7	Aceite extrapesado.....	29
Figura 8	Coalbed Methane (Metano en lechos de carbón). (Benson, 2014)	29
Figura 9	Potencial de hidrocarburos en lutitas (Escalera Alcocer, 2012).....	30
Figura 10	Aceite Incremental en Recuperación Mejorada (Lake, 1989)	32
Figura 11	Aceite Incremental en un yacimiento cualquiera. (Rodríguez de la Garza, 2013)	32
Figura 12	Clasificación de los métodos de Recuperación Mejorada (CNH, 2012)	34
Figura 13	La Recuperación Avanzada Abarca Secundaria y Mejorada.....	35
Figura 14	Partículas en movimiento y frontera conocida (Cadavid R. & Gómez Cataño, 2011).....	37
Figura 15	Agrupación de partículas en un dV. (Cadavid R. & Gómez Cataño, 2011)	38
Figura 16	Partículas (dV) creando un punto material (Cadavid R. & Gómez Cataño, 2011).....	38
Figura 17	Evolución de consideraciones para el continuo (Cadavid R. & Gómez Cataño, 2011).....	38
Figura 18	Trayectoria de una molécula a través de un sistema definido (Serrano Saldaña, 2012)	39
Figura 19	El Sistema y Volumen de control coinciden en $t=0$ (Ranalli, 2014)	42
Figura 20	Volumen de control estacionario y cambio de posición del sistema. (Ranalli, 2014).....	43
Figura 21	Comportamiento del sistema y volumen de control en $t=t+dt$ (Ranalli, 2014).....	43
Figura 22	Superficie dA como frontera de un volumen de control. (Modificada de (Ranalli, 2014))	45
Figura 23	Esquema del desplazamiento de aceite por agua en estrato con buzamiento hacia arriba.....	51
Figura 24	Definición de porosidad (Paris de Ferrer, 2009).....	58
Figura 25	Porosidad efectiva y no efectiva son la porosidad absoluta (Paris de Ferrer, 2009)	59
Figura 26	Efecto del tamaño de grano sobre la permeabilidad. (Bidner, 2001)	62
Figura 27	Modelo de flujo lineal en medio poroso (Mc. Kinney & Ahmed, 2005).....	63
Figura 28	Modelo de flujo radial. (Mc. Kinney & Ahmed, 2005).....	64
Figura 29	Flujo lineal en estratos con diferente ancho (área transversal) (Mc. Kinney & Ahmed, 2005) ...	66
Figura 30	Flujo lineal a través de capas paralelas (Mc. Kinney & Ahmed, 2005).....	67
Figura 31	Flujo en estratos paralelos con diferente permeabilidad (Mc. Kinney & Ahmed, 2005).....	68
Figura 32	Comportamiento típico del flujo de dos fases. (Mc. Kinney & Ahmed, 2005)	70
Figura 33	Curvas de Permeabilidad relativa gas-aceite. (Mc. Kinney & Ahmed, 2005)	71
Figura 34	Efecto de la histéresis en la permeabilidad relativa. (Mc. Kinney & Ahmed, 2005)	71
Figura 35	Relación de presiones en un tubo capilar (Mc. Kinney & Ahmed, 2005).....	73
Figura 36	Contacto idealizado de fluido mojante y una superficie considerada esférica (Rivera V., 2004)	74
Figura 37	Presión capilar en capilares de diferente diámetro (Rivera V., 2004).....	74
Figura 38	Curva típica de presión capilar (Paris de Ferrer, 2009)	75
Figura 39	Efecto del tamaño y distribución de poros sobre la relación P_c Vs S_w	75
Figura 40	Condiciones de mojabilidad en superficies planas y tubos capilares (Honarpour, Koederitz, & Harvey, 1986)	78
Figura 41	Efecto de la mojabilidad en localización de agua irreductible (Según Amix).....	79

Figura 42 Distribución de fluidos en el medio poroso (según Craig).....	80
Figura 43 Diagrama de fase P Vs T para un componente puro. (Cuautli, 2005).....	82
Figura 44 Diagrama p-V para un componente puro.....	84
Figura 45 Envoltorio de fase para mezclas de hidrocarburos (composición constante). (Lake, 1989).....	84
Figura 46 Dilución esquemática de aceite por un componente puro volátil. (Lake, 1989).....	86
Figura 47 Diagrama presión-composición para una dilución de aceite. (Lake, 1989).....	86
Figura 48 Medición en diagramas ternarios de fases.....	87
Figura 49 Diagrama ternario de una mezcla. (Lake, 1989).....	88
Figura 50 Diagrama de fase pseudoternario donde se mezcla aceite y CO ₂ . (Cuautli, 2005).....	89
Figura 51 Diferentes arreglos de pozos para RSM. (Craig, 1971).....	93
Figura 52 Arreglo de inyección en línea directa. (Guillén, y otros, 2014).....	94
Figura 53 Arreglo de inyección en línea alterna. (Guillén, y otros, 2014).....	94
Figura 54 Ubicación de a y b para arreglos de pozos. Modificada de (Paris de Ferrer M. , 2001).....	95
Figura 55 Eficiencia de desplazamiento y volumétrica.....	95
Figura 56 Eficiencia de barrido areal. Modificada de (Paris de Ferrer M. , 2001).....	96
Figura 57 Eficiencias de barrido en yacimiento estratificado. (Lake, 1989).....	97
Figura 58 Eficiencia de barrido vertical y areal (Pérez García, 2013).....	97
Figura 59 Efectos de la gravedad en la eficiencia areal. (Willhite & Green, 1998).....	98
Figura 60 Correlación de Saturación de aceite a la ruptura Vs. $N_{ca}/\cos \theta$ (Moore y Slobod y Abrams, Abrams convirtió μ a [Poises] para consistencia dimensional. (Willhite & Green, 1998).....	105
Figura 61 Correlación del término N_{ca} con aceite residual (Abrams) (Willhite & Green, 1998).....	105
Figura 62 Correlación de N_{ca} incluyendo la relación de viscosidades con la saturación residual de aceite (Abrams). (Willhite & Green, 1998).....	106
Figura 63 Esquema de la curva de desaturación capilar (CDC). (Lake, 1989).....	107
Figura 64 Desplazamiento miscible en un cuarto de un arreglo de 5 pozos con relación de movilidad mayor a uno ($M > 1$); Digitación viscosa. (Willhite & Green, 1998).....	108
Figura 65 Distribución de la capacidad de flujo, yacimiento hipotético. (Craig, 1971).....	109
Figura 66 Distribución de permeabilidad en un yacimiento heterogéneo según Dykstra & Parsons. (Paris de Ferrer M. , 2001).....	110
Figura 67 Condiciones de saturación iniciales antes de un desplazamiento. (Paris de Ferrer M. , 2001).....	112
Figura 68 Distribución esquemática de los fluidos a un tiempo X de la inyección. (Craig, 1971).....	112
Figura 69 Distribución esquemática de los fluidos en la ruptura, surgencia o irrupción de agua. (Paris de Ferrer M. , 2001).....	113
Figura 70 Condiciones posteriores a la ruptura en una inyección inmisible. (Paris de Ferrer M. , 2001).....	113
Figura 71 Esquema de un desplazamiento tipo pistón en un sistema lineal.	114
Figura 72 Digitación viscosa en el frente de invasión. Modificada de (Willhite & Green, 1998).....	114
Figura 73 Lenguas de agua (Según Dietz). (Craig, 1971).....	114
Figura 74 Desplazamiento del tipo pistón con fugas. (Paris de Ferrer M. , 2001).....	115
Figura 75 Desplazamiento del tipo pistón sin fugas (Paris de Ferrer M. , 2001).....	115
Figura 76 Inyección central de gas en anticlinal. (Latil, Bardon, & Burger, 1980).....	117
Figura 77 Inyección periférica de agua en anticlinal. (Latil, Bardon, & Burger, 1980).....	117
Figura 78 Inyección simultánea en monoclinal. Modificada de (Latil, Bardon, & Burger, 1980).....	117
Figura 79 Arreglo de pozos para pruebas piloto. (Craig, 1971).....	118
Figura 80 Inyección en línea directa y en línea alterna. (Craig, 1971).....	118
Figura 81 Arreglo de 5 pozos. Derecha (Latil, Bardon, & Burger, 1980), izquierda (Craig, 1971).....	119

Figura 82 Arreglo de 7 pozos, normal e invertido. (Craig, 1971)	119
Figura 83 Arreglo de 9 pozos normal e invertido. (Craig, 1971)	119
Figura 84 Curva de Historia saturaciones. (Willhite, Waterflooding, 1986)	121
Figura 85 Efecto de la mojabilidad en el flujo fraccional. (Craig, 1971)	121
Figura 86 Efecto de la presión capilar en el flujo fraccional. (Paris de Ferrer M. , 2001)	122
Figura 87 Efecto del gasto y ángulo de buzamiento. (Craig, 1971)	122
Figura 88 Efecto de la viscosidad en el flujo fraccional. (Paris de Ferrer M. , 2001).....	123
Figura 89 Efecto de la viscosidad del aceite y la mojabilidad en el flujo fraccional. (Craig, 1971)	123
Figura 90 Gráfica de $\log(k_{ro}/k_{rw})$ para determinar los coeficientes a y b.	127
Figura 91 Gráfica de flujo fraccional f_w Vs S_w	135
Figura 92 Relación semi-log de la razón de permeabilidades relativas como función de la saturación de fluido desplazante.	139
Figura 93 Gráfica del flujo fraccional en relación a la saturación de agua.....	141
Figura 94 Gráfica de (f_w vs S_w)	142
Figura 95 Avance del frente de invasión a 100, 200 y 400 días.	147
Figura 96 Demostración de que el valor de S_w al punto de tangencia es también el punto donde se trazan las líneas del frente de invasión en el método de Buckley-Leverett.....	147
Figura 97 Gráfica de f_w en función de S_w	148
Figura 98 Avance del frente de invasión a 100, 200 y 400 días.	149
Figura 99 Gráfica del flujo fraccional en función de la saturación de agua donde se obtiene la saturación de agua a cierto flujo fraccional.....	150
Figura 100 Gráfica de $\log(k_{ro}/k_{rw})$ Vs S_w mostrando la relación de permeabilidades relativas una vez alcanzada la saturación de agua a la que ocurre la irrupción del frente de invasión.	151
Figura 101 Acomodo descendente de los estratos de acuerdo a su permeabilidad absoluta según Stiles. (Pérez García, 2013)	155
Figura 102 Esquema que muestra el arreglo para el método de Stiles. (Pérez García, 2013)	155
Figura 103 Permeabilidad y capacidad acumulativa como función del espesor acumulativo.....	160
Figura 104 Producción fraccional de agua como función de la recuperación fraccional.....	163
Figura 105 Diagrama de condiciones del método Dykstra-Parsons (Paris de Ferrer M. , 2001).....	175
Figura 106 Esquema de la intrusión del agua en los estratos según Dykstra y Parsons. (Rios, 2014)	176
Figura 107 Dos estratos mostrando el avance de los frentes a un tiempo. (Rios, 2014).....	177
Figura 108 Situación de irrupción en primer estrato, método de Dykstra y Parsons. (Rios, 2014)	177
Figura 109 La intrusión fraccional cuando irrumpen m de los n estratos. (Rios, 2014).....	178
Figura 110 Diagrama para calcular la relación agua-aceite mediante el método de Dykstra y Parsons en un sistema de dos estratos durante un desplazamiento de aceite por agua. (Rios, 2014)	179
Figura 111 Tabla para estimar puntos "% mayor que" en el método de Dykstra y Parsons. (Rios, 2014)	181
Figura 112 Hoja semilogarítmica para determinar el coeficiente de variación de Dykstra-Parsons. (Paris de Ferrer M. , 2001)	182
Figura 113 Intrusión fraccional para una WOR=1 en el método Dykstra-Parsons.....	183
Figura 114 Intrusión fraccional para una WOR=5 en el método Dykstra-Parsons.....	183
Figura 115 Intrusión fraccional para una WOR=25 en el método Dykstra-Parsons.....	184
Figura 116 Intrusión fraccional para una WOR=100 en el método Dykstra-Parsons.....	184
Figura 117 Gráfica para cálculo de recuperación usando Dykstra & Parsons. (Rios, 2014).....	185
Figura 118 Variación de permeabilidad y relación de movilidades a $R(1-S_w)$ constante para WOR=1. (Johnson Jr, 1956).....	187

Figura 119 Variación de permeabilidad y relación de movilidades a $R(1-0.72S_w)$ constante para $WOR=5$. (Johnson Jr, 1956).....	187
Figura 120 Variación de permeabilidad y relación de movilidades a $R(1-0.52S_w)$ constante para $WOR=25$. (Johnson Jr, 1956).....	188
Figura 121 Variación de permeabilidad y relación de movilidades a $R(1-0.40S_w)$ constante a $WOR=100$. (Johnson Jr, 1956).....	188
Figura 122 La clasificación de los mecanismos de recuperación. Adaptada de (Lake, Schmidt, & Venuto, Enero 1992).	199
Figura 123 Clasificación de Recuperación Mejorada según Thomas S. (Thomas, 2007).....	200
Figura 124 Mecanismos de recuperación. (PEMEX, 2013).....	200
Figura 125 Clasificación de Mecanismos de producción propuesta por (CNH). (CNH, 2012).....	201
Figura 126 Clasificación EOR actualizada. Según (Aladasani & Bai, 2010)	202
Figura 127 Comparación costo-recuperación para los principales métodos de recuperación mejorada. (Lake, Schmidt, & Venuto, Enero 1992)	204
Figura 128 Esquema de inyección cíclica de vapor. (Thomas, 2007)	205
Figura 129 Comparación de inyección cíclica de vapor adicionando líquido (izquierda) en comparación con la inyección cíclica convencional. (S. Law, 2011).....	206
Figura 130 Esquema de inyección continuada de vapor. (AI-EES, 2010)	207
Figura 131 Esquema de inyección de agua caliente. (AI-EES, 2010)	208
Figura 132 Esquema de un proceso de combustión in situ convencional. (Hart, 2014)	209
Figura 133 Esquema de proceso THAI. (AI-EES, 2010)	210
Figura 134 Esquema de método CAPRI. (González, 2015)	210
Figura 135 Corte transversal del pozo productor en el proceso CAPRI. (Hart, 2014)	210
Figura 136 Esquema del corte transversal de un sistema SAGD. (Thomas, 2007)	211
Figura 137 Esquema del proceso SAGD. (AI-EES, 2010)	212
Figura 138 Escala de potencial hidrógeno (pH). (Hargreaves, 2003)	214
Figura 139 Esquema de inyección para álcalis o cáusticos. (NIPER, 1986).....	215
Figura 140 Esquema de un surfactante. (CIAT, 1980)	215
Figura 141 Esquema de una micela.	217
Figura 142 Diferentes agrupaciones de surfactantes.	217
Figura 143 Aceite solubilizado en relación de la concentración de surfactante. (Salager, 1992).....	218
Figura 144 Esquema de inyección de polímeros. (National Petroleum Council, 1984).....	219
Figura 145 Unidad estructural de la goma Xantano. (García Garibay, Quintero Ramírez, & López-Munguía Canales, 1993)	219
Figura 146 Esquema de inyección SP (surfactante-polímero). (National Petroleum Council, 1984).....	221
Figura 147 Interacción entre surfactantes y polímeros en la zona de transición. (Tharwat F., 2005).....	222
Figura 148 Esquema en vista superior de una espuma que muestra el borde de plateau y surfactantes estabilizando la lamela.	222
Figura 149 Surfactantes estabilizando la lamela, (izquierda) catiónicos, (derecha) no-iónicos. Modificada de (Salager, 1992).....	223
Figura 150 Diagrama de concentración de solvente en inyección miscible. (Thomas, 2007).....	225
Figura 151 Inyección Cíclica de Solventes (ICS) o <i>Cyclic Solvent Process</i> (CSP). (Miller, 2012)	226
Figura 152 Esquema de sistema VAPEX. (AI-EES, 2010)	226
Figura 153 Arreglo de tecnología BEST (<i>Bitumen Extraction Solvent Technology</i>). (Braswell, 2012)	227
Figura 154 Esquema de inyección WAG empleando CO_2 y H_2O . (Al-Mjeni, y otros, 2011).....	229

Figura 155 Criterios de Selección de la Agencia Internacional de Energía. (Ernst & Young Global Oil & Gas Center., 2013).....	232
Figura 156 Criterio de selección en base a la densidad del aceite. (Taber, Martin, & Seright, 1997)	232
Figura 157 Fenómenos físicos ocurrentes gracias a los métodos EOR comparados con la inyección de agua (Secundaria). (Al-Mjeni, y otros, 2011)	233
Figura 158 Criterio de selección de acuerdo a la profundidad para algunos métodos EOR. Adaptada de (Barrufet, 2001)	234
Figura 159 Rangos de viscosidad preferibles para algunos métodos EOR. Adaptada de la modificación de Taber por (Barrufet, 2001)	234
Figura 160 Rangos de permeabilidad preferibles para algunos métodos EOR. Adaptada de (Lake, Schmidt, & Venuto, Enero 1992).....	235
Figura 161 Proceso para aplicar un método de recuperación mejorada. (Alvarado, y otros, 2002)	235
Figura 162 Esquema mostrando la producción gracias a <i>Improved Oil Recovery</i> (IOR).....	236
Figura 163 Obtención de un modelo de yacimiento en alta resolución. (Shen, Song, & Zhu, 2005).....	238



ABSTRACT

Due the increasing demand of energetics, improve of the recovery factor of petroleum has been under a large study and investigation at the petroleum industry, that's the beginning of the secondary, enhanced and improved oil recovery talked in this work.

This work has been made to attend the big demand of knowledge about this fields of investigation, new technologies are released each year and improvements to the existing ones appears as result of new investigations, it's hard to follow each one in different places, that's the reason of this thesis.

Talk about secondary recovery, what expect and how the secondary recovery increase the recovery factor, the variables involved and show examples of calculations and few of the methods of prediction in the immiscible injection of water. Talk about Buckley and Leverett for homogeneous reservoirs, Stiles and Dykstra-Parsons for stratified reservoirs and comment the other works about.

In the other hand, this work attend enhanced oil recovery, the big classification of Thomas, the good and bad things about his classification and comparatively with the work of other authors, to finally establish an classification trying to cover all themes involved in the right place, Improved oil recovery and the artificial lift means.

The enhanced oil recovery and the classification in miscible, chemical, thermal and others methods, showing an explanation about each one and the sensible parts involved. This work is not a big discussion about this themes, it is only an approach to help the petroleum-engineering students to know what is next after the reservoir has lost his natural energy or when an EOR method apply at beginning. Only showing the principles of operation, the screening criteria, the good and bad things and the possible technologies of application when the time of increase the recovery factor arrives.

Talking about improved oil recovery, the work tries to explain the difference about an improved procedure and a normal one. The principles of improved oil recovery and discuss about why that procedure it is considered as improved. In few words what is the difference between each other.

This is not an exhaustive work; it is only an intention to bring the basics about secondary, enhanced and improved oil recovery to the petroleum-engineering students to help them in their formation.



RESUMEN

El tema a tratar en el presente trabajo es la Recuperación Secundaria, Mejorada y Avanzada de Aceite que es a grandes rasgos, el incremento del factor de recuperación, cada uno de estos métodos consiste en procesos y condiciones específicas que los caracterizan y se detallarán más adelante conforme el lector se adentre en cada uno de los apartados.

En la primera parte se establecerá el punto de partida mediante la definición de las fuerzas presentes en el yacimiento, definición del "Aceite Incremental" y la necesidad que origina toda la revolución tecnológica que se está llevando a cabo desde hace algún tiempo en la industria petrolera para obtener este incremental.

En este trabajo se cimentarán las definiciones principales y más importantes de los métodos de producción primaria, secundaria, mejorada y avanzada con el fin de mostrar las características principales de estos y establecer los límites operacionales de cada uno de ellos, se mencionarán las fuerzas que intervienen y los mecanismos de producción en el comportamiento primario, así como los límites característicos que establecen la diferencia entre la recuperación primaria, secundaria, mejorada y avanzada de aceite.

Para poder comprender los principios y mecanismos de cada uno de los métodos de recuperación, es necesario definir el ambiente y las situaciones que gobiernan cada uno de ellos. Es por esto que se ve el análisis y discretización de las ecuaciones básicas para el flujo de fluidos a través de medios porosos para dar a conocer los principios y sustentos matemáticos que describen los fenómenos del desplazamiento de los fluidos que se inyectan al yacimiento y los fluidos presentes en el mismo antes de su inyección, asimismo las interacciones entre dichos fluidos y la roca almacenadora, es necesario hacer mención de que la interpretación del flujo de fluidos en medios porosos se basa en mecánica clásica o denominada Newtoniana.

En el capítulo tres del presente trabajo se aborda el tema de los conceptos petrofísicos indiscutiblemente necesarios para realizar el análisis de la ocurrencia de eventos en el yacimiento y de su correcta comprensión dependerá el entendimiento de los capítulos consecutivos. El comportamiento de fases de igual manera es un puntal en el que se apoyarán las descripciones principalmente de los métodos de Recuperación Mejorada que se abordarán en el capítulo seis.

A partir de numerosos estudios se ha llegado a la conclusión de que se puede cuantificar la eficiencia en un proyecto de recuperación Secundaria o Mejorada a dos niveles esenciales, uno de ellos a nivel microscópico como es la eficiencia de desplazamiento y otro a nivel macroscópico, que es la eficiencia volumétrica que a su vez se compone por la eficiencia areal y vertical, es por ello que esta parte se tratará en el capítulo cuatro.

A través del tiempo se han desarrollado diversos métodos de evaluación para estudiar el comportamiento de la inyección de agua y poder determinar aspectos importantes como el momento de irrupción del agua inyectada, el avance y calidad del proceso en el frente de invasión denominado avance frontal, así como las eficiencias, areal, vertical, volumétrica y del desplazamiento, por consiguiente; el volumen total de aceite a recuperar a un determinado tiempo.

Algunos de los métodos consideran el yacimiento como un solo bloque homogéneo entre los dos puntos, como el caso del método de Buckley y Leverett, donde se realiza su análisis a partir de la gráfica de historia de saturaciones que desarrolló Henry J. Welge en 1952 como extensión al trabajo de Buckley y Leverett.

Otros autores comienzan a evaluar las heterogeneidades presentes y la variación de la permeabilidad como es el caso de W.M. Stiles o de Dykstra &Parsons.

En cuanto a los diferentes métodos de predicción del comportamiento de la inyección de agua en un proyecto de Recuperación Secundaria, sólo se evaluarán a detalle los métodos de predicción que se consideran más relevantes y que recopilan una amplia gama de consideraciones que los lleva a a representar de buena manera el estado del arte de la evaluación de los proyectos de Recuperación Secundaria.

Se comentarán los diferentes métodos de Recuperación Mejorada en el capítulo seis, sus principios de operación, mecanismos de producción y las tecnologías de aplicación, algunos de ellos, debido a su importancia e información disponible serán abordados con mayor detalle, como los métodos térmicos. Se comentarán los arreglos o métodos más representativos de la inyección de energía calorífica, como la inyección de vapor y sus dos variantes, cíclica y continua, así como la inyección de agua caliente y el caso de la combustión in situ entre otros.

Los métodos químicos de Recuperación Mejorada se abordarán mencionando la inyección de álcalis, surfactantes o tenso-activos y la inyección de polímeros, estableciendo los conceptos esenciales, sus propiedades, características y las diferentes combinaciones entre ellos durante la implementación.

Al hablar de la Recuperación Mejorada se categorizarán los métodos existentes de acuerdo a la literatura, se han clasificado como térmicos o no térmicos, como químicos, térmicos, miscibles y otros como el *Microbial Enhanced Oil Recovery* (MEOR), métodos mecánicos, eléctricos, etc., todo esto dependiendo de los diferentes autores. Se hará una breve descripción de cada uno de ellos, tratando de mencionar los métodos de manera concisa y se explicará en qué consiste su implementación para dar un panorama amplio de lo que actualmente se encuentra en optimización y desarrollo, como es el caso de MEOR mencionado líneas arriba.

Finalmente en el capítulo siete se mencionaran los principios básicos de la recuperación avanzada (IOR) y se explicará la diferencia entre un proceso IOR y uno convencional. Este tema en particular englobará los temas anteriores y tratará de establecer los puntos claves de la recuperación avanzada de aceite, las prácticas que se siguen y se mencionarán los puntos de vista de diferentes investigadores para intentar dejar un buen panorama acerca del *Improved Oil Recovery* (IOR).

.

OBJETIVO

En general, al encontrarse la industria en un constante avance en este campo, es necesario dotar al estudiante de material de primera mano que facilite su aprendizaje y oportuno acceso a las definiciones y métodos que engloba la Recuperación Secundaria, Mejorada y Avanzada de aceite , al ser basto el temario, se omitirán en algunos casos definiciones básicas que deben aparecer en cada tesis de licenciatura y el orden en que normalmente se presentan, ya que la definición o recordatorio de algunas propiedades es necesaria al momento de explicar algún fenómeno ocurrente en el tema que se está abordando, es decir, se asumirá que el lector, se encuentra en semestres avanzados de la carrera de Ingeniería Petrolera y está familiarizado con el lenguaje técnico de la industria, esto con el fin de enriquecer los puntos clave en la recuperación adicional de aceite.



1. INTRODUCCIÓN

1.1 La Recuperación por comportamiento primario

1.1.1 La Recuperación primaria

Es la producción que se obtiene gracias a la energía propia del yacimiento. De otra forma se podría definir como la producción de un yacimiento debido a la diferencia de presiones entre el pozo y el yacimiento y esto es lo que dará como resultado un flujo de fluidos expulsados del pozo debido a dicha diferencial de presión. Se da a partir de la utilización de la energía natural presente en el yacimiento, se puede hacer mención de seis fuerzas que trabajan de manera conjunta para generar debido a sus combinaciones los mecanismos de empuje que son los responsables de la producción de aceite y gas en los yacimientos. No todas las fuerzas presentes en el yacimiento ayudan a la producción de hidrocarburos, es tarea del estudiante de ingeniería petrolera identificar las situaciones en las que ayudan o entorpecen el desplazamiento de los fluidos.

1.1.2 Las fuerzas presentes en los yacimientos

La energía disponible es la responsable de los mecanismos de producción y varía con las condiciones del yacimiento, su forma de actuar es una función de los procesos de producción y su historia, estas son:

Fuerzas de presión	Fuerzas viscosas
Fuerzas de empuje	Fuerzas capilares
Fuerzas de gravedad	Fuerzas de inercia

Las fuerzas de presión harán que las moléculas de los fluidos en el yacimiento se desplacen hacia zonas de menor energía (el pozo).

Las fuerzas de empuje y gravitacionales se apoyarán en el principio de Arquímedes para explicar el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento gracias a la densidad de estos y los efectos gravitatorios aplicados en ellos.

En el caso de las fuerzas viscosas, entorpecen el tránsito de los fluidos durante cualquier etapa de producción, debido a la resistencia al flujo que presentan dichos fluidos.

Las fuerzas capilares favorecen durante una recuperación primaria al llevarse a cabo procesos de imbibición espontánea, es decir, al tiempo que se van produciendo los hidrocarburos, los fluidos en el yacimiento se reacomodan y en zonas con mojabilidad preferencial al agua el aceite es repelido de un poro a otro debido a la tensión interfacial. Algunas moléculas de aceite quedarán retenidas por estas fuerzas cuando es el fluido mojante y no podrán desplazarse hacia el siguiente poro comunicado.

Las fuerzas de Inercia atienden a las leyes de mecánica clásica y el tomarlas en cuenta o no, depende del sistema de referencia empleado para su análisis, su trayecto tortuoso a través del medio poroso y la baja velocidad en el flujo de fluidos, en estos casos puede dar pie a despreciarlas sin problema, en desplazamientos más ágiles, como es el caso de un yacimiento naturalmente fracturado (YNF), es necesario cuantificarlas, esto debido a que existen canales de alto flujo en los que la velocidad de propagación de la energía es indispensable y despreciarlas sería catastrófico en los cálculos.

Fuerzas de presión

Los fluidos son sustancias que se desplazan en la búsqueda de un equilibrio mecánico, es decir, que se desplazan a zonas donde su nivel de energía sea el mínimo posible, para representarlo de mejor manera se supone un volumen diferencial del fluido que se encuentra en el yacimiento dV , en la trayectoria de una superficie isobárica y su comportamiento será que dicho diferencial de volumen se desplaza hacia las zonas de menor presión y en dirección normal a las superficies isobáricas.

En la Figura 1 se muestra un esquema de la fuerza de presión \vec{F}_p que es resultado de un diferencial de presión aplicado en el punto marcado con una "X". Se observa su actuación de manera perpendicular a las superficies isobáricas que se muestran.

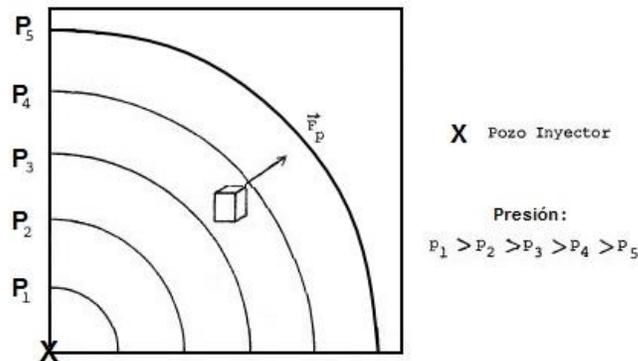


Figura 1 Diferencial de volumen y superficies isobáricas (Rodríguez Nieto R. D., 1987)

La fuerza de presión que actúa sobre el diferencial de volumen de fluido puede representarse de la siguiente manera:

$$\vec{F}_p = \nabla_p dV \dots \dots (1-1)$$

Donde:

$\nabla_p \rightarrow$ Gradiente de presión, negativo debido a que el movimiento de dV es hacia zonas de menor presión.

Se establece una distribución de presión decreciente en el sentido del desplazamiento, por tanto la presión en las cercanías del pozo inyector de la Figura 1 es mayor que en las zonas alejadas, estableciendo:

$$p_1 > p_2 > p_3 > p_4 > p_5 \dots \dots p_n$$

El operador nabla que se muestra en la Ecuación (1-1) es igual a:

$$\nabla = i \frac{\partial}{\partial x} + j \frac{\partial}{\partial y} + k \frac{\partial}{\partial z} \dots \dots (1-2)$$

El gradiente de presión quedaría como:

$$\nabla_p = i \frac{\partial p}{\partial x} + j \frac{\partial p}{\partial y} + k \frac{\partial p}{\partial z} \dots \dots (1-3)$$

Y entonces

$$\vec{F}_p = i \frac{\partial p}{\partial x} + j \frac{\partial p}{\partial y} + k \frac{\partial p}{\partial z} dV \dots \dots (1-4)$$

Finalmente realizamos un análisis dimensional de la ecuación (1-4) y se demuestra que $\nabla p dV$ es una fuerza.

$$\nabla = \left[\frac{1}{L} \right] ;$$

$$dV = [L^3]$$

$$p = \frac{F}{A} = \frac{[M] \left[\frac{L}{T^2} \right]}{[L^2]} = \left[\frac{ML}{T^2 L^2} \right] = \left[\frac{M}{T^2 L} \right] \dots \dots (1-5)$$

Donde

$M \rightarrow$ Masa

$L \rightarrow$ Longitud

$T \rightarrow$ Tiempo

Finalmente se puede escribir que

Como

$$F = ma = [M] \left[\frac{L}{T^2} \right] = \left[\frac{ML}{T^2} \right]$$

Entonces

$$-\nabla p dV = \left[\frac{1}{L} \right] \left[\frac{M}{T^2 L} \right] [L^3] = \left[\frac{ML^3}{T^2 L^2} \right] = \vec{F}_p \left[\frac{ML}{T^2} \right] \dots \dots (1-6)$$

Y se concluye entonces la demostración de que \vec{F}_p es una fuerza y que mueve al diferencial de volumen dV hacia zonas de menor presión y en dirección normal a las superficies isobáricas.

Fuerzas de empuje

Las fuerzas de empuje que reciben los fluidos inmiscibles en el yacimiento obedecen al principio de Arquímedes que dice:

“Todo cuerpo sumergido total o parcialmente en un líquido experimentará una fuerza de empuje hacia arriba que es igual al peso del volumen del líquido que desplaza”.

El empuje que recibe dV se puede representar vectorialmente como:

$$\vec{F}_e = \vec{k} \rho_1 g dV \dots \dots (1-7)$$

Donde:

$\rho_1 \rightarrow$ Densidad del fluido desalojado

$\vec{k} \rightarrow$ Vector unitario en la dirección vertical y hacia arriba

$g \rightarrow$ Gravedad

El análisis dimensional de la ecuación (1-7) queda de la siguiente manera:

$$\vec{k} = \hat{k} ; \rho_1 = \left[\frac{M}{L^3} \right] ; g = \left[\frac{L}{T^2} \right] ; dV = [L^3]$$
$$\vec{F}_e = \vec{k} \rho_1 g dV = \hat{k} \left[\frac{M}{L^3} \right] \left[\frac{L}{T^2} \right] [L^3] = \hat{k} \left[\frac{ML}{T^2} \right] \dots \dots (1-8)$$

Fuerzas de gravedad

La fuerza de gravedad actúa verticalmente hacia abajo, es decir, se opone al movimiento con una magnitud igual al peso del fluido que se desplaza y será dirigida al centro del campo, ésta fuerza es la más conocida y su expresión matemática se puede representar como:

$$\vec{F}_g = -\hat{k} \rho_2 g dV \dots \dots (1-9)$$

El signo menos indica que está dirigida hacia abajo, y

$\rho_2 \rightarrow$ La densidad del fluido sobre el que se ejerce.

Finalmente se establece que la combinación de las ecuaciones (1-8) y (1-9) darán como resultado la magnitud de la fuerza de gravedad ejercida sobre los fluidos que se desplazan en el yacimiento.

$$\vec{F}_{sg} = \vec{F}_e + \vec{F}_g = \hat{k} g (\rho_1 - \rho_2) dV \dots \dots (1-10)$$

“En los casos en los que se tienen condiciones muy favorables de segregación gravitacional (alta permeabilidad vertical, baja viscosidad del aceite, gran espesor o fuerte echado del yacimiento), la eficiencia de recuperación de aceite es muy alta, pudiendo ser superior al 80% de N”. (Rodríguez Nieto R. D., 1987)

Fuerzas viscosas

La viscosidad μ es una cuantificación de la resistencia que presenta un fluido a desplazarse de un punto a otro, es decir, a fluir. La viscosidad puede ser cinemática o dinámica, siendo esta última la de interés en el presente trabajo.

El comportamiento de la viscosidad del aceite en el yacimiento se ilustra en la Figura 2.

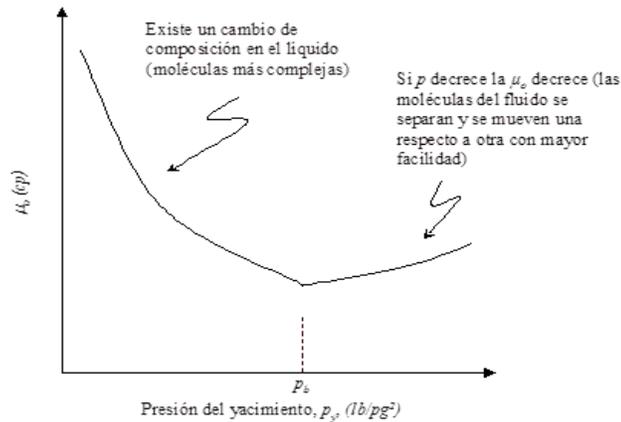


Figura 2 Viscosidad de aceite en función de presión a temperatura constante (Cuautli, 2005)

Los espacios porosos en la roca no se asemejan a tubos capilares rectos, sin embargo, es aceptable considerarlos como tales para los cálculos debido a la complejidad del medio poroso. Poiseuille (1846), derivó una ecuación que describe el flujo en un tubo capilar, a partir de la ley se demuestra que:

$$\vec{F}_\mu = -\frac{\mu_f}{k_f} \vec{v}_f dV \dots \dots (1-11)$$

Donde

$\vec{v}_f \rightarrow$ Velocidad del fluido. ; $k_f \rightarrow$ Permeabilidad efectiva al fluido.

$\mu_f \rightarrow$ Viscosidad del fluido.

El signo menos indica que la fuerza viscosa \vec{F}_μ y el vector de velocidad \vec{v}_f son opuestos, es decir, la fuerza viscosa se opone al movimiento del diferencial de volumen analizado. Por tanto, se concluye que un aceite de baja viscosidad favorece la actuación de \vec{F}_{sg} debido a que opone una menor resistencia al movimiento, asimismo favorece a \vec{F}_p .

Fuerzas capilares

Al estudiar la presión capilar se observó que la presión capilar es la diferencia de presión entre la fase no mojannte y la mojannte en principio, teniendo entonces su representación general de la siguiente forma:

$$p_c = p_{nm} - p_m \dots \dots (1-12)$$

Donde

$p_{nm} \rightarrow$ Presión ejercida por el fluido no mojannte.

$p_m \rightarrow$ Presión ejercida por el fluido mojannte.

También se puede representar en función de la tensión interfacial, el ángulo de contacto y el radio de un tubo capilar donde se llegó a la siguiente expresión.

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \dots\dots(1-13)$$

Donde

$\sigma \rightarrow$ Tensión interfacial.

$\theta \rightarrow$ Ángulo de contacto.

$r \rightarrow$ Radio del capilar.

Considerando que:

$$\text{Fuerza} = \text{presión} \times \text{área} \quad ; \text{ Y que } \text{área} = \frac{dV}{h}$$

Donde h es la altura que alcanza el fluido en un capilar.

Entonces

$$\vec{F}_c = \frac{2\vec{\sigma} \cos \theta}{rh} dV \dots\dots(1-14)$$

La expresión (1-14) es la fuerza capilar

Fuerzas de inercia

La suma de todas las fuerzas que actúan sobre el elemento dV da una resultante \vec{F}_R , a la cual se oponen (y son iguales) las fuerzas de inercia de acuerdo con las bases de la mecánica clásica o newtoniana, debido a que el desplazamiento de los fluidos a través del medio poroso es muy lento, en la mayor parte de los casos, (régimen laminar), y analizando el movimiento en un sistema de referencia euleriano (sistema de análisis inercial), se pueden despreciar.

Las fuerzas de inercia son casi siempre despreciables, excepto en formaciones fracturadas alrededor de los pozos. (Manucci V.,Msc, 2007)

La fuerza de inercia se asocia con la redirección del flujo de fluido en el medio poroso. En el flujo lineal, es decir, el flujo en un tubo estrecho, no hay fuerzas de inercia activas. En un medio poroso, por otro lado, una redirección del flujo continuo se lleva a cabo mientras las moléculas de hidrocarburo se están moviendo entre los minerales de grano. (Ursin, 2004)

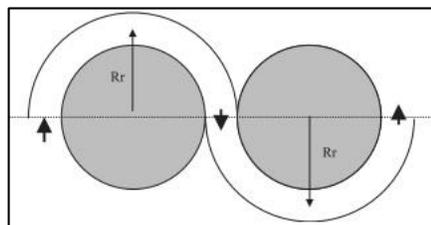


Figura 3 Canal de poro circular que representa las fuerzas de inercia (Ursin, 2004)

1.1.3 Mecanismos de producción por comportamiento primario

La recuperación de hidrocarburos se lleva a cabo en yacimientos, los cuales pueden clasificarse de diferentes maneras de acuerdo a:

- Tipo de empuje predominante
- Tipo de trampa
- Volumétricos o no volumétricos
- Tipo de roca almacenadora
- Convencionales o no convencionales
- Tipo de fluidos almacenados
- De acuerdo a la Presión Original

Dependiendo del tipo de yacimiento del que se trate, se establecerá un programa de explotación distinto, aprovechando al máximo la característica esencial que distingue los unos de los otros.

La Recuperación Primaria, Secundaria y Mejorada es aplicada en todo tipo de yacimientos, a excepción de los yacimientos que cumplen ciertas características específicas, por ejemplo, los yacimientos no convencionales de aceite extrapesado y arenas bituminosas, que necesitan ser explotados por Recuperación Mejorada, ya que por sus condiciones no pueden ser explotados de ninguna otra forma. Los yacimientos que han sido explotados por comportamiento primario durante mucho tiempo y tienen una caída de presión significativa que deja de movilizar el aceite hacia los pozos, son candidatos a emplear un método de recuperación secundario o mejorado.

1.1.3.1 Producción primaria de acuerdo al empuje predominante

Hay seis mecanismos de conducción que proporcionan la energía natural necesaria para la recuperación de aceite.

Los mecanismos de empuje o conducción son:

1. Expansión del sistema roca-fluidos.
2. Empuje por el gas disuelto liberado.
3. Empuje por casquete de gas.
4. Empuje por presencia de un acuífero asociado.
5. Empuje por drene gravitacional.
6. Empujes combinados.

Expansión del sistema roca-fluidos

La expansión del sistema roca-fluidos es el primer mecanismo de producción que entra en labor al comenzar la explotación del yacimiento, su actuación es la más corta y declina rápidamente, está cuantificado de alrededor de 3% en promedio y sus valores están entre 1 y 10%.

Empuje por el gas disuelto liberado

El empuje proveniente del gas disuelto que se libera es más participativa que el mecanismo anterior, sin embargo, declina rápidamente y su aporte no es muy sustancial aunque mayor que el de la expansión del sistema roca-fluidos, su valor de eficiencia promedio es de 20% y sus valores se encuentran en el rango de entre 5 y 35%.

Empuje por casquete de gas

Si se tienen las condiciones favorables (permeabilidad vertical suficiente para que ese gas liberado migre a la parte superior del yacimiento), se tendrá un empuje proveniente de ese gas acumulado en la cima, recibiendo el nombre de casquete de gas, la disminución de su aporte es menos pronunciada que los anteriores y se estima un promedio de 25% o más en su eficiencia, sus valores se estiman entre 20 y 40%.

Empuje por presencia de un acuífero asociado

El aporte debido a este empuje es variable debido a las condiciones propias de los yacimientos, debe tener comunicación hidráulica con una fuente de agua suficientemente grande para contribuir a la sustitución del aceite producido o mejor aún, exceder ese remplazo y realizar un represionamiento o un desplazamiento de los fluidos confinados debido a su aporte. Su contribución se clasifica como alta y es directamente proporcional a la cantidad de agua que entre al yacimiento, su eficiencia promedio es aproximadamente de 50% y su rango va desde 35% hasta 80%, dependiendo de varios factores como permeabilidad en el sentido del flujo de agua, tamaño y fuerza del acuífero.

Empuje por drene gravitacional

El drene gravitacional es un mecanismo natural en el que los fluidos tienden a acomodarse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades, colocando los fluidos en un acomodo tal; que el aceite queda posicionado normalmente en el centro, es decir; el gas en el alto estructural y el agua en la parte basal del yacimiento, arreglo que es favorable para que se produzca, de manera que es una buena práctica el realizar los disparos en la zona de la ventana de aceite alejada de los contactos para evitar canalizaciones u otros problemas como la conificación. La eficiencia de éste mecanismo se encuentra en promedio de 60% y en un rango de entre 40 y 80%.

Empujes combinados

Este mecanismo de producción es debido a que normalmente se presentan dos o más mecanismos simultáneamente, por ejemplo, se puede mencionar el mecanismo de expansión del sistema, la liberación del gas disuelto y la actuación permanente de la gravedad como partícipes ineludibles en el desplazamiento de los fluidos de interés en el yacimiento.

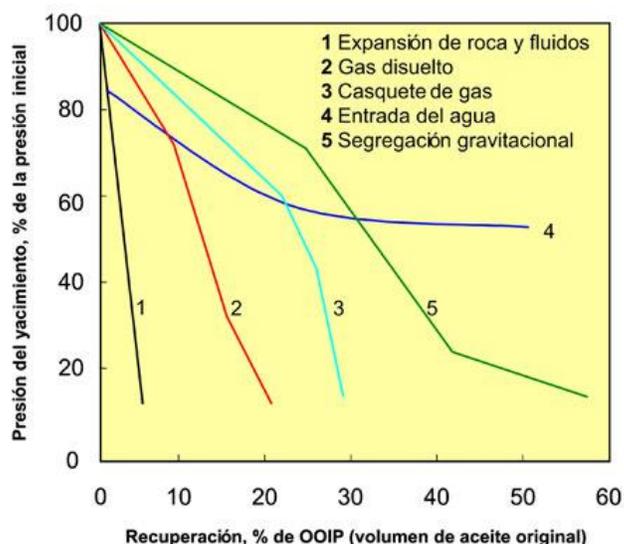


Figura 4 Influencia de los mecanismos de producción primaria. (Satter & Thakur, 1994)

Características de varios mecanismos de empuje. (Satter & Thakur, 1994)

Características					
Mecanismos	Presión del yacimiento	RGA	Producción de agua	Eficiencia	Otros
1.-Expansión roca-fluidos	Declina rápida y continuamente $p_i > p_b$	Permanece baja y constante	No (excepto en yacimientos con S_w alta)	1-10% En promedio 3%	
2.-Gas en solución	Declina rápida y continuamente	Primero baja, luego llega al máximo y entonces cae	No (excepto en yacimientos con S_w alta)	5-35% En promedio 20%	Requiere de bombeo en una etapa temprana
3.-Casquete de gas	Cae de manera lenta y continua	Sube continuamente en pozos buzamiento arriba	Ausente o despreciable	20-40% Promedio 25% o más	Irrupción del gas en pozos con un buzamiento abajo indica un casquete de gas
4.-Acuífero asociado	Permanece alta. Presión sensitiva al gasto de aceite y el agua producida	Permanece baja si la presión permanece alta	En pozos buzamiento abajo se produce agua tempranamente y la producción de agua incrementa apreciablemente	35-80% En promedio 50%	El volumen original (N) de balance de materia incrementa cuando se ignora la entrada de agua en el cálculo
5.-Drenaje gravitacional	Declina rápida y continuamente	Permanece baja en pozos buzamiento abajo y alta en pozos buzamiento abajo	Ausente o despreciable	40-80% Promedio 60%	Cuando $k > 200[mD]$, el buzamiento $> 10^\circ$ y μ_o es baja ($< 5[cP]$)

1.1.3.2 Producción en yacimientos convencionales y no convencionales

Yacimientos convencionales

Los yacimientos convencionales son aquellos que pueden ser explotados como su nombre lo dice, por métodos convencionales, es decir, sus acumulaciones de aceite y gas pueden ser producidos gracias a la actuación de los mecanismos de empuje y existe una diferencial de presión entre este y los pozos de producción, por lo regular llamados fluyentes.

Son de escasa porosidad y permeabilidad por lo general, requieren de técnicas de estimulación (fracturamiento, inyección de otros fluidos, etc.) para mejorar sus condiciones de producción.

Yacimientos no convencionales

Los yacimientos no convencionales son aquellas acumulaciones de aceite y gas que no tienen influencia hidrodinámica, es decir, que se encuentran confinados o bien, su viscosidad es tal, que no es capaz de fluir hacia los pozos productores.

Para ser considerado un yacimiento como no convencional, debe cumplir ciertas características:

- Rocas generadoras: Ricas en materia orgánica (COT >1.5%).
 - Actúan como roca generadora, roca almacenadora y roca sello.
 - Deben de estar dentro de la ventana de generación de aceite y/o gas.
 - No requieren una trampa estructural como ocurre en los yacimientos convencionales.
- (Murillo Muñetón, Octubre, 2013)

Existen diversos tipos de yacimientos no convencionales, los cuales se mencionarán de manera breve.

- Hidratos de metano
- Arenas bituminosas
- Tight Oil/Gas
- Aceite extrapesado
- Coal Bed Methane (CBM)
- Shale Oil/Gas

Hidratos de metano

Compuesto sólido similar al hielo que contiene metano en su interior. Queda atrapado en una estructura cristalina de moléculas de agua que es estable a profundidades de agua mayores a 300 m. Su condición de formación es altas presiones y bajas temperaturas. La Figura 5 muestra un ejemplo.



Figura 5 Hidratos de metano. (De la Vega Villar, 2012)

Arenas bituminosas

Son arenas impregnadas de bitumen, no tiene capacidad de fluir al pozo como muestra la Figura 6. Se extrae con el método CHOPS (*Cold Heavy Oil Production with Sand* por sus siglas en inglés).



Figura 6 Muestra de arenas bituminosas (Ring, 2014).

Aceite y/o gas apretado (*Tight oil/gas*)

El tight aceite/gas es aceite/gas contenido en rocas de baja porosidad, y por ende, muy poca permeabilidad, es por eso que se llama “aceite/gas apretado”, debido a esta peculiaridad es muy difícil su extracción. Su producción se realiza por medio de fracturamiento hidráulico múltiple

Aceite extrapesado

Es un aceite de alta densidad y viscosidad. Se extrae de la roca mediante métodos térmicos o desplazamiento con polímeros. En la Figura 7 salta a la vista su viscosidad.



Figura 7 Aceite extrapesado.

Metano en capas de carbón (*Coal bed methane*)

Este tipo de gas natural es extraído de capas de carbón. Debido a su alto contenido de materia orgánica, el carbón retiene una gran cantidad de gas. En la Figura 8 se puede observar un yacimiento CBM.

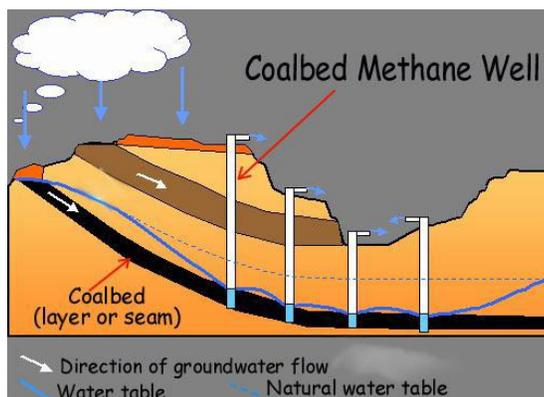


Figura 8 Coalbed Methane (Metano en lechos de carbón). (Benson, 2014)

Aceite y/o gas en lutitas (*Shale Oil/gas*)

Los yacimientos de aceite y gas en lutitas se definen como un Sistema petrolero de rocas arcillosas ricas en materia orgánica y de muy baja permeabilidad, que actúan a la vez como generadoras, almacenadoras y sello.

Para su producción se requiere crear permeabilidad a través de la perforación de pozos horizontales que requieren fracturamiento hidráulico múltiple, para liberar los fluidos de la lutita y así provocar el flujo de estos hacia el pozo.

Para considerar un Play no convencional de aceite y gas en lutitas se deben cumplir al menos las siguientes características de la roca: Según (Sociedad Geológica Mexicana, PEMEX, 2012)

- Riqueza orgánica total: COT>1%, kerógeno tipo II y III.
- Litología arcillosa intercalada con calizas o rocas clásticas con propiedades mecánicas favorables para fracturamiento hidráulico.
- Aceite y/o gas libre en los espacios porosos (micro, nano porosidad) y fracturas.
- Gas adsorbido en el kerógeno y en las partículas arcillosas.

El volumen original “in situ” de aceite y gas en las lutitas es más grande comparado con los yacimientos convencionales, debido a que la mayor parte de los hidrocarburos generados son retenidos por la roca con respecto a los hidrocarburos expulsados de la roca madre. En la Figura 9 se muestra una cuenca con potencial de aceite y gas en lutitas.

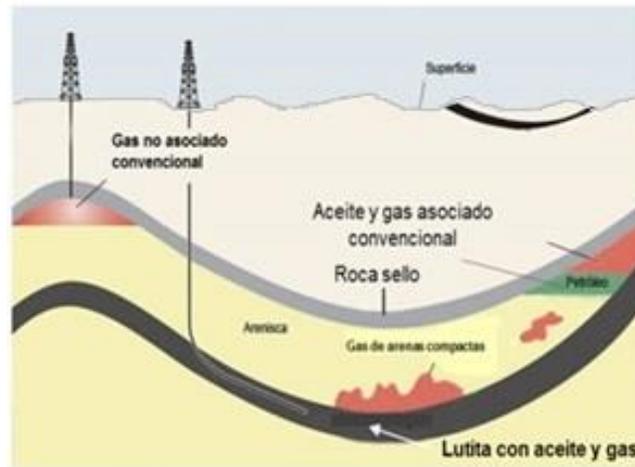


Figura 9 Potencial de hidrocarburos en lutitas (Escalera Alcocer, 2012)

1.2 Introducción a la recuperación Incremental de hidrocarburos

En la actualidad la producción de aceite en su mayoría es proveniente de yacimientos “maduros”, es decir, de aquellos yacimientos en los que ya se ha alcanzado su nivel máximo de producción por comportamiento primario y comienza su etapa de declinación, lo que lleva a la necesidad de implementar algún método de Recuperación Secundaria, Mejorada y Avanzada.

Desde el punto de vista técnico, el aceite que se recupera por comportamiento primario, es de alrededor de 40% del volumen original de aceite, es por esto que la industria del petróleo se ha visto en la necesidad de investigar e implementar métodos para incrementar el factor de recuperación.

Tradicionalmente se puede dividir la producción de hidrocarburos en 3 procesos cronológicos que hasta hace poco se consideraban acertados y ahora se explicará la nueva precepción de los métodos. Los procesos que hasta hace poco se consideraban cronológicos son recuperación, primaria, secundaria y terciaria respectivamente. Ahora se mencionan como Recuperación Primaria, Secundaria, Mejorada y Avanzada, cada una con diversas características. Y se ha encontrado que no son procesos cronológicos, puesto que hay yacimientos que necesitan ser explotados desde el inicio con métodos de recuperación mejorada, tal es el caso del aceite extrapesado o bitumen, que se extrae por métodos térmicos.

1.2.1 Aceite incremental

El aceite incremental se define como el aceite que es producido debido a la modificación de las condiciones actuales tanto del yacimiento como de las instalaciones e infraestructura instalada en un momento dado y que aporta un incremento en la producción de aceite. En la Figura 10 se muestra claramente el concepto de aceite incremental.

El aceite incremental es producto de la alteración de la tendencia de producción positivamente en cualquier momento del desarrollo de un proyecto de explotación, producto de cambios de tubería, limpieza, ampliación de redes de distribución y otros, estimulación a nivel de pozo, así como de la implementación de un proyecto de recuperación secundaria, mejorada y avanzada.

Proyectos de Aceite Incremental

Los proyectos incrementales están diseñados a mejorar la eficiencia de recuperación y/o para acelerar la producción a través de la realización de cambios en los pozos o instalaciones, perforaciones infill (pozos de relleno), o recuperación mejorada. Dichos proyectos deberían clasificarse de acuerdo con los mismos criterios de los proyectos iniciales. Las cantidades incrementales relacionadas se categorizan de la misma manera en términos de certeza de recuperación. El aumento proyectado en recuperación puede incluirse en las Reservas estimadas si el grado de compromiso es tal que el proyecto se desarrolla y se pone en producción dentro de un plazo razonable (generalmente dentro de 5 años; se deberían justificar claramente las demoras extendidas). (SPE, AAPG, WPC, SPEE, 2009)

Reacondicionamientos, tratamientos, y cambios de equipamiento

La recuperación incremental asociada con actividades futuras de reacondicionamientos, tratamientos (incluyendo fracturas hidráulicas), re-tratamiento, cambios de equipamiento, u otros procedimientos mecánicos donde dichos proyectos rutinariamente han sido exitosos en yacimientos análogos puede clasificarse como Reservas Desarrolladas o No Desarrolladas de acuerdo con la magnitud de los costos asociados requeridos. (SPE, AAPG, WPC, SPEE, 2009)

Perforaciones Infill (pozos de relleno)

Los análisis técnicos y comerciales pueden soportar la perforación de pozos productores adicionales para reducir el espaciado más allá del utilizado dentro del plan inicial de desarrollo, sujeto a reglamentaciones gubernamentales (si dichas aprobaciones son requeridas). Las perforaciones infill pueden tener un efecto combinado de aumentar la recuperación y de acelerar la producción.

Recuperación Secundaria y Mejorada

El aceite proveniente de los proyectos de recuperación Secundaria y Mejorada son parte del aceite incremental, ya que el volumen de aceite que se produce gracias a estos métodos no se encuentra contabilizado como Reserva factible de producirse en los proyectos de evaluación debido primordialmente a que:

- a) Es aceite móvil pero no se puede desplazar hacia los pozos productores por falta de presión.
- b) Es aceite no-móvil que se encuentra retenido por fuerzas capilares.
- c) Es aceite muy pesado (alta viscosidad) y no es capaz de fluir hacia los pozos productores.

La recuperación Secundaria se centra en la aceleración de la producción y en el desplazamiento del aceite móvil presente en el yacimiento, empleando para esto la inyección de fluidos de manera inmisible que pueden ser agua o gas.

La recuperación de aceite a través de métodos de recuperación mejorada que no han sido clasificadas como reservas y parte del aceite incremental es porque no se ha realizado una prueba piloto exitosa o no se tiene el programa de recuperación instalado.

Otro criterio para considerar aceite incremental en un proyecto es que su análisis de soporte incluya comparaciones en yacimientos denominados análogos.

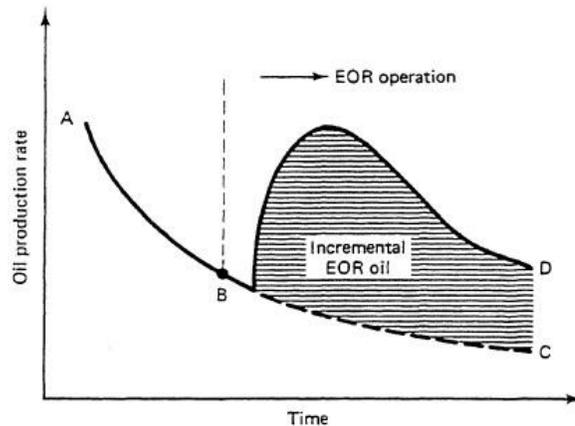


Figura 10 Aceite Incremental en Recuperación Mejorada (Lake, 1989)

En la Figura 10 se observa que si no hay ningún método de recuperación Mejorada implementado, se continuará la tendencia de la producción marcada entre los puntos A y C, al comenzar a implementar un método de recuperación mejorada, se observa que comienza a obtenerse una ventana de aceite incremental producto de la implementación del método de recuperación mejorada. Para ilustrar cuál es el aceite incremental de manera más completa e incluyendo la producción por comportamiento primario, secundario, mejorado y los sistemas artificiales de producción, se muestra la Figura 11 donde se aprecia el incremental en un yacimiento cualquiera, producto de los diferentes métodos de recuperación.

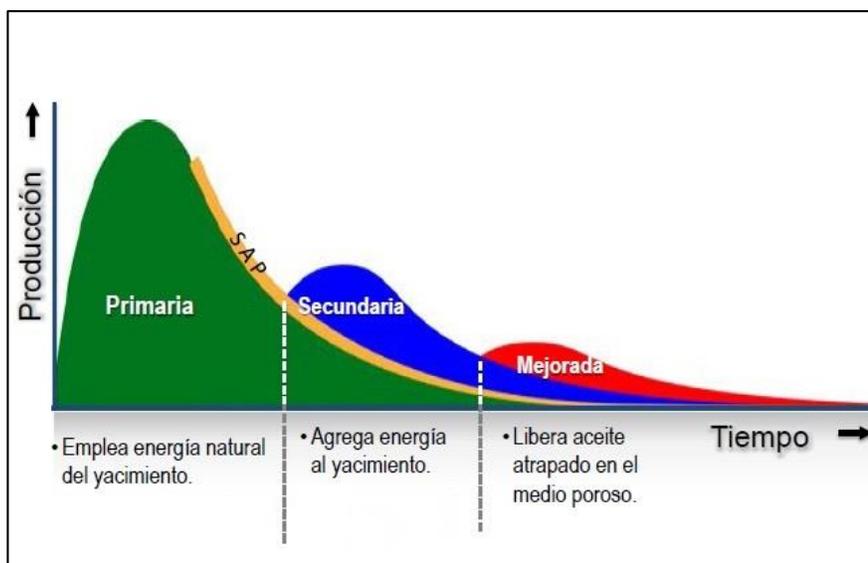


Figura 11 Aceite Incremental en un yacimiento cualquiera. (Rodríguez de la Garza, 2013)

La recuperación Secundaria, Mejorada y Avanzada, puede realizarse en cualquier momento de la explotación de un yacimiento, no son procesos cronológicos como se pensaba hace tiempo.

1.2.2 Recuperación Secundaria

La recuperación secundaria nace accidentalmente en Pithole Pennsylvania, Estados Unidos, a finales de 1865. John F. Carll (1828-1904), en 1880 documentó que el agua al abrirse camino en el pozo desde arenas poco profundas, se movería a lo largo del estrato impregnado y sería benéfico para incrementar la producción, poco tiempo después la inyección intencional de agua comenzó.

Desde finales de 1800, el campo Bradford estuvo sometido a la inyección de agua. (Harper, 1986)

La inyección de agua ha sido el método más popular para elevar el factor de recuperación, su popularidad se debe principalmente a:

1. La disponibilidad general de agua.
2. La relativa facilidad de inyección.
3. Facilidad de propagación en el yacimiento.
4. Eficiencia en general para desplazar aceite.

La Recuperación Secundaria se define como la adición de energía externa al yacimiento por medio de la inyección de un fluido de manera inmisible con el fin de realizar un mantenimiento de presión o bien, realizar un desplazamiento de aceite por dicho fluido inyectado. Dicho fluido puede ser agua o gas.

Su objetivo principal es el de elevar el factor de recuperación o bien, acelerar la producción

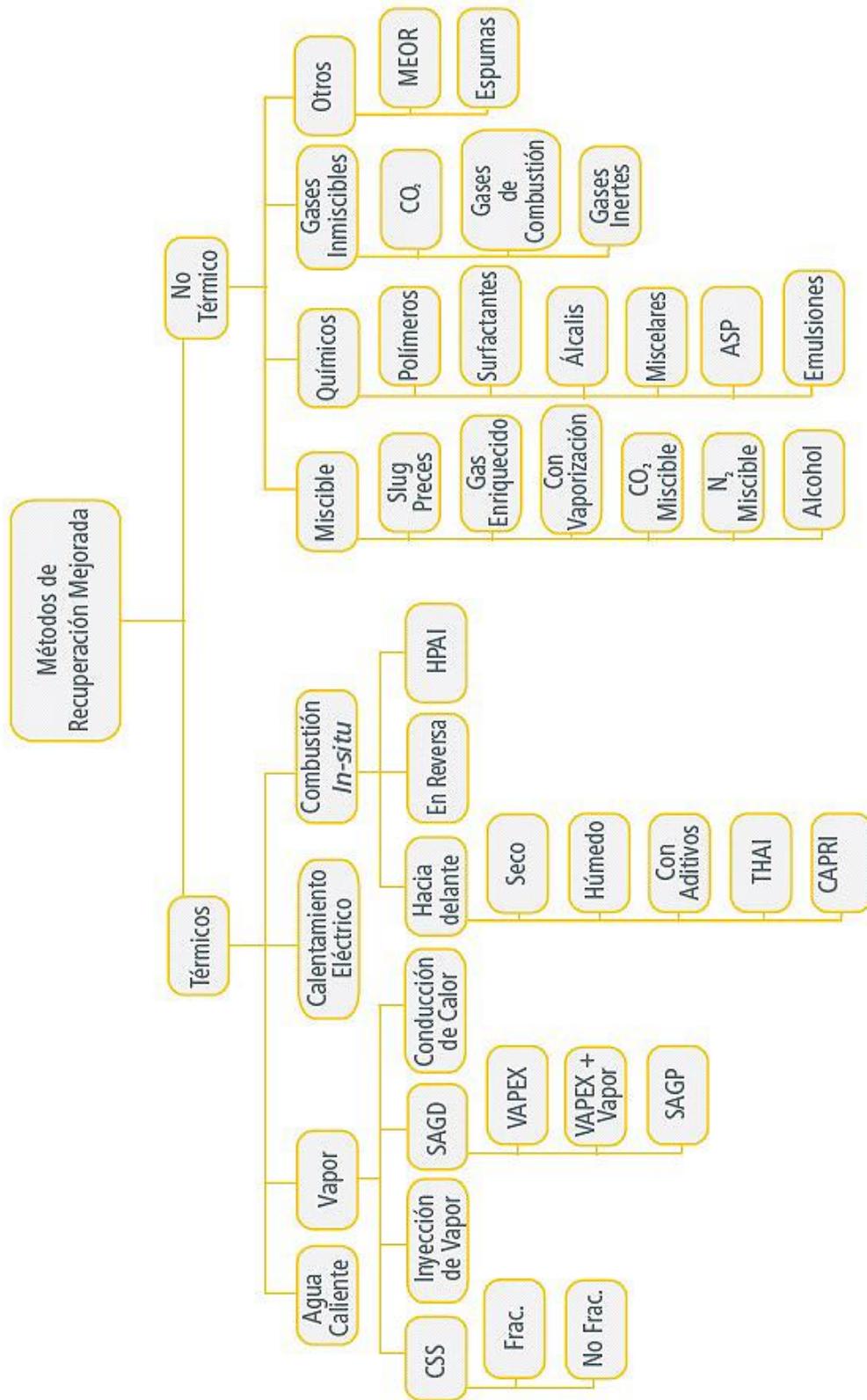
La recuperación secundaria se lleva a cabo de tres maneras:

- Inyección periférica de agua.
- Inyección central.
- Inyección en arreglos.

La inyección periférica se realiza para alimentar un acuífero asociado. La inyección central se realiza con gas primordialmente y se emplea para la alimentar o formar un casquete. La inyección en arreglos consiste en arreglos geométricos de 4, 5, 7 y 9 pozos, cada vez es menos usado debido al incremento de conocimientos en la caracterización estática y dinámica que permite la determinación del punto óptimo para pozos de inyección sin importar su geometría.

1.2.3 Recuperación Mejorada

La Recuperación Mejorada es la inyección de sustancias que pueden o no estar presentes en el yacimiento pero inyectadas a condiciones específicas con el fin de alterar las propiedades de los fluidos contenidos, o bien, modificar las interacciones de los fluidos con la roca que los almacena, es decir, el sistema roca-fluidos. Los métodos de Recuperación Mejorada tienen como objetivo modificar las propiedades de los fluidos o de la roca para así tener una mejor movilidad de los fluidos de interés hacia los pozos productores y así elevar el factor de recuperación movilizandovolumenes de aceite que no se podrían extraer por métodos convencionales (Recuperación primaria y/o secundaria). La clasificación de los métodos de Recuperación Mejorada se puede dividir en dos grandes grupos principales que son, térmicos y no térmicos como se muestra en la Figura 12.



Adaptada de: Thomas, S., *Enhanced Oil Recovery – An Overview, Oil & Gas Science and Technology* – Rev. IFP, Vol. 6, 2008.

Figura 12 Clasificación de los métodos de Recuperación Mejorada (CNH, 2012)

1.2.4 Recuperación Avanzada

La recuperación avanzada se define como la elevación del factor de recuperación por cualquier medio posible, abarca a la recuperación secundaria, mejorada y a cualquier técnica operacional o de administración de yacimientos que impacte en la recuperación de aceite generando lo que conocemos como aceite incremental, se muestra la Figura 13 para tal fin, excluyendo la Administración exhaustiva.

Una definición que aparece en el PRMS “*Petroleum Resources Management System*” es:

Recuperación avanzada es el aceite adicional obtenido, más allá de la recuperación primaria, de la ocurrencia natural en yacimientos por suplementación del desempeño natural del yacimiento. Eso incluye inyección de agua, procesos de recuperación secundaria o mejorada, y cualquier otra forma de complementar los procesos de recuperación natural en el yacimiento (SPE, AAPG, WPC, SPEE, 2009)

Otra definición aceptable de recuperación avanzada es:

Cualquiera de varios métodos, principalmente mecanismos de desplazamiento y técnicas de recuperación mejorada, diseñadas para mejorar el flujo de hidrocarburos del yacimiento hacia el pozo o para recuperar más aceite después de que los métodos primarios y secundarios (inyección de agua y gas) son pocos rentables. Abreviatura: IOR (Society of Petroleum Engineers, 2014)

En México la Comisión Nacional de Hidrocarburos ha desarrollado un documento técnico donde describe el término de la manera siguiente:

La recuperación avanzada se refiere a cualquier técnica de recuperación utilizada para incrementar la recuperación de aceite por cualquier medio posible. Dichas técnicas pueden incluir a la recuperación secundaria y los métodos de EOR; sin embargo, también abarcan un amplio rango de actividades de ingeniería petrolera, como estrategias operacionales relacionadas con incrementar la eficiencia de barrido con pozos de relleno; pozos horizontales; polímeros para el control de la movilidad, así como prácticas de caracterización y administración avanzada de yacimientos. (CNH, 2012)

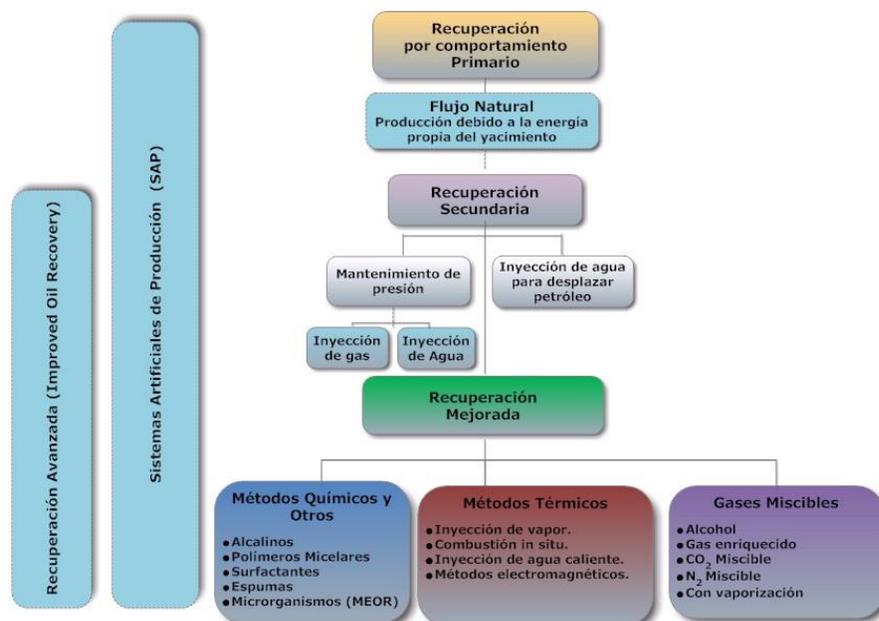


Figura 13 La Recuperación Avanzada Abarca Secundaria y Mejorada

1.3 Necesidad de la Recuperación Secundaria, Mejorada y Avanzada

El nacimiento de la recuperación Primaria, Secundaria, Mejorada y Avanzada es el resultado de satisfacer la creciente demanda de hidrocarburos a nivel mundial, cada vez es más necesario utilizar tecnología reciente para optimizar los procesos de extracción de aceite y gas, las empresas operadoras tienen que desarrollar más y mejor tecnología para elevar el factor de recuperación final a lo largo de la explotación de los campos petroleros.

La recuperación Secundaria como se comentó anteriormente se descubrió accidentalmente, pero al observarse sus beneficios en la producción de aceite, se continúa empleando, no sólo de manera convencional, sino que se ha incursionado en mayores y profundas investigaciones de los fenómenos ocurrientes durante el desarrollo de un proyecto de inyección de fluidos inmiscibles para así poderlos implementar de manera eficiente.

La Recuperación Mejorada de aceite cada vez es más necesaria para incrementar los volúmenes recuperados, se ha invertido mucho capital humano y monetario para desarrollar más e implementar mejores tecnologías desde el nacimiento del término "*Enhanced Oil Recovery*", realmente se ataca una necesidad por parte de la Industria mundial y satisfacer la demanda de energéticos creciente en el planeta.

La Recuperación Avanzada en su propia definición plantea lo que obliga a su desarrollo e implementación y sin mayor justificación, "Elevar el factor de recuperación por cualquier medio posible, dentro y fuera del yacimiento para cubrir la necesidad de energéticos".

En este apartado simplemente se confirma por qué se han desarrollado los métodos de recuperación de aceite adicional, secundarios, mejorados y avanzados, simplemente se necesita extraer de manera más acelerada y de una forma eficiente el aceite que se encuentra en el subsuelo para cubrir la necesidad de energéticos en México y el mundo.

Es necesario en este punto mencionar que no sólo por factores de cubrir necesidades, sino debido al beneficio económico que esto representa es otra buena razón para acelerar y optimizar la extracción, los precios del recurso a lo largo de la historia, en particular en las épocas donde se alcanzan precios muy elevados han dado pie a este desarrollo tecnológico y de investigación tan arduo que se ha llevado a cabo en las últimas décadas para estos métodos, entonces, sin lugar a dudas, también la economía juega un papel importante en este asunto, el ¿Por qué? Y ¿Para qué? Se han contestado en unas cuantas líneas. Hay que recordar porqué nacen los proyectos, nacen para cubrir una necesidad o aprovechar una oportunidad en el mercado.

El desarrollo de métodos o procesos de recuperación adicional de hidrocarburos nace como proyecto, para probar las teorías y métodos desarrollados en laboratorio y finalmente convertirse en procesos, es decir, que se lleven a cabo en yacimientos de características similares para contribuir a la optimización en la gestión de campos petroleros en el mundo y satisfacer la creciente demanda de energéticos.

2. Ecuaciones básicas para flujo de fluidos en medios porosos

El flujo de fluidos en medios porosos es muy difícil de cuantificar, es por ello que se hacen suposiciones acerca de sus condiciones de flujo para poder representar en funciones relativamente sencillas su comportamiento, dichas suposiciones se pueden resumir en las siguientes:

- El fluido es incompresible, puede haber variación de la densidad en función de la presión, en ocasiones para facilitar el cálculo se consideran estos incompresibles.
- La formación se considera homogénea e inelástica a pesar de que en realidad es heterogénea y que la porosidad presenta cambios debido a la carga de estratos superiores en la mayoría de los casos.
- No hay difusión del fluido, la velocidad del fluido está dada por la ley de Henry Darcy, dicha ley relaciona la velocidad de las partículas materiales del fluido con la presión y su camino a través del medio poroso.

Existen diferentes tipos de flujo y se clasifican de acuerdo a tres principales características:

- Su configuración geométrica.
- Compresibilidad de los fluidos.
- Homogeneidad en las propiedades de la roca.
- De acuerdo a la variación de la presión con respecto al tiempo $\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)$.
- Sistema cerrado o abierto (yacimientos volumétrico o no volumétrico).

2.1 Suposición de un medio continuo

El objetivo de este apartado es presentar una estructura formal del medio continuo, con base en los diferentes desarrollos de investigadores y físicos a través de la historia, se parte de lo que antes se conocía como corpúsculos, que se consideraban los constituyentes más inmediatos de la materia y se mencionan en diversos trabajos históricos de mecánica de fluidos como:

“Boyle en *New Experiments Physico Mechanical Touching the Spring of Air and its Effects* (1660) conjetura que la materia está conformada por corpúsculos (invisibles) de primer orden (interpretando en un sentido moderno serían los átomos), que pueden agruparse para conformar corpúsculos de segundo orden (las moléculas, también en un sentido moderno). Él llamó a esta teoría, filosofía corpuscular. “ (Cadavid R. & Gómez Cataño, 2011)

Para llegar a la definición de un medio continuo supóngase un sistema conformado por n partículas en movimiento y con una frontera conocida (Figura 14).

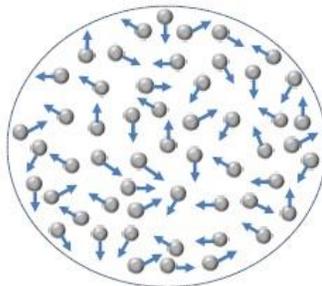


Figura 14 Partículas en movimiento y frontera conocida (Cadavid R. & Gómez Cataño, 2011)

Las fuerzas actúan en el centro de dichas partículas. Con base en el sistema, se puede considerar la definición de medio continuo como una secuencia de pasos:

- Se reduce el número de partículas que forman el sistema descrito.
 - Se divide el sistema en pequeños diferenciales de volumen dV que agrupa un número de partículas. (Figura 15).

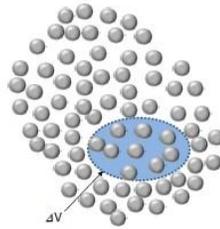


Figura 15 Agrupación de partículas en un dV . (Cadavid R. & Gómez Cataño, 2011)

- Al efectuar un límite para estas agrupaciones de partículas dV , el elemento dV se reduce a una agrupación infinitesimal o un punto material, representado como ($dV \rightarrow 0$) (Figura 16). Se considera entonces un sistema de m puntos materiales y dichos puntos materiales llenan todo el sistema considerado.

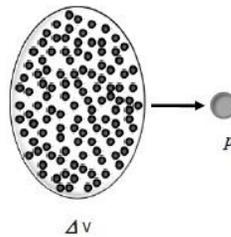


Figura 16 Partículas (dV) creando un punto material (Cadavid R. & Gómez Cataño, 2011)

- Las propiedades físicas de cada una de estos puntos materiales son las mismas para cada partícula del dV inicial.

A partir de lo anterior se considera continuidad en las propiedades de una sustancia o material a lo largo de la longitud del sistema para que las ecuaciones que describen el flujo de fluidos a través de medios porosos presenten continuidad matemática y congruencia física como muestra la Figura 17.

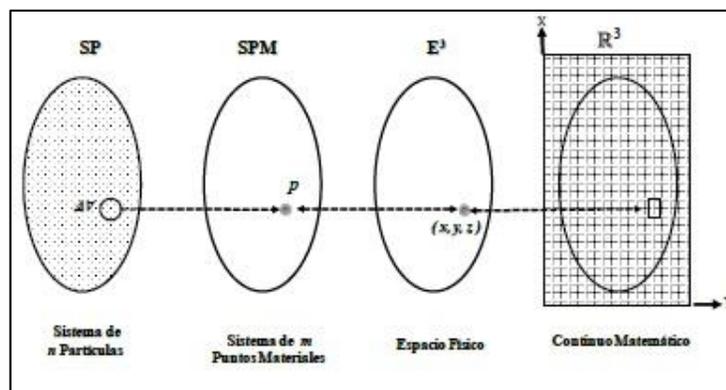


Figura 17 Evolución de consideraciones para el continuo (Cadavid R. & Gómez Cataño, 2011)

En la Figura 17 se puede observar la evolución que lleva a la definición del continuo matemático que permitirá expresar numéricamente el comportamiento de los fluidos a través del medio poroso. Se considera que un sistema continuo llena todo el espacio que ocupa y que cada punto del sistema continuo está lleno de materia que tiene valores promedio en sus propiedades. Un fluido es considerado medio continuo cuando las variables de estado (presión, densidad y velocidad) son consideradas funciones continuas del espacio y del tiempo, es decir, que el fluido es continuo a lo largo del espacio que ocupa.

2.1.1 El número de Knudsen

Calculando el número de Knudsen es fácil saber cuándo puede describirse el comportamiento de líquidos y gases mediante las ecuaciones de la dinámica de los fluidos. En la Figura 18 se muestra el recorrido que tendría una molécula a través de un sistema definido.

Para determinar si un material es considerado como fluido, se emplea el número de Knudsen que puede definirse como:

$$K_n = \frac{\text{Longitud del recorrido libre de las moléculas}}{\text{Longitud característica del sistema}} \dots\dots\dots(2-1)$$

Donde

$K_n \ll 1 \rightarrow$ La hipótesis del continuo podrá ser aplicada (se considera un fluido).

$K_n \geq 1 \rightarrow$ Se debe usar mecánica estadística para predecir el comportamiento.

$K_n \gg 1 \rightarrow$ Zona de gases rarificados.

- Si el número de Knudsen es menor a la unidad, la hipótesis del continuo podrá ser aplicada;
- Si el número de Knudsen es similar o mayor a la unidad, deberá recurrirse a las ecuaciones de la mecánica estadística para describir el comportamiento del sistema.

Cuando el número de Knudsen es muy mayor a la unidad, el recorrido libre promedio de las moléculas es del mismo tamaño (aproximadamente) que el sistema físico que contiene al material. En estas circunstancias sólo ocasionalmente pasará una molécula por dicha región. Es por ello que la región de números de Knudsen mayores a la unidad se denomina también región de gases rarificados.

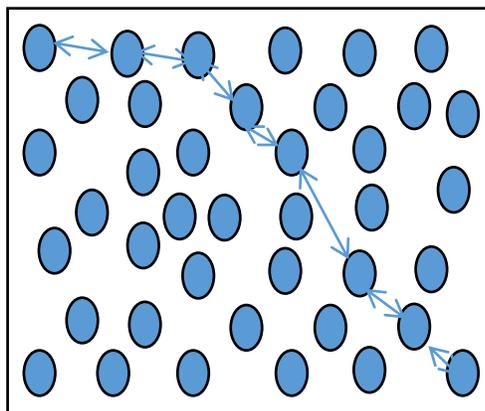


Figura 18 Trayectoria de una molécula a través de un sistema definido (Serrano Saldaña, 2012)

2.2 Conservación de materia

2.2.1 Definición de términos

Propiedades extensivas e intensivas

Propiedad intensiva.- Las propiedades intensivas son aquellas que no dependen de la cantidad de materia, por lo que su valor no cambia al analizar subsistemas y por tanto, no son propiedades aditivas.

Propiedad extensiva.- Cuando una propiedad puede expresarse como una integral sobre la región $B(t)$ ocupada por un cuerpo (su cantidad de materia), se dice que la propiedad es extensiva. Dada una función cualquiera $\psi(\underline{x}, t)$ como se muestra en la ecuación (2-2):

$$E(t) \equiv \int_{B(t)} \psi(\underline{x}, t) d\underline{x} \dots \dots (2-2)$$

En tal caso a la función $\psi(\underline{x}, t)$ se le llama “la propiedad intensiva asociada a la propiedad extensiva $E(t)$ ”. Así, toda función integrable define una propiedad intensiva y la ecuación (2-2) establece una correspondencia biunívoca entre propiedades extensivas e intensivas. En particular, si los valores de la función integrable $\psi(\underline{x}, t)$ son vectoriales, entonces la función extensiva correspondiente también es vectorial. En este caso se ha definido como la propiedad por unidad de volumen. Sin embargo, es frecuente que se le defina por unidad de masa, y en tal caso se puede obtener una de la otra multiplicando por la densidad. (Díaz Viera, 2001)

Sistema

Un sistema se refiere a una masa determinada de material y difiere del resto, que se llama medio ambiente. Los contornos de un sistema forman una superficie cerrada y puede variar con el tiempo, de manera que contenga la misma masa durante los cambios en su condición. (Streeter, 1970)

Sistema en equilibrio

Un sistema es considerado en equilibrio respecto a una propiedad cuando su estado es estacionario y uniforme, esto es:

Un sistema está en estado estacionario, si las variaciones de la propiedad analizada con respecto al espacio y al tiempo son igual a cero.

$$\left(\frac{\partial \psi}{\partial t} \right)_{x,y,z} = 0 \quad \frac{d\psi}{dt} = 0 \dots \dots (2-3)$$

Un sistema es uniforme con respecto a una propiedad, si las variaciones de dicha propiedad son iguales en el espacio y con respecto al tiempo.

$$\left(\frac{\partial \psi}{\partial x} \right)_{y,z,t} = \left(\frac{\partial \psi}{\partial y} \right)_{x,z,t} = \left(\frac{\partial \psi}{\partial z} \right)_{x,y,t} \dots \dots (2-4)$$

Sistemas de referencia

Los sistemas de referencia se asocian a los modelos matemáticos para establecer un cambio de alguna propiedad con respecto a algo, pudiendo ser respecto a un punto de observación o incluso respecto a otro punto material o punto de la misma función, pudiéndose señalar dos tipos que son de interés.

- Euleriano.- Describe el flujo (velocidad, aceleración, presión, temperatura, etc.) como una función de la posición y el tiempo, llamado también sistema de referencia inercial. Se ubica en un punto del espacio y con respecto al tiempo (x, y, z, t) . Este sistema de referencia sigue las leyes del movimiento de Isaac Newton, y, por tanto, la variación del momento lineal del sistema es igual a las fuerzas que actúan sobre el sistema.
- Lagrangiano.- Denominado también sistema de referencia no inercial, basado en un enfoque de sistema y este puede cambiar de tamaño y forma, pero siempre describe una propiedad definida (velocidad, aceleración, presión, temperatura, etc.) como funciones del tiempo y tiene como particularidad que no sigue las leyes de Newton, por tanto en ocasiones es necesario introducir fuerzas ficticias para establecer un equilibrio de fuerzas.

Derivada sustancial o material

Las derivaciones de tiempo se encuentran asociadas a dos descripciones de movimiento

Derivada local

$$\frac{\partial}{\partial t} \equiv \left(\frac{\partial}{\partial t} \right)_x \equiv \text{Derivada respecto al tiempo manteniendo la posición (x) constante.}$$

Derivada material

$$\frac{d}{dt} \equiv \left(\frac{d}{dt} \right)_\xi \equiv \text{Derivada respecto al tiempo manteniendo } \xi \text{ constante siguiendo la partícula.}$$

Ejemplo.

$$\frac{du}{dt} = \frac{\partial u}{\partial t} + (\nabla u) \bullet u \dots \dots (2-5)$$

$$\frac{du}{dt} \rightarrow \text{Aceleración total.}$$

$$\frac{\partial u}{\partial t} \rightarrow \text{Aceleración local.}$$

$$(\nabla u) \bullet u \rightarrow \text{Aceleración convectiva.}$$

$$\nabla = \frac{\partial}{\partial x} \hat{i} + \frac{\partial}{\partial y} \hat{j} + \frac{\partial}{\partial z} \hat{k}$$

La derivada material representa la rapidez del cambio en la propiedad para cada uno de los elementos diferenciales que forman parte del medio continuo.

Volumen de control

Un volumen de control es una región fija del espacio y es útil en el análisis de situaciones donde el movimiento se presenta dentro y fuera del espacio fijo. El contorno del volumen de control es su superficie de control. El tamaño y la forma del volumen de control son totalmente arbitrarios, pero con frecuencia se hace coincidir en parte con contornos sólidos. También se designa el volumen de control con el nombre de *sistema abierto*. (Streeter, 1970)

2.2.2 Teorema del transporte de Reynolds

El teorema del transporte de Reynolds cubre la necesidad de establecer la forma en la que se comportan las propiedades en un medio continuo, relacionando las propiedades extensivas con las intensivas y el comportamiento del sistema dentro de un volumen de control.

Necesidades para el Teorema del transporte de Reynolds

- Las leyes de la física en sus formas más simples describen el comportamiento de un sistema utilizando la aproximación de Lagrange.
 - Conservación de masa, momento, energía
- No es posible mantener siempre la localización del sistema en muchos problemas de fluidos.
- Las leyes de la física deben mantenerse en un mundo Euleriano.
- Se necesita una herramienta para relacionar lo anterior (Teorema del transporte de Reynolds).
- La experiencia física aplica para sistemas, no para volúmenes de control, esto es:

- $\sum \vec{F}_{sistema} = m_{sistema} \vec{a}_{sistema}$
- $\sum \vec{F}_{Vol.de\ control} \neq m_{Vol.de\ control} \vec{a}_{Vol.de\ control}$

Se define B como propiedad extensiva (masa, momento, volumen, energía) y b como una propiedad intensiva asociada a la propiedad B , es decir $b = \frac{B}{m}$ y es la versión intensiva de dicha propiedad.

$$B_{sistema} = \int_{sistema} \rho b dV \dots \dots (2-6)$$

La propiedad intensiva b multiplicada por la densidad $\left(\frac{m}{V}\right)$, es la cantidad de la propiedad en el volumen de control. En el tiempo $t = 0$, el sistema y el volumen de control elegido para el análisis coinciden, es decir, la masa en el sistema, coincide con el sistema de control como se muestra en la Figura 19.

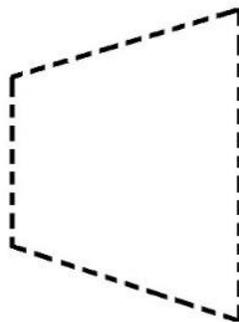


Figura 19 El Sistema y Volumen de control coinciden en t=0 (Ranalli, 2014)

En el tiempo $t = t_0 + \Delta t$, el volumen de control permanece estacionario, pero la masa en el sistema ha cambiado de posición como se muestra en la Figura 20.

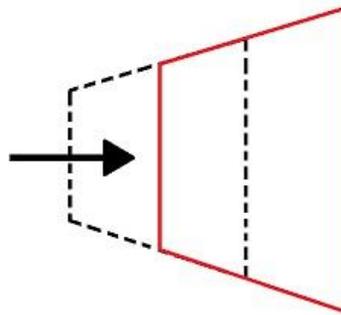


Figura 20 Volumen de control estacionario y cambio de posición del sistema. (Ranalli, 2014)

La posición del sistema y volumen de control en $t = t_0 + \Delta t$ se observa en la Figura 21, donde:

- I. Se observa sistema (materia) que entra al volumen de control para llenar el espacio que ha dejado el sistema al desplazarse.
- II. Porción del sistema que ha dejado el volumen de control.

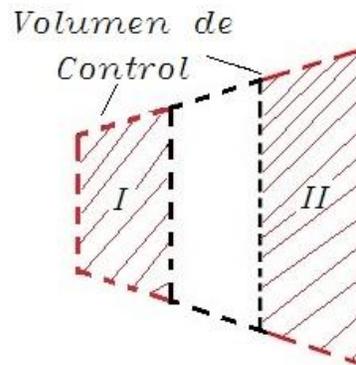


Figura 21 Comportamiento del sistema y volumen de control en $t=t+dt$ (Ranalli, 2014)

En un punto inicial ($t = 0$)

$$B_{sistema}(t) = B_{vol.control}(t) \dots \dots \dots (2-7)$$

En $t = t + \Delta t$

$$B_{sistema}(t + \Delta t) = B_{vol.control}(t + \Delta t) - B_I(t + \Delta t) + B_{II}(t + \Delta t) \dots \dots \dots (2-8)$$

Donde

$B_I(t + \Delta t) \rightarrow$ La masa que entró al volumen de control.

$B_{II}(t + \Delta t) \rightarrow$ La masa que salió del volumen de control.

Entonces

$$\frac{\Delta B_{sistema}}{dt} = \frac{B_{sistema}(t + \Delta t) - B_{sistema}(t)}{dt}$$

y

$$\frac{B_{sistema}(t + \Delta t) - B_{sistema}(t)}{dt} = \frac{B_{vol.control}(t + \Delta t) - B_{vol.control}(t) - B_I(t + \Delta t) + B_{II}(t + \Delta t)}{dt} \dots\dots(2-9)$$

Tomando el límite cuando $dt \rightarrow 0$, significa que el volumen analizado se refiere tanto al sistema como al volumen de control en ese instante.

Para lo que ocupa un volumen

$$\lim_{dt \rightarrow 0} \frac{B_{sistema}(t + \Delta t) - B_{sistema}(t)}{dt} = \frac{DB_{sistema}}{Dt}$$

Donde

$\frac{DB_{sistema}}{Dt} \rightarrow$ Derivada material.

$$\lim_{dt \rightarrow 0} \frac{B_{vol.control}(t + \Delta t) - B_{vol.control}(t)}{dt} = \frac{\partial B_{vol.control}}{\partial t}$$

Para lo que cruza una frontera

$$\lim_{dt \rightarrow 0} \frac{-B_I(t + \Delta t)}{dt} = -\rho A_1 v_1 b_1 = \dot{B}_{entra} \dots\dots(2-10)$$

$$\lim_{dt \rightarrow 0} \frac{B_{II}(t + \Delta t)}{dt} = \rho A_2 v_2 b_2 = \dot{B}_{sale} \dots\dots(2-11)$$

Resultando

$$\frac{DB_{sistema}}{Dt} = \frac{\partial B_{vol.control}}{\partial t} + \dot{B}_{sale} - \dot{B}_{entra} \dots\dots(2-12)$$

Donde

$\frac{DB_{sistema}}{Dt} \rightarrow$ Cambio en el sistema completo

$\frac{\partial B_{vol.control}}{\partial t} \rightarrow$ Cambios dentro del volumen de control.

\dot{B}_{sale} y $\dot{B}_{entra} \rightarrow$ Lo que cruza la frontera (entra o sale).

Generalizando

En la Figura 22 se observa un vector unitario \hat{n} saliendo de la superficie dA y perpendicular a esta.

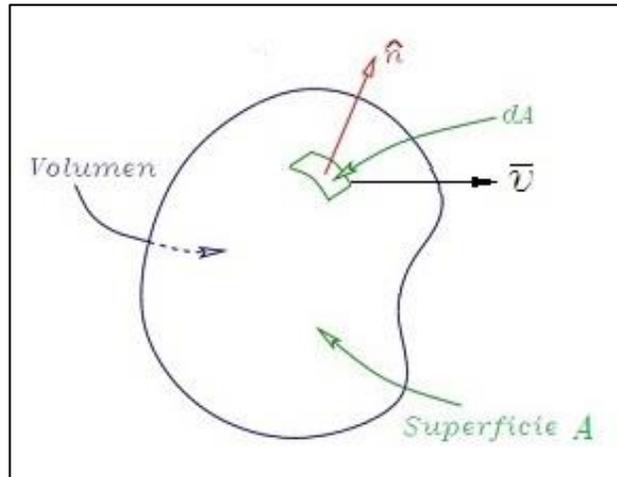


Figura 22 Superficie dA como frontera de un volumen de control. (Modificada de (Ranalli, 2014))

Obsérvese el vector normal a la diferencial de superficie dA , así como el vector \bar{v} que define la dirección y velocidad de las partículas materiales que cruzan la frontera del volumen de control, esto a través de la superficie dA y su dirección señala si la partícula material en estudio sale o entra al volumen de control, es decir, sabiendo que el producto punto de dos vectores es un número escalar, y, que $\bar{v} \cdot \hat{n} > 0$ porque \bar{v} se dirige hacia afuera de la superficie dA , y, se tendrá un número escalar negativo en el caso de que el vector \bar{v} entre al volumen de control por la superficie dA , es obvio entonces que:

- Si algo entra a través de la frontera al volumen de control, tendrá signo negativo.
- Si algo sale del volumen de control a través de la superficie dA , tendrá signo positivo.

Las dos conclusiones anteriores a las que se ha llegado gracias a la Figura 22 servirán para lograr un mejor entendimiento del Teorema del transporte de Reynolds y su generalización que se puede escribir de la siguiente manera:

$$\frac{DB_{sistema}}{Dt} = \frac{\partial}{\partial t} \iiint_{Vol.control} \rho b dV + \oiint_{Sup.control} \rho b (\bar{v} \cdot \hat{n}) dA \dots \dots (2-13)$$

Donde

$\frac{DB_{sistema}}{Dt} \rightarrow$ Cambios en el sistema en movimiento.

$\frac{\partial}{\partial t} \iiint_{Vol.control} \rho b dV \rightarrow$ Cambios en el volumen de control.

$\oiint_{Sup.control} \rho b (\bar{v} \cdot \hat{n}) dA \rightarrow$ Lo que cruza la frontera del volumen de control.

De lo cual se sabe que:

$$\frac{DB_{\text{sistema}}}{Dt} \rightarrow \text{Perspectiva Lagrangiana.}$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \iiint_{\text{Vol. control}} \rho b dV \rightarrow \text{Perspectiva Euleriana.}$$

Es entonces así como se enuncia el Teorema del Transporte de Reynolds generalizado, es importante señalar que el sistema se asocia al “paquete de masa” en movimiento, que pasa a través del volumen de control, entonces, el Teorema describe el transporte de b (la propiedad intensiva asociada a la propiedad extensiva B) y relaciona las perspectivas Euleriana y Lagrangiana.

2.2.3 La conservación de masa

En el apartado anterior se describió el teorema de transporte de Reynolds generalizado en la ecuación (2-13), ahora bien, suponga que la propiedad extensiva B que se comentó anteriormente, representa la masa, y se asegura lo siguiente:

Si

$$B = m$$

$$b = \frac{B}{m} = \frac{m}{m} = 1$$

Donde

$$m = \text{masa}$$

Entonces

$$\frac{Dm}{Dt} = \frac{\partial}{\partial t} \iiint_{\text{Vol. control}} \rho dV + \oiint_{\text{Sup. control}} \rho(\bar{v} \cdot \hat{n}) dA \dots \dots (2-14)$$

Y

$$\frac{Dm}{Dt} = 0, \text{ puesto que el sistema es la masa misma a través del volumen de control.}$$

Y finalmente

$$\frac{\partial}{\partial t} \iiint_{\text{Vol. control}} \rho dV = \oiint_{\text{Sup. control}} \rho(\bar{v} \cdot \hat{n}) dA \dots \dots (2-15)$$

Entonces se puede enunciar lo siguiente

La velocidad de cambio de masa dentro del volumen de control es igual a la velocidad en que la masa entra o sale de dicho volumen de control a través de la frontera.

2.2.4 Ecuación de continuidad

De la ecuación (2-15) se pueden igualar términos y llegar a la ecuación de continuidad, dice que la diferencia entre lo que entra y lo que sale a través de las fronteras del sistema es igual a la acumulación en el volumen de control y lo que se transporta a través de él, que expresado matemáticamente es:

$$\frac{\partial}{\partial t} \iiint_{Vol.control} \rho dV = \iint_{sup.control} \rho(\vec{v} \cdot \hat{n}) dA - \iint_{Sup.control} \rho(\vec{v} \cdot \hat{n}) dA \dots \dots (2-16)$$

La mecánica de los fluidos a través del medio poroso está sujeta a la ley de la conservación de la materia que dice:

“En un sistema cerrado la masa no se crea ni se destruye”.

Para la determinación de la ecuación de continuidad se considera una partícula material, asociada a un diferencial de volumen y ubicada con respecto a un sistema de referencia inercial (Euleriano). Simplificando y considerando el cambio en el volumen de control igual a cero se tendría lo siguiente:

$$\nabla \cdot (\rho \vec{v}) = 0$$

Como la ley de conservación de masa en este caso involucra fluidos, debe especificarse la naturaleza de él, así como las características termodinámicas y tipo de movimiento; por ello hará falta asociarla a una ecuación de estado y a una de movimiento.

2.3 Conservación de energía

La conservación de la energía está relacionada con la primera ley de la termodinámica, que establece

“la energía total de un sistema aislado permanece constante a través del tiempo”.

Para comprender el desarrollo de la ecuación de conservación de energía, se realizará una demostración a partir de la ecuación (2-13) que es el Teorema del Transporte de Reynolds (TTR):

$$\frac{DB_{sistema}}{Dt} = \frac{\partial}{\partial t} \iiint_{Vol.control} \rho b dV + \oint\!\!\!\oint_{Sup.control} \rho b(\vec{v} \cdot \hat{n}) dA$$

Donde

$$\frac{DB_{sistema}}{Dt} \rightarrow \text{Cambios en el sistema en movimiento.}$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \iiint_{Vol.control} \rho b dV \rightarrow \text{Cambios en el volumen de control.}$$

$$\oint\!\!\!\oint_{Sup.control} \rho b(\vec{v} \cdot \hat{n}) dA \rightarrow \text{Lo que cruza la frontera del volumen de control.}$$

Al hacer que la propiedad extensiva **B** represente la energía e , se obtiene:

$$B = E[\text{Joules}]; b = \frac{E}{m} = e \left[\frac{\text{Joules}}{\text{Kg}} \right]$$

Y entonces en la ecuación de energía $e = u + k_e + p_e$ se sustituye la energía cinética y potencial:

$$e = u + \frac{v^2}{2} + gz$$

Donde

$u \rightarrow$ Energía interna.

$k_e \rightarrow$ Energía cinética.

$p_e \rightarrow$ Energía potencial.

De esta manera se puede escribir la ecuación

$$\frac{DE_{\text{sistema}}}{Dt} = \frac{\partial}{\partial t} \int_{\text{Vol.control}} \rho e dV + \int_{\text{Sup.control}} e \rho (\bar{v} \cdot \hat{n}) dA \dots \dots (2-17)$$

Se puede agregar el cambio en la energía interna del sistema y el volumen de control

$$\begin{aligned} \frac{DE_{\text{sistema}}}{Dt} &= \dot{Q}_{\text{entra}} - \dot{W}_{\text{sale}} \Big|_{\text{sistema}} = \dot{Q}_{\text{entra}} - \dot{W}_{\text{sale}} \Big|_{\text{vol.control}} \\ \dot{Q}_{\text{entra}} - \dot{W}_{\text{sale}} \Big|_{\text{vol.control}} &= \frac{\partial}{\partial t} \int_{\text{Vol.control}} \rho e dV + \int_{\text{Sup.control}} e \rho (\bar{v} \cdot \hat{n}) dA \end{aligned}$$

Expandiendo el término

$$\dot{Q}_{\text{entra}} - \dot{W}_{\text{sale}} \Big|_{\text{vol.control}} = \frac{\partial}{\partial t} \int_{\text{Vol.control}} \rho e dV + \int_{\text{Sup.control}} \left(u + \frac{v^2}{2} + gz \right) \rho (\bar{v} \cdot \hat{n}) dA$$

Sabiendo que uno de los términos de trabajo es el flujo de trabajo

$$\text{Trabajo producido} = \int_{\text{sup.control}} \rho (\bar{v} \cdot \hat{n}) dA$$

$$\dot{W} = \bar{F} \cdot \bar{v}$$

$$\dot{Q}_{entra} - \dot{W}_{conducido} - \dot{W}_{aplicado} = \frac{\partial}{\partial t} \int_{volcontrol} e \rho dV + \int_{siscontrol} \left(u + \frac{v^2}{2} + gz \right) \rho (\bar{v} \cdot \hat{n}) dA$$

Introduciendo el término de potencia debido a las fuerzas de presión presentes.

Tenemos

$$\int_{sup control} P (\bar{v} \cdot \hat{n}) dA \rightarrow \text{Potencia debido a las fuerzas de presión.}$$

Añadiéndolo al término de energía que entra o sale por la superficie de control

$$\dot{Q}_{entra} - \dot{W}_{conducido} = \frac{\partial}{\partial t} \int_{volcontrol} e \rho dV + \int_{siscontrol} \left(u + \frac{P}{\rho} + \frac{v^2}{2} + gz \right) \rho (\bar{v} \cdot \hat{n}) dA$$

Se observa que

$$\text{Entalpía} = u + \frac{P}{\rho} = h$$

Remplazando el término de entalpía

$$\dot{Q}_{entra} - \dot{W}_{conducido} = \frac{\partial}{\partial t} \int_{volcontrol} e \rho dV + \int_{siscontrol} \left(h + \frac{v^2}{2} + gz \right) \rho (\bar{v} \cdot \hat{n}) dA$$

Si la velocidad y la energía son uniformes en el volumen de control y los fluidos se consideran incompresibles.

$$\frac{\partial E_{cv}}{\partial t} = \dot{Q}_{entra} - \dot{W}_{conducido} + \sum_{entra} \dot{m} \left(h + \frac{v^2}{2} + gz \right) - \sum_{sale} \dot{m} \left(h + \frac{v^2}{2} + gz \right) \dots\dots\dots (2-18)$$

La expresión (2-18) resulta ser la Primera Ley de la Termodinámica para un volumen de control.

Recordando que se pueden escribir expresiones simples para el cambio de entalpía

$$c_v = \left. \frac{\partial u}{\partial T} \right|_{vol} ; c_p = \left. \frac{\partial h}{\partial T} \right|_p$$

Si se asumen los calores específicos, se obtiene:

$$\Delta u \approx c_v \Delta T \quad \Delta h \approx c_p \Delta T$$

Para sustancias incompresibles

$$\Delta h \approx c_v \Delta T + \frac{1}{\rho} \Delta P \approx c \Delta T \quad ; \quad c_v \approx c_p \approx c$$

La ecuación de energía estacionaria está relacionada con la ecuación de Bernoulli

$$\frac{P_{sale}}{\rho} + \frac{V_{sale}^2}{2} + gz_{sale} = \frac{P_{entra}}{\rho} + \frac{V_{entra}^2}{2} + gz_{entra}$$

Si se tiene flujo en régimen estacionario

$$\dot{Q}_{entra} - \dot{W}_{conducido} \Big|_{volcontrol} = \frac{\delta}{\delta x} \int_{vol.control} \rho \dot{V} + \dot{m} \left[\left(u_{sale} + \frac{P_{sale}}{\rho} + gz_{sale} \right) - \left(u_{entra} + \frac{P_{entra}}{\rho} + gz_{entra} \right) \right]$$

Quedando

$$\left(\frac{P_{entra}}{\rho} + gz_{entra} \right) - (u_{sale} - u_{entra} - \dot{Q}_{neta}) = \left[\left(\frac{P_{sale}}{\rho} + gz_{sale} \right) \right] \dots\dots\dots(2-19)$$

$\dot{Q}_{neta} \rightarrow$ Transferencia de energía por unidad de volumen.

$\left(u_{sale} - u_{entra} - \dot{Q}_{neta} \right) \rightarrow$ Representa pérdidas de energía usable. Siempre ≥ 0 (2da Ley Termodinámica)

Se usa finalmente la ecuación de energía

$$\left(\frac{P_{sale}}{\rho g} + \frac{V_{sale}^2}{2g} + z_{sale} \right) = \left(\frac{P_{entra}}{\rho g} + \frac{V_{entra}^2}{2g} + z_{entra} + h_s - h_L \right) \dots\dots\dots(2-20)$$

Donde

$h_s \rightarrow$ Calor conducido en el volumen de control. ; $h_L \rightarrow$ Pérdida de calor.

$$h_s = \frac{\dot{W}_{conducido dentro}}{\dot{m}g} = \frac{\dot{W}_{conducido dentro}}{\rho Qg}$$

$$h_L = \frac{\dot{E}_{perdida}}{\dot{m}g} = \frac{\dot{Q}_{sale} + \dot{W}_{perdido}}{\rho Qg}$$

Y queda entonces demostrada la conservación de energía.

2.4 Ecuación de flujo fraccional y Avance frontal

El flujo fraccional es una cuantificación de la cantidad de un fluido determinado que se desplaza en el yacimiento en relación a otro, éste puede incluir en su estimación aspectos como la cuantificación de las fuerzas capilares y el efecto que recibe debido a la acción de las fuerzas gravitatorias, en diversos análisis de flujo de fluidos en medios porosos y enfáticamente en el proceso de desplazamiento de aceite por agua o gases inmiscibles, se evalúa ese flujo fraccional para cualificar la eficiencia del proceso y la competencia de los fluidos.

La ecuación de avance frontal fue presentada en 1942 por M.C. Leverett y S. E. Buckley, esta ecuación permite determinar la saturación de los fluidos, desplazante y desplazado, en un punto durante un desplazamiento lineal, permite saber la saturación de cualquiera de las dos fases en un punto y se apoya en el balance materia como se muestra a continuación.

$$\text{Gasto de agua acumulada} = \text{Gasto de agua que entra} - \text{Gasto de agua que sale}$$

Parte de las suposiciones que son válidas tanto para su teoría del avance frontal como para el desarrollo de su método de predicción del comportamiento de la inyección de agua. Estas son:

- Se trata de medios homogéneos (k y ϕ constantes)
- Los fluidos se consideran incompresibles.
- Los fluidos son inmiscibles (no se mezclan).
- Únicamente hay dos fases (todo el gas libre se encuentra disuelto en el aceite).
- Se considera un desplazamiento lineal.
- El desplazamiento es en condición estable (flujo másico de entrada = flujo másico de salida).

Adicionalmente para el avance frontal no interviene el ángulo de inclinación.

2.4.1 Deducción de la ecuación de flujo fraccional

Para determinar la ecuación es necesario identificar dos fluidos, uno desplazado y otro desplazante, es decir, el fluido desplazado será aceite, desplazado por otro fluido, denominado desplazante, pudiendo ser agua o gas, para la determinación de la ecuación de flujo fraccional se asumirá que el fluido desplazante es agua. En la Figura 36 se observa el esquema de un desplazamiento de aceite por agua en el que se tiene un cierto buzamiento en el estrato impregnado.

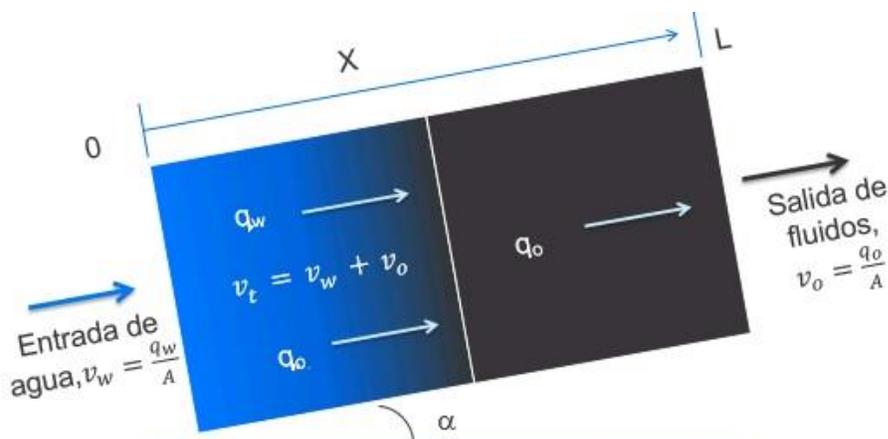


Figura 23 Esquema del desplazamiento de aceite por agua en estrato con buzamiento hacia arriba.

De la ecuación de Darcy se puede expresar la velocidad de ambos fluidos de la siguiente manera:

$$v_o = -\frac{Kk_{ro}}{\mu_o} \left[\frac{\partial P_o}{\partial x} + \rho_o g \sin \alpha \right] \quad v_w = -\frac{Kk_{rw}}{\mu_w} \left[\frac{\partial P_w}{\partial x} + \rho_w g \sin \alpha \right]$$

La presión capilar se puede escribir como la diferencia de presión entre el fluido mojanete y el no mojanete.

$p_c = p_{nm} - p_m$. En un yacimiento con mojabilidad preferencial al agua se tiene:

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\partial P_w}{\partial x}$$

De la expresión que define la velocidad los fluidos se despejan $\frac{\partial P_o}{\partial x}$ y $\frac{\partial P_w}{\partial x}$ respectivamente

$$\frac{\partial P_o}{\partial x} = \frac{v_o}{-\frac{Kk_{ro}}{\mu_o}} - [\rho_o g \sin \alpha] \rightarrow \frac{\partial P_o}{\partial x} = -\frac{v_o \mu_o}{Kk_{ro}} - [\rho_o g \sin \alpha]$$

$$\frac{\partial P_w}{\partial x} = \frac{v_w}{-\frac{Kk_{rw}}{\mu_w}} - [\rho_w g \sin \alpha] \rightarrow \frac{\partial P_w}{\partial x} = -\frac{v_w \mu_w}{Kk_{rw}} - [\rho_w g \sin \alpha]$$

Sabiendo que $p_c = p_o - p_w$ se puede plantear como diferenciales en la dirección del desplazamiento.

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = -\frac{v_o \mu_o}{Kk_{ro}} - \rho_o g \sin \alpha + \frac{v_w \mu_w}{Kk_{rw}} + \rho_w g \sin \alpha$$

Al suponer que los fluidos son incompresibles, la velocidad total de flujo sería $v_t = v_o + v_w$

Sustituyendo v_t , multiplicando por $\frac{Kk_{ro}}{v_t \mu_o}$ y asumiendo $\Delta \rho = \rho_w - \rho_o$

$$\frac{Kk_{ro}}{v_t \mu_o} \frac{\partial P_c}{\partial x} = \frac{v_w}{v_t} - \mathbf{1} + \frac{v_w \mu_w}{v_t \mu_o} \frac{Kk_{ro}}{k_{rw}} + \frac{Kk_{ro}}{v_t \mu_o} \Delta \rho g \sin \alpha$$

Definiendo $f_w = \frac{v_w}{v_t}$ se tiene:

$$\frac{Kk_{ro}}{v_t \mu_o} \frac{\partial P_c}{\partial x} = \frac{v_w}{v_t} - \mathbf{1} + \frac{v_w \mu_w}{v_t \mu_o} \frac{Kk_{ro}}{k_{rw}} + \frac{Kk_{ro}}{v_t \mu_o} \Delta \rho g \sin \alpha$$

$$\frac{Kk_{ro}}{v_t \mu_o} \frac{\partial P_c}{\partial x} + \mathbf{1} - \frac{Kk_{ro}}{v_t \mu_o} \Delta \rho g \sin \alpha = \frac{v_w}{v_t} + \frac{v_w \mu_w}{v_t \mu_o} \frac{Kk_{ro}}{k_{rw}}$$

$$\frac{Kk_{ro}}{v_t \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - \Delta \rho g \sin \alpha \right) + \mathbf{1} = \frac{v_w}{v_t} \left(\mathbf{1} + \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{Kk_{ro}}{k_{rw}} \right)$$

Reacomodando términos queda

$$f_w = \frac{1 + \frac{k_o}{\mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - \Delta \rho g \text{sen} \alpha \right)}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \dots\dots\dots(2-21)$$

Si la velocidad de flujo y el buzamiento se mantienen constantes, el flujo fraccional es una función de la saturación solamente.

La definición más sencilla de flujo fraccional es que es el gasto de un fluido en relación al gasto total.

La ecuación de flujo fraccional puede tomar las siguientes formas dependiendo del fluido desplazante, para unidades de campo habría que multiplicar por 1.127.

Agua desplazando aceite

$$f_w = \frac{1 + \frac{k_o}{v_t \mu_o} \left[\frac{\partial P_c}{\partial x} - (\rho_w - \rho_o) g \text{sen} \alpha \right]}{1 + \frac{k_o \mu_w}{\mu_o k_w}} \dots\dots\dots(2-22)$$

Agua desplazando gas

$$f_w = \frac{1 + \frac{k_g}{v_t \mu_g} \left[\frac{\partial P_c}{\partial x} - (\rho_w - \rho_g) g \text{sen} \alpha \right]}{1 + \frac{k_g \mu_w}{\mu_g k_w}} \dots\dots\dots(2-23)$$

Gas desplazando aceite

$$f_g = \frac{1 + \frac{k_o}{v_t \mu_o} \left[\frac{\partial P_c}{\partial x} - (\rho_g - \rho_o) g \text{sen} \alpha \right]}{1 + \frac{k_o \mu_g}{\mu_o k_g}} \dots\dots\dots(2-24)$$

El término de presión capilar $\left(\frac{\partial P_c}{\partial x} \right)$ se desprecia al considerar que el cambio de la presión capilar tiende a cero debido a que se considera un medio homogéneo.

$$\Delta \frac{P_c}{x} \rightarrow \mathbf{0}$$

Los efectos de gravedad $\Delta \rho g \text{sen} \alpha$ se anulan debido a que $\text{sen}(180^\circ)=0$ asumiendo un flujo horizontal. La ecuación de flujo fraccional para el caso de agua desplazando aceite simplificada queda:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}} \dots\dots\dots(2-25)$$

2.4.2 Ecuación de avance frontal

Buckley y Leverett expresaron la diferencia entre el gasto del fluido desplazante a través de un volumen de control y el gasto al salir de él, en función de la acumulación del fluido desplazante.

La ecuación de avance frontal involucra principalmente las siguientes suposiciones:

- No hay transferencia de masa entre las fases (Son inmiscibles)
- Los fluidos son incompresibles

Considérese un elemento infinitesimal de roca con porosidad ϕ , área A y Longitud L en el sentido del flujo. El gasto de masa de agua que entra al volumen de control en el punto L es $(q_w \rho_w)_L$.

El gasto de masa de agua que sale del elemento en el punto $t + \Delta t$ es $(q_w \rho_w)_{L+\Delta L}$ y entonces, la acumulación del gasto de masa de agua en el elemento es por tanto:

$$A\phi\Delta L \frac{\partial}{\partial t}(S_w \rho_w)$$

El gasto de masa de agua que entra al elemento de roca menos el gasto de masa de agua que sale es, de acuerdo con los principios del balance de materia, igual al gasto de masa de agua acumulado en el elemento de roca. Por lo tanto se tiene:

$$(q_w \rho_w)_L - (q_w \rho_w)_{L+\Delta L} = A\phi\Delta L \frac{\partial}{\partial t}(S_w \rho_w) \dots \dots (2-26)$$

Por definición:

$$F(L, t) - F((L + \Delta L), t) = - \left(\frac{\partial F}{\partial L} \right)_t dL$$

Por lo tanto, la ecuación (2-26) puede escribirse como:

$$\frac{\partial}{\partial L}(q_w \rho_w) + A\phi \frac{\partial}{\partial t}(S_w \rho_w) = 0 \dots \dots (2-27)$$

Sin embargo, se considera que los fluidos son incompresibles. Por lo tanto, la densidad del agua, ρ_w , no es función del tiempo ni de la distancia(es constante). Por lo tanto:

$$\frac{\partial}{\partial L}(q_w) + A\phi \frac{\partial}{\partial t}(S_w) = 0 \dots \dots (2-28)$$

$$\left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right)_t = \frac{-1}{A\phi} \left(\frac{\partial q_w}{\partial L} \right)_t$$

Puesto que el gasto de agua, q_w es función de la saturación de agua y del tiempo:

$$dq_w = \left(\frac{\partial q_w}{\partial S_w} \right)_t dS_w + \left(\frac{\partial q_w}{\partial t} \right)_{S_w} dt$$

Derivando con respecto a la longitud, L , para un tiempo fijo, t , se obtiene:

$$\left(\frac{\partial q_w}{\partial L} \right)_t = \left(\frac{\partial q_w}{\partial S_w} \right)_t \left(\frac{\partial S_w}{\partial L} \right)_t$$

$$\left(\frac{\partial S_w}{\partial L} \right)_t = \frac{\left(\frac{\partial q_w}{\partial L} \right)_t}{\left(\frac{\partial q_w}{\partial S_w} \right)_t} \dots\dots\dots(2-29)$$

Análogamente, la saturación de agua, S_w es función de la distancia y del tiempo y por lo tanto, para una saturación constante:

$$dS_w = \left(\frac{\partial S_w}{\partial L} \right)_t dL + \left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right)_t dt = 0$$

Por lo tanto:

$$\left(\frac{\partial L}{\partial t} \right)_{S_w} = \frac{-\left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right)_t}{\left(\frac{\partial S_w}{\partial L} \right)_t} \dots\dots\dots(2-30)$$

Sustituyendo las ecuaciones (2-28) y (2-29) en la ecuación (2-30) se obtiene:

$$\left(\frac{\partial L}{\partial t} \right)_{S_w} = \frac{1}{A\phi} \left(\frac{\partial q_w}{\partial S_w} \right)_t \dots\dots\dots(2-31)$$

El término f_w es por definición, la fracción de agua en la corriente total. Por lo tanto:

$$q_w = f_w q_t$$

Diferenciando la ecuación (2-31) con respecto a la saturación de agua, S_w para un tiempo constante, t , se tiene:

$$\left(\frac{\partial q_w}{\partial S_w} \right)_t = f_w \left(\frac{\partial q_t}{\partial S_w} \right)_t + q_t \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_t$$

Sin embargo, puesto que los fluidos son incompresibles, la variación de la velocidad total con la saturación para un tiempo cualquiera es cero. Por lo tanto:

$$\left(\frac{\partial q_w}{\partial S_w}\right)_t = q_t \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_t \dots\dots(2-32)$$

Sustituyendo la Ecuación (2-32) en la ecuación (2-31) se tiene

$$\left(\frac{\partial L}{\partial t}\right)_{S_w} = \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_t \dots\dots(2-33)$$

Esta ecuación indica que la velocidad de avance de un plano de saturación es igual a la velocidad superficial total del fluido, multiplicada por la derivada del flujo fraccional con respecto a la saturación de agua.

Si se integra la ecuación anterior se puede determinar la distancia recorrida por un frente de saturación constante, a un tiempo determinado, obteniéndose la ecuación de avance frontal. (Craig, 1971)

$$L_{S_w} = \frac{q_t t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_w} \dots\dots(2-34)$$

En unidades prácticas del sistema inglés, la ecuación de avance frontal queda:

$$L_{S_w} = \frac{5.615q_t t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_w} \dots\dots(2-35)$$

Donde

L_{S_w} → Distancia recorrida [pies] ; S_w → Saturación de agua [%] ; q_t → Gasto de inyección $\left[\frac{bls}{día}\right]$

t → Tiempo en [días] ; $\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_w}$ → Pendiente de la curva de f_w a la saturación S_w

Si se está inyectando gas, la ecuación de avance frontal es:

$$L_{S_g} = \frac{5.615q_t t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_g}{\partial S_g}\right)_{S_g} \dots\dots(2-36)$$

L_{S_g} → Distancia recorrida en [pies] ; S_g → Saturación de gas [%] ; q_t → Gasto de inyección $\left[\frac{bls}{día}\right]$

t → Tiempo en [días] ; $\left(\frac{\partial f_g}{\partial S_g}\right)_{S_g}$ → Es la pendiente de la curva f_g a la saturación S_g .

3. Conceptos petrofísicos y del comportamiento de fases

Para comprender el comportamiento de la inyección de una sustancia al yacimiento, es necesario el entendimiento profundo de las reacciones que se tendrán de dicha sustancia con la roca y los fluidos presentes, así como la interacción del sistema roca-fluidos bajo la presencia de dicha sustancia externa.

Es por esto que se mencionarán las propiedades petrofísicas primordiales y se plantearán explicaciones breves a cerca del comportamiento de fases que son esenciales para comprender mejor los fenómenos ocurrentes en los yacimientos bajo la influencia de las sustancias inyectadas para alterar el sistema roca-fluidos.

Las propiedades a describir principalmente son:

1. Propiedades de la roca
 - a. Porosidad
 - b. Permeabilidad
 - c. Distribución del tamaño de los poros
 - d. Área de su superficie
2. Propiedades del sistema roca-fluidos
 - a. Características de la presión capilar.
 - b. Características de permeabilidad relativa.
 - c. Mojabilidad, tipos y distribución.
 - d. Saturación de fluidos.

Posterior a este capítulo, conforme sea pertinente, se definirá alguna propiedad del fluido necesaria para el entendimiento del tema y recalcar su importancia en el método de recuperación del que se trate, esto es, tratar de separar las propiedades relevantes en cada uno de estos métodos, ya sea de recuperación secundaria o mejorada, es por esto que únicamente se tocarán propiedades que afecten el comportamiento de manera global, durante la descripción de algún fenómeno en particular quizás sea pertinente definir algún concepto o propiedad antes del mismo.

3.1 Petrofísica

El conocimiento de las propiedades físicas de la roca y la interacción existente entre el sistema de hidrocarburos y la formación es esencial en el entendimiento del comportamiento de yacimientos. Las propiedades de la roca son determinadas en laboratorio mediante el análisis de núcleos. Existen básicamente dos categorías principales de algunas pruebas de análisis de núcleos.

Pruebas de rutina	Pruebas especiales
Porosidad	Presión de sobrecarga
Permeabilidad	Presión capilar
Saturación de fluidos	Permeabilidad relativa
	Mojabilidad
	Tensión superficial e interfacial

3.1.1 Porosidad

La porosidad es la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca, cuantitativamente se define como la relación entre el volumen de poros y el volumen total de la roca como se observa en la Figura 24.

$$\phi = \frac{\text{Volumen de poros}}{\text{Volumen total}} \dots\dots(3-1)$$

Donde

$\phi \rightarrow$ Porosidad.

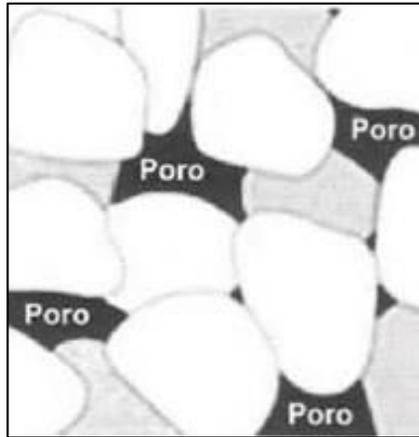


Figura 24 Definición de porosidad (Paris de Ferrer, 2009)

Existen dos tipos de porosidad, absoluta y efectiva.

Absoluta.- Es la porosidad que cuenta tanto los poros comunicados como los no comunicados, es posible que una roca tenga alta porosidad absoluta, pero un valor muy bajo de porosidad efectiva.

$$\phi = \frac{\text{Volumen total de poros}}{\text{Volumen total de roca}} = \frac{V_{total} - V_{matriz}}{V_{total}} \dots\dots(3-2)$$

Donde

$\phi \rightarrow$ Porosidad absoluta.

Efectiva.- Es la porosidad que considera los poros que se encuentran intercomunicados con respecto al volumen total de la roca.

$$\phi_e = \frac{\text{Volumen de poros interconectados}}{\text{Volumen total de roca}} \dots\dots(3-3)$$

Donde

$\phi_e \rightarrow$ Porosidad efectiva.

La Figura 25 muestra la diferencia entre la porosidad no comunicada, una efectiva y que ambas conforman la porosidad absoluta.

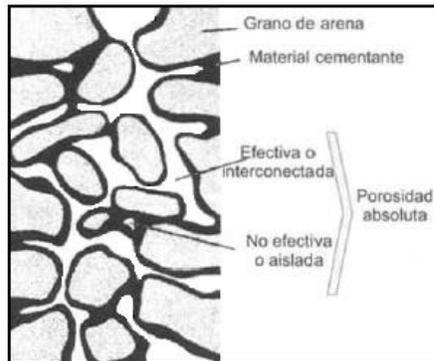


Figura 25 Porosidad efectiva y no efectiva son la porosidad absoluta (Paris de Ferrer, 2009)

La porosidad efectiva es la de mayor valor en la ingeniería petrolera, se refiere a los espacios porales intercomunicados por donde pueden fluir los fluidos en los yacimientos. La porosidad efectiva es función de varios factores litológicos como:

Selección de los granos	Empaque de los granos	Cementación	Meteorización
Lixiviación	Cantidad de arcilla	Tipo de Arcillas	Hidratación de las arcillas

A su vez, la porosidad se divide en primaria y secundaria, de acuerdo con el origen y tiempo de depositación de los sedimentos que forman la roca:

Primaria.- Es la porosidad que se desarrolla al momento de la deposición de los materiales que constituyen la roca, también es conocida como porosidad original.

Secundaria.- Es la porosidad que se desarrolla por procesos posteriores a la depositación de los materiales constituyentes, originada por fracturas o lixiviación (disolución de materiales por la presencia de agua) ocurrientes después de la litificación.

La roca en los yacimientos puede tener variaciones de porosidad grandes entre una zona y otra, es por esto que se tienen diversos métodos para estimar el promedio de porosidad, de acuerdo a las condiciones en las que se presentan dichas variaciones.

- Media aritmética
- Ponderación por espesor
- Ponderación areal
- Ponderación volumétrica

Para realizar cálculos de ingeniería que involucren porosidad, es recomendable un valor representativo.

Promedio aritmético

Consiste en calcular la media aritmética de los datos de porosidad disponibles.

$$\phi = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i}{n} \dots\dots\dots(3-4)$$

Donde

n → Es el número de datos disponibles.

ϕ_i → Es la porosidad de cada muestra.

Ponderación por espesor

Esta ponderación se aplica cuando se tienen n estratos de espesores conocidos

$$\phi = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \dots\dots\dots(3-5)$$

Donde

ϕ → Porosidad ponderada. ; ϕ_i → Porosidad del estrato i .

h_i → Espesor del estrato i . ; $\sum_{i=1}^n h_i = h_T$ → Espesor total.

Ponderación areal

Se determina tomando en cuenta diversas áreas, pudiendo ser estas las áreas de drenaje de cada pozo considerado en el yacimiento, o bien, áreas de interés.

$$\phi = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i A_i}{\sum_{i=1}^n A_i} \dots\dots\dots(3-6)$$

Donde

ϕ_i → Porosidad del área de drenaje i . ; A_i → Área considerada del pozo i .

Ponderación volumétrica

Esta ponderación involucra tanto espesores como áreas, por lo tanto ofrece una mayor confiabilidad.

$$\phi = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i A_i h_i}{\sum_{i=1}^n A_i h_i} \dots\dots\dots(3-7)$$

Ejemplo de cálculo (Mc. Kinney & Ahmed, 2005)

Calcular el promedio aritmético y el promedio ponderado por espesor de las siguientes mediciones:

Muestra	Espesor [pies]	Porosidad [%]
1	1.0	10
2	1.5	12
3	1.0	11
4	2.0	13
5	2.1	14
6	1.1	10

Solución

Promedio aritmético

$$\phi = \frac{10 + 12 + 11 + 13 + 14 + 10}{6} = 11.67\%$$

Promedio ponderado por espesor

$$\phi = \frac{(1)(10) + (1.5)(12) + (1)(11) + (2)(13) + (2.1)(14) + (1.1)(10)}{1 + 1.5 + 1 + 2 + 2.1 + 1.1} = \frac{105.4}{8.7} = 12.115\%$$

El espacio poroso interconectado (porosidad efectiva) es la de importancia en la recuperación secundaria y mejorada, ciertos procesos EOR exhiben diferente comportamiento dependiendo de la porosidad, tal es el caso de los puntos muertos en el volumen poroso para solventes, así como los espacios porales pequeños, donde es imposible que las soluciones poliméricas accedan para desplazar el aceite atrapado en ese espacio poral. La porosidad de un medio permeable depende de la variación local del tamaño de los granos, su distribución principalmente y en menor medida el promedio del tamaño de poros.

3.1.2 Permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad de la roca que cuantifica la capacidad de ésta para permitir el paso de un fluido de un punto a otro y por lo cual se considera una propiedad fundamental para la ingeniería petrolera.

Es necesario conocer los conceptos de permeabilidad absoluta K , relativa k_{rf} y efectiva k_f para estimar las interacciones entre la roca y los fluidos en el yacimiento y finalmente poder interpretar correctamente los fenómenos de transporte ocurridos en el medio poroso.

La geometría poral en la roca es determinante en el valor de la permeabilidad. Dicha geometría es dependiente del tamaño y la forma de los granos, así como de su distribución.

El tamaño de los granos, así como su preferencia de mojabilidad tiene una gran influencia en la permeabilidad y está relacionado con la superficie mojada, se puede enunciar entonces que: a menor tamaño de partícula, mayor superficie de contacto sólido-fluido.

En la Figura 26 se muestra el efecto del tamaño de grano sobre la permeabilidad.

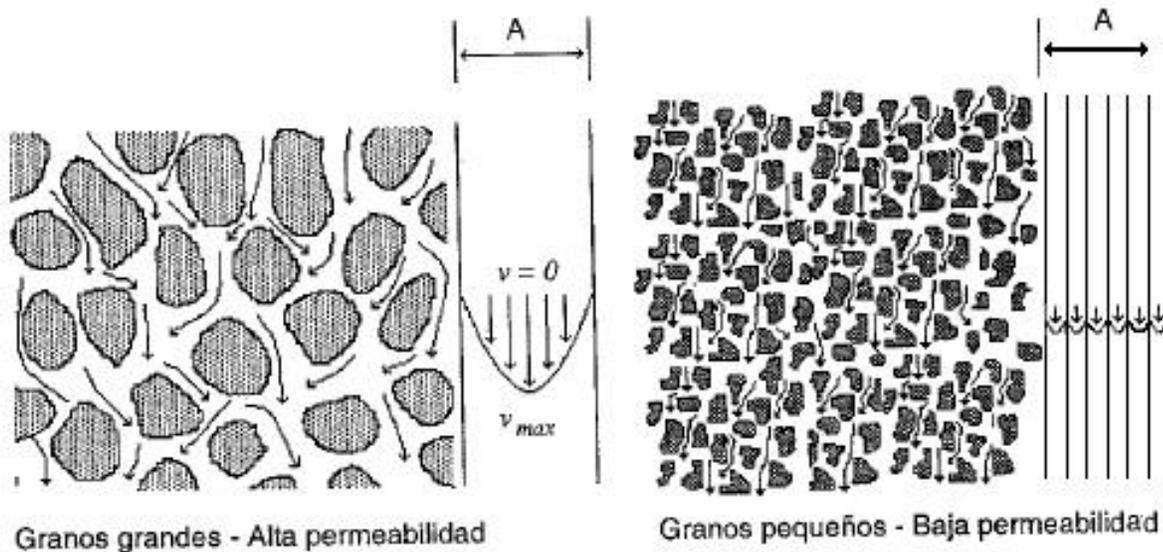


Figura 26 Efecto del tamaño de grano sobre la permeabilidad. (Bidner, 2001)

En el contacto sólido-fluido la velocidad es nula debido a la fricción del fluido contra la superficie y el esfuerzo de corte es máximo. Es por esto que se consume mayor energía para hacer pasar un fluido a través de una formación de grano fino que a través de una formación de grano grueso.

A causa de las pérdidas por fricción, la permeabilidad es función también de la forma de los granos. Para igual volumen de granos, la permeabilidad máxima corresponde a granos esféricos, la esfera presenta la mínima superficie de contacto por unidad de volumen y por ende la mínima fricción.

La permeabilidad depende también de la distribución del tamaño de los granos, es decir del grado de selección de los clastos que conforman la roca en la formación productora, es evidente que al tenerse granos de igual tamaño, se tendrá el mayor número de espacios interconectados en la roca, por tanto una mayor permeabilidad, si se tienen tamaños diferentes de los constituyentes de la roca, entonces quedarán menos espacios que puedan ser ocupados por fluidos y eso deriva en menor permeabilidad.

En conclusión. Cuanto más amplia sea la variación del tamaño de los granos, menor será la permeabilidad en la roca.

Permeabilidad Absoluta

La permeabilidad absoluta es la propiedad que tiene la roca para permitir el paso de un fluido a través de ella, cuando se encuentra saturada al 100% del fluido. La unidad de medición empleada es el Darcy, en honor a Henry Darcy.

Si se realiza un análisis dimensional, se obtiene que K tiene unidades de $[L^2]$, entonces, aparte de ser la constante de proporcionalidad en la ecuación desarrollada por Darcy, representa entonces el área efectiva por donde la roca permite el paso de los fluidos a través de ella y demuestra su consistencia.

Si un flujo lineal (horizontal) de un fluido incompresible es establecido a través de una muestra de núcleo de longitud L y sección transversal de área A , entonces la velocidad de flujo de este fluido se define como:

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dP}{dL} \dots\dots(3-8)$$

Donde

$v \rightarrow$ Velocidad aparente del fluido $\left[\frac{cm}{seg} \right]$; $k \rightarrow$ permeabilidad $[Darcy]$

$\mu \rightarrow$ Viscosidad del fluido $[cP]$; $dP/dL \rightarrow$ Caída de presión por unidad de longitud $\left[\frac{atm}{cm} \right]$

La velocidad v en la ecuación (3-9) se representa como $v = \frac{q}{A}$; quedando:

$$q = -\frac{kA}{\mu} \frac{dP}{dL} \dots\dots(3-9)$$

$q \rightarrow$ Es el gasto a través del medio cm^3/seg ; $A \rightarrow$ Área de la sección transversal $[cm^2]$

El signo negativo en la ecuación es necesario debido a que la dirección en la que aumenta la presión es opuesta a la dirección en la que aumenta la longitud. La ecuación (3-9) se puede integrar cuando la geometría del volumen de control por donde fluye el fluido es conocida y queda de la siguiente manera:

$$q \int_0^L dL = -\frac{kA}{\mu} \int_{P_1}^{P_2} dP \dots\dots(3-10)$$

Quedando finalmente como

$$q(L-0) = -\frac{kA}{\mu} (P_2 - P_1) \dots\dots(3-11)$$

En la Figura 27 se aprecia el arreglo representado por la ecuación (3-11).

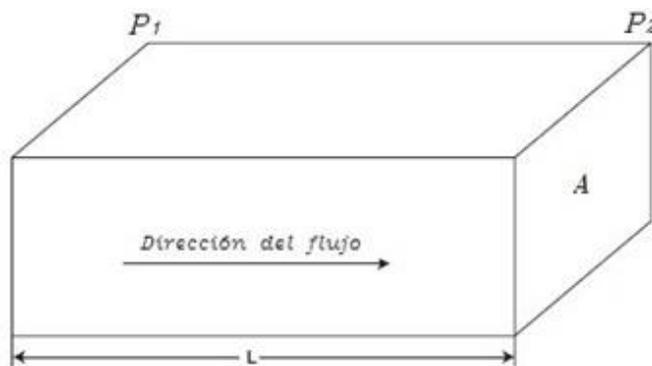


Figura 27 Modelo de flujo lineal en medio poroso (Mc. Kinney & Ahmed, 2005)

Despejando q y sabiendo que $p_1 > p_2$, se cambia el signo de la ecuación por positivo se enuncia así:

$$q = \frac{kA(p_1 - p_2)}{\mu L} \dots\dots(3-12)$$

Que es la ecuación convencional que describe el flujo de fluidos a través del medio poroso.

La permeabilidad se reduce debido a la presión que ejercen los estratos suprayacentes y es un factor que debe considerarse cuando se estima la permeabilidad de la roca en el yacimiento en pozos profundos porque la permeabilidad es una propiedad anisotrópica, es decir, cambia su valor de acuerdo a la dirección en la que sea medida en las regiones del sistema analizado.

Hay diversos factores que deben ser considerados como posibles causas de error durante la determinación de la permeabilidad en el yacimiento: (Mc. Kinney & Ahmed, 2005)

- La muestra del núcleo puede no ser representativa de la roca del yacimiento debido a la heterogeneidad en el yacimiento.
- El núcleo recuperado puede estar incompleto.
- La permeabilidad del núcleo puede ser alterada cuando se corta o cuando es limpiado y drenado durante la preparación para el análisis. Es probable que se produzca este problema si la roca evaluada contiene arcillas reactivas.
- El proceso de muestreo puede estar influenciado. Es tentativo seleccionar las mejores partes del núcleo para el análisis.

Las siguientes condiciones deben cumplirse durante la determinación de la permeabilidad:

- Formación Homogénea
- No existe interacción entre el fluido y la roca
- 100% saturada con una sola fase
- Flujo incompresible, laminar y continuo
- Temperatura constante

Para un flujo radial, la ecuación de Darcy debe incluir el radio donde se realiza la estimación de permeabilidad, teniendo en cuenta que la presión se incrementa conforme se aleja el radio, Figura 28.

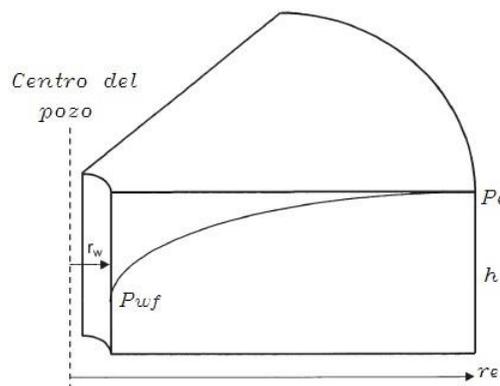


Figura 28 Modelo de flujo radial. (Mc. Kinney & Ahmed, 2005)

Entonces la ecuación de Darcy puede escribirse de la siguiente manera considerando el radio de estimación.

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{dP}{dr} \dots\dots(3-13)$$

Lo que integrando resulta:

$$q \int_{r_w}^{r_e} dr = \frac{kA}{\mu} \int_{P_{wf}}^{P_e} dP \dots\dots(3-14)$$

En cualquier punto del yacimiento, el área transversal a través de la cual el flujo ocurre debe ser el área de un cilindro que es $2\pi rh$. Dado que el área de la sección transversal está relacionada con el radio r , entonces A debe ser incluida dentro de la integral como se muestra:

$$q \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{2\pi rh} = \frac{k}{\mu} \int_{P_{wf}}^{P_e} dP$$

Reacomodando, integrando y resolviendo para el gasto de flujo, q se tiene:

$$\frac{q}{2\pi h} (\ln r_e - \ln r_w) = \frac{k}{\mu} (P_e - P_{wf})$$

$$q = \frac{2\pi kh (P_e - P_{wf})}{\mu \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \dots\dots(3-15)$$

La ecuación (3-15) asume que el yacimiento es homogéneo y está completamente saturado con un solo fluido en una sola fase, donde:

$q \rightarrow$ Gasto de flujo $[cm^3/seg]$; $k \rightarrow$ Permeabilidad absoluta $[Darcys]$; $h \rightarrow$ Espesor, $[cms]$

$r_e \rightarrow$ Radio de drene $[cms]$; $r_w \rightarrow$ Radio de pozo $[cms]$; $P_e \rightarrow$ Presión de radio de drene, $[atm]$

$P_{wf} \rightarrow$ Presión de fondo fluyendo $[atm]$; $\mu \rightarrow$ Viscosidad, $[cP]$

Promedio de permeabilidades absolutas

Es una de las propiedades más difíciles de determinar, su distribución a través del yacimiento presenta variaciones que necesitan métodos alternativos para estimarse, es por tanto que se emplean diversos métodos de cálculo para solventar su incertidumbre, es raro encontrar un yacimiento homogéneo, en muchos casos el yacimiento presenta distintos estratos, bloques o anillos concéntricos de permeabilidad variable. También, a causa de las heterogeneidades a pequeña escala siempre existen, permeabilidades que deben ser promediadas para representar las características del flujo del yacimiento entero o estratos individuales del yacimiento.

El camino adecuado del promedio de los datos de permeabilidad depende en cómo es que las permeabilidades están distribuidas conforme la roca se depositó. (Mc. Kinney & Ahmed, 2005)

Existen diversos promedios de permeabilidad:

- Promedio ponderado de permeabilidad
- Promedio armónico de permeabilidad
- Promedio geométrico de permeabilidad

Promedio ponderado de permeabilidad (en paralelo)

Este método se emplea cuando se tienen yacimientos estratificados con diferente permeabilidad en cada uno de ellos. Tiene una variante, que es cuando los diferentes estratos tienen diferente ancho, y por tanto, diferente área transversal como se puede observar en la Figura 29.

Para estratos de igual área transversal se tiene:

$$K_{prom} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \dots\dots(3-16)$$

Entonces para estratos de diferente área transversal se utiliza:

$$K_{prom} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i A_i}{\sum_{i=1}^n A_i} \dots\dots(3-17)$$

Donde:

$A_i = h_i w_i$ (El área transversal al flujo).

$A_i \rightarrow$ El área de la sección transversal del estrato i .

$w_i \rightarrow$ La extensión del estrato i .

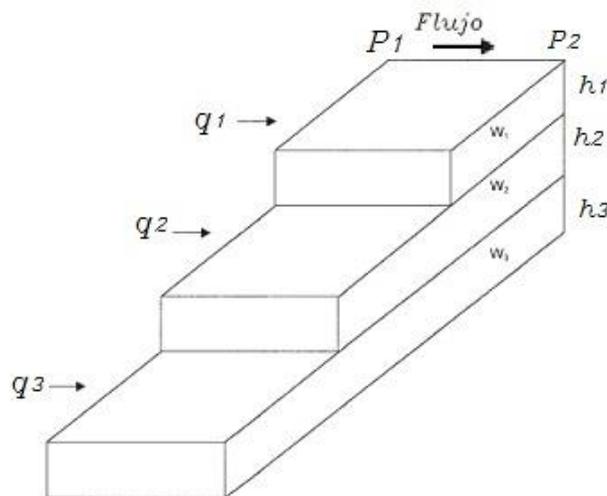


Figura 29 Flujo lineal en estratos con diferente ancho (área transversal) (Mc. Kinney & Ahmed, 2005)

Promedio armónico de permeabilidad (capas en serie)

Para promediar las variaciones laterales de la permeabilidad, se asume que en flujo estacionario, el gasto de flujo es constante y la caída total de presión Δp es igual a la sumatoria de todas las caídas de presión de cada estrato lateral considerado. Es decir:

$$\Delta p_{total} = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \dots \Delta p_n$$

De acuerdo a la Figura 30, el promedio armónico de permeabilidad empleando la ecuación de Darcy para asociar la caída de presión en cada estrato, se tiene:

$$\frac{q\mu L}{Ak_{promedio}} = \frac{q\mu L_1}{Ak_1} + \frac{q\mu L_2}{Ak_2} + \frac{q\mu L_3}{Ak_3}$$

Se sabe de la Figura 30 que $L_{total} = L_1 + L_2 + L_3$

Despejando la Permeabilidad promedio y cancelando términos iguales, se llega a la expresión generalizada de permeabilidad promedio.

$$k_{promedio} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{k_i}} \dots\dots (3-18)$$

Donde

L_i → Longitud de cada capa

k_i → Permeabilidad absoluta de cada capa

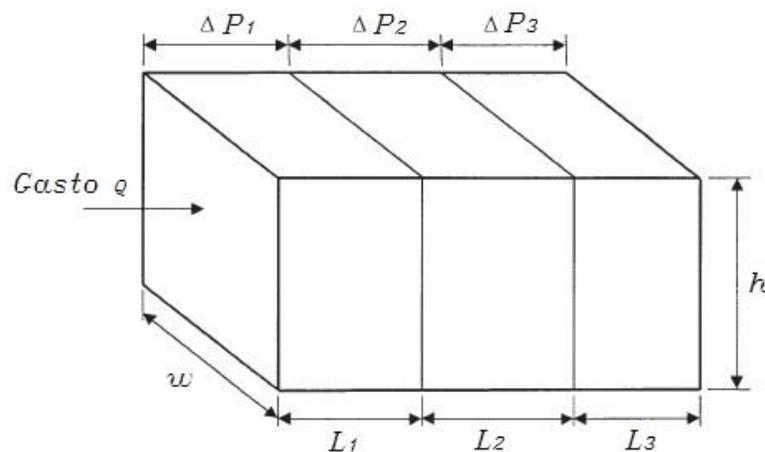


Figura 30 Flujo lineal a través de capas paralelas (Mc. Kinney & Ahmed, 2005)

En un sistema radial, como en el caso del pozo mostrado en la Figura 31, la ponderación armónica puede ser aplicada y se obtiene la siguiente expresión generalizada:

$$k_{prom} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\sum_{i=1}^n \left[\frac{\ln\left(\frac{r_i}{r_{i-1}}\right)}{k_i} \right]} \dots\dots(3-19)$$

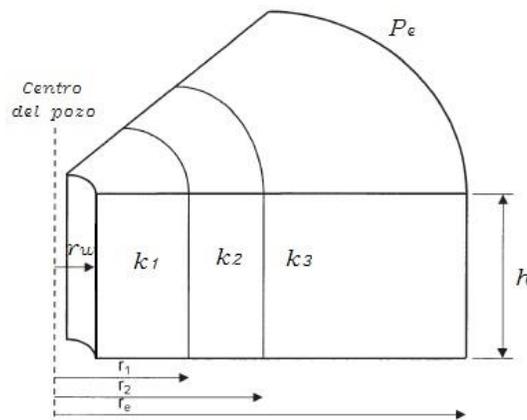


Figura 31 Flujo en estratos paralelos con diferente permeabilidad (Mc. Kinney & Ahmed, 2005)

Promedio geométrico de permeabilidad

Warren y Price (1961) ilustraron experimentalmente que el comportamiento más probable de una formación heterogénea se aproxima a la de un sistema uniforme que tiene una permeabilidad que es igual al promedio geométrico. (Mc. Kinney & Ahmed, 2005)

El promedio geométrico de la permeabilidad se define como:

$$k_{prom} = \exp \left[\frac{\sum_{i=1}^n (h_i \ln(k_i))}{\sum_{i=1}^n h_i} \right] \dots\dots(3-20)$$

Donde

k_i → Permeabilidad de la muestra i.

h_i → Espesor de la muestra i.

n → El número de muestras.

Cuando el espesor de las muestras es igual, la ecuación (3-20) se simplifica y queda:

$$k_{prom} = (k_1 * k_2 * k_3 * \dots * k_n)^{\frac{1}{n}} \dots\dots\dots (3-21)$$

Permeabilidad efectiva

Permeabilidad del medio a un fluido particular, en presencia de otros, su saturación es menor a 100%. En la industria petrolera se emplea (k_o, k_w, k_g) para enunciar las permeabilidades efectivas al aceite, al agua y gas respectivamente. Las permeabilidades efectivas pueden variar desde cero hasta la permeabilidad absoluta, con excepción de la permeabilidad efectiva al gas k_g , que puede valer más que la absoluta, cuando la muestra está saturada 100% de gas.

Permeabilidad relativa

La permeabilidad relativa es la relación que hay entre la permeabilidad efectiva a un fluido en particular y la permeabilidad absoluta, teniendo entonces la siguiente expresión:

$$K_{r_f} = \frac{k_f}{K} \dots\dots\dots (3-22)$$

Donde

k_{r_f} → Permeabilidad relativa al fluido (aceite, agua o gas) ; K → Permeabilidad absoluta

k_f → Permeabilidad efectiva al fluido (aceite, gas o agua)

Relación entre la permeabilidad y el tamaño de los poros

La permeabilidad es una propiedad importante para la recuperación de hidrocarburos, es una función de la dirección y de la presión generalmente, Usualmente la dependencia de la presión es ignorada en la mayoría de los cálculos, pero la variación con la posición puede ser bastante pronunciada. De hecho, la permeabilidad varía espacialmente por tres o más factores de 10 en una formación típica, mientras que la porosidad varía por sólo un pequeño porcentaje.

Esta es una forma de la heterogeneidad del yacimiento que influye seriamente en el resultado de casi todos los desplazamientos de recuperación mejorada (EOR). La permeabilidad de un medio es fuertemente función del tamaño de poro y débil función de la distribución del tamaño de grano. (Lake, 1989)

Las curvas de permeabilidades relativas y los parámetros asociados a estas son las relaciones petrofísicas más relevantes para la recuperación adicional de hidrocarburos.

Permeabilidad relativa a dos fases

Cuando una fase mojante y otra no mojante fluyen simultáneamente en una formación, cada una de las fases sigue patrones diferentes. La distribución de las dos fases da origen a las permeabilidades relativas de la fase mojante y de la no mojante. El fluido mojante ocupa el espacio poral más pequeño a saturaciones bajas y este fluido atrapado no contribuye al flujo, es decir, no fluye. La figura 32 muestra las curvas de permeabilidad relativa a dos fases típica, aceite y agua en relación con la saturación.

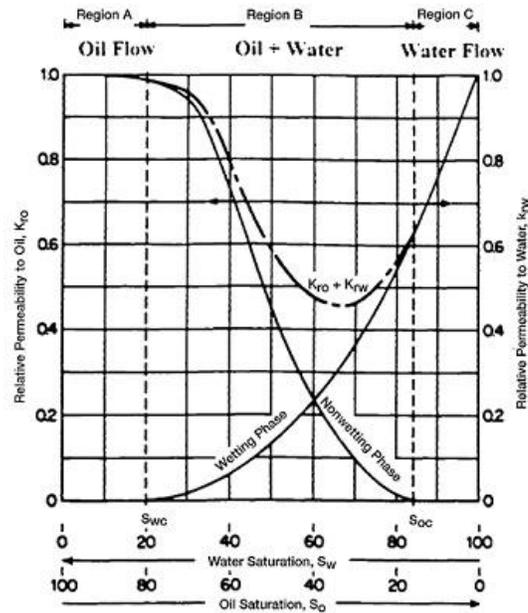


Figura 32 Comportamiento típico del flujo de dos fases. (Mc. Kinney & Ahmed, 2005)

En la Figura 32 se pueden observar las siguientes regiones de interés y se explican a continuación:

- En la región C (superior), un pequeño cambio en la saturación de la fase no mojanete provoca una disminución drástica de la permeabilidad relativa del fluido mojanete. La razón de esto es que la fase no mojanete ocupa los poros más grandes y el flujo se lleva a cabo con menos dificultad.
- En la región C (inferior), a una pequeña saturación de la fase no mojanete se comienza a desplazar esta fase, se aprecia en la curva de permeabilidad relativa la Saturación de aceite crítica que manifiesta este hecho.
- En la Región A (Parte inferior), la fase mojanete deja de fluir a una saturación relativamente alta (Saturación de agua crítica S_{wc}) esto es debido a que la fase mojanete ocupa los poros más pequeños, donde las fuerzas capilares son mayores. La saturación de agua en este punto es referida como la Saturación de agua irreductible S_{wirr} .
- En la región A (parte superior) se observa que un pequeño cambio en la saturación de la fase mojanete, tiene sólo un pequeño efecto en la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojanete, esto debido a que en los poros más pequeños que no contribuyen al flujo se encuentra la fase mojanete, entonces un cambio en la saturación de estos pequeños espacios tendrá un efecto muy pequeño en el flujo de la fase no mojanete ubicada en los poros más grandes.

Las formas de la curva mostrada son típicas para dos fases, de las cuáles una moja la roca, de igual manera puede apreciarse que la permeabilidad relativa a ambas fases $k_{rw} + k_{ro}$ es menor a uno, en la región B.

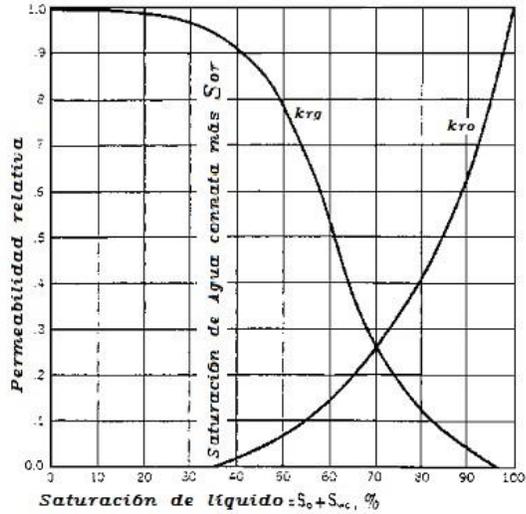


Figura 33 Curvas de Permeabilidad relativa gas-aceite. (Mc. Kinney & Ahmed, 2005)

En la Figura 33 se observa una curva típica de permeabilidad relativa para un sistema gas-aceite en presencia de agua connata, y que la saturación crítica del gas es muy baja.

En realidad, en el yacimiento hay siempre tres fases presentes. Es decir:

$$S_o + S_g + S_{wc} = 1 \dots \dots (3-23)$$

El efecto de la historia de saturaciones en la permeabilidad relativa es que al realizar desplazamientos en que se reduce o incrementa la saturación de los fluidos, se tendrá como resultado que las saturaciones residuales no concordarán en los puntos donde se inició el flujo de fluidos (Saturaciones críticas de las fases), dicha diferencia es llamada histéresis. Se muestra en la Figura 34.

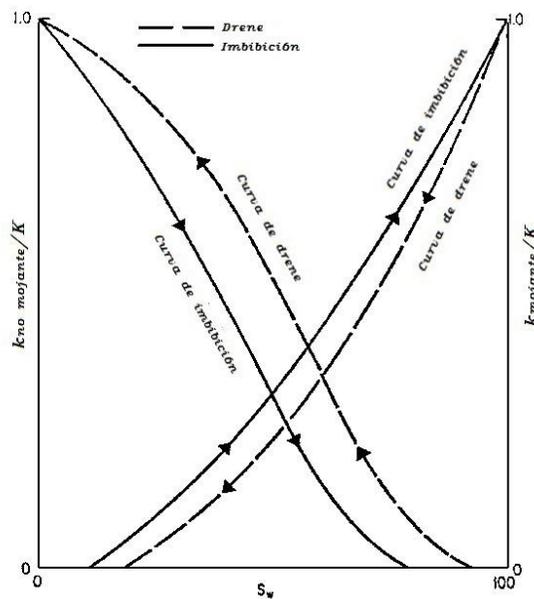


Figura 34 Efecto de la histéresis en la permeabilidad relativa. (Mc. Kinney & Ahmed, 2005)

Hay varias diferencias importantes entre las curvas de permeabilidad relativa de sistemas mojados por agua y los mojados por aceite que son conocidos como reglas de dedo de Craig:

- La saturación de agua en donde las permeabilidades al aceite y agua son iguales, es decir, el punto de intersección de las dos curvas, generalmente es mayor al 50% en sistemas mojados por agua y menor al 50% en sistemas mojados por aceite.
- La permeabilidad relativa al agua a su saturación máxima $(1 - S_{or})$, será menor de 0.3 para sistemas mojados por agua y es aproximadamente mayor a 0.5 para sistemas mojados por aceite.
- La saturación de agua connata para un sistema mojado por agua S_{wc} es generalmente mayor al 20%, mientras que para los sistemas mojados por aceite es generalmente menor al 15%.

3.1.3 Presión Capilar

Para adentrarse a describir el funcionamiento de la presión capilar dentro del yacimiento, es necesario definir antes la tensión interfacial y superficial σ , ya que la fuerza capilar es dependiente de la tensión interfacial y/o superficial entre los fluidos en contacto y la roca dentro del yacimiento (gas/aceite, aceite/agua, gas/agua, roca/aceite, etc.), del radio promedio de los poros y del ángulo de contacto.

Tensión Interfacial

Son las fuerzas presentes en la interfase de dos fluidos.

Tensión superficial

Son fuerzas presentes entre dos fases en estados de agregación de la materia diferentes (líquido y gas).

“La tensión superficial entre el gas y aceite crudo varía de cerca a cero a aproximadamente 34 dinas/cm^2 y la tensión interfacial o superficial es una función de presión, temperatura y la composición de cada fase.” (Society of Petroleum Engineers, 2014)

La tensión superficial o interfacial utiliza el símbolo σ y varía significativamente con el cambio de temperatura al que sean sometidos los fluidos que generan dicha fuerza. Su fórmula general es:

$$p_c = p_{nm} - p_m \dots \dots (3-24)$$

$p_{nm} \rightarrow$ Presión ejercida por el fluido no mojante ; $p_m \rightarrow$ Presión ejercida por el fluido mojante

La presión capilar es la propiedad del sistema roca-fluido más básica que se debe estudiar en flujo multifásico. El desplazamiento de un fluido por otro a través del medio poroso es ayudado o dificultado por las fuerzas de presión capilar.

Existen tres tipos de presión capilar: (Mc. Kinney & Ahmed, 2005)

- Presión capilar entre agua y aceite (denotada como p_{cwo})
- Presión capilar entre aceite y gas (denotada como p_{cgo})
- Presión capilar entre gas y agua (denotada como p_{cgw})

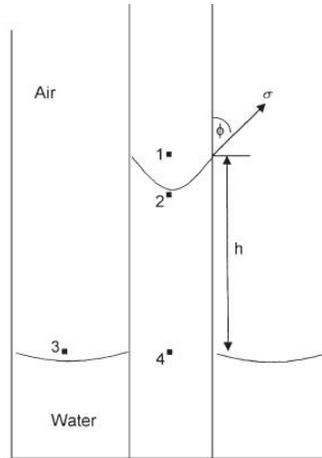


Figura 35 Relación de presiones en un tubo capilar (Mc. Kinney & Ahmed, 2005)

En la Figura 35 se observa un tubo capilar colocado en un recipiente abierto conteniendo agua, la combinación de la tensión superficial y mojabilidad del tubo al agua causan que el agua suba en el tubo capilar por encima del nivel de agua en el contenedor fuera de dicho tubo. De acuerdo con la ecuación (3-26), la presión capilar pueden expresarse como:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \dots\dots(3-25)$$

Donde

$\sigma \rightarrow$ Tensión interfacial entre los fluidos $\left[\frac{\text{dinas}}{\text{cm}} \right]$

$\theta \rightarrow$ Ángulo de contacto.

$r \rightarrow$ Radio del capilar. $[\text{cms}]$

La presión capilar se relaciona con la tensión interfacial entre fluidos, la mojabilidad (a través de θ) y el tamaño del capilar (r), la presión capilar puede tener signo positivo o negativo, el signo expresa simplemente en qué fase se encuentra la presión más baja, y será siempre la fase mojante.

La presión capilar aumenta a medida que el radio del capilar disminuye y se incrementa conforme la tensión interfacial aumenta (aumenta la preferencia de mojabilidad a la fase mojante).

Plateau desarrolló una aproximación más real al considerar que no se trata de un medio con capilares de igual diámetro, consideró un sistema en el que el radio de la interfase será diferente en cada plano, esta ecuación también es conocida como de "Laplace":

$$P_c = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \dots\dots(3-26)$$

Donde R_1 y R_2 son los radios de curvatura de la interfase medidos en planos perpendiculares entre sí como se muestra en la Figura 36.

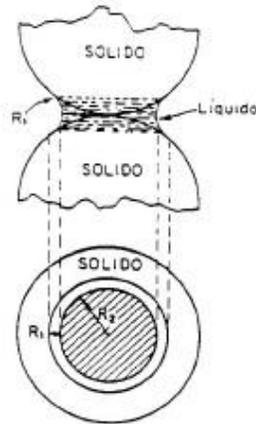


Figura 36 Contacto idealizado de fluido mojante y una superficie considerada esférica (Rivera V., 2004)

Las expresiones que describen el comportamiento de la presión capilar en el yacimiento son muy difíciles de cuantificar, debido a que el medio poroso está constituido por poros de diferentes diámetros distribuidos al azar y experimentalmente se ha demostrado que si el diámetro del capilar es menor, experimentará un valor mayor de presión capilar como se muestra en la Figura 37.

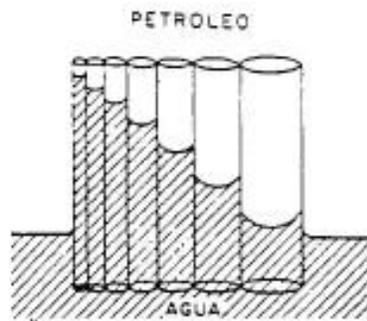


Figura 37 Presión capilar en capilares de diferente diámetro (Rivera V., 2004)

La saturación de agua es mayor de acuerdo al diámetro del tubo capilar considerado, entonces la presión capilar disminuye a medida que aumenta la saturación de agua, es inversamente proporcional a la saturación del fluido mojante. Dicho de otra manera es que:

“La presión capilar se reduce a medida que la cantidad de fluido mojante en el espacio poral aumenta y por tanto, presenta menor tensión interfacial”

Características de una curva de presión capilar

La curva de presión capilar en función de la saturación de la fase mojante se muestra en la Figura 38, en la que se observa claramente lo acontecido durante un desplazamiento en un núcleo.

La presión requerida para desplazar la fase mojante del núcleo es igual a las fuerzas capilares que retienen el agua remanente dentro del núcleo al alcanzar el equilibrio y eso representa la presión capilar, se observa también la presión de admisión, que es cuando el núcleo comienza a admitir el fluido no mojante, en el caso de un drene (reducción de la saturación del fluido mojante).

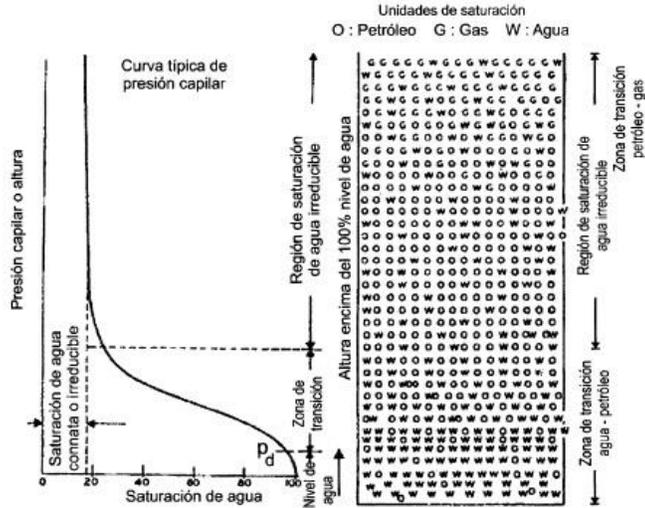


Figura 38 Curva típica de presión capilar (Paris de Ferrer, 2009)

- Se requiere una presión determinada (presión mínima de desplazamiento o admisión) para que el fluido no mojante comience a entrar en la muestra.
- La pendiente de la curva es una medida cualitativa de la distribución del tamaño de los poros:
 - A mayor horizontalidad, el tamaño de grano es más uniforme. La Figura 39 muestra 3 casos en el efecto del tamaño de los poros en la presión capilar.
 - En la curva A se observa que todos los puntos tienen el mismo tamaño (pequeño y de radio r_1) y la relación P_c Vs S_w será una línea horizontal para todas las saturaciones de agua ($S_{wi} < S_w < 100\%$).
 - La curva B es el caso en el que todos los poros son grandes y de radio r_2 , si la variación del tamaño de los poros crece de manera constante entre r_1 y r_2 , se tendrá el caso de C.
- Existe una saturación de agua S_w , la cual prácticamente es imposible de reducir, aun aumentando la presión capilar indefinidamente. Este valor se denomina "Saturación irreducible de la fase mojante", S_{wir} y representa esa cantidad de agua que queda generalmente en los poros más pequeños del medio y no se puede desplazar, mostrado como S_{wi} en la Figura 52.

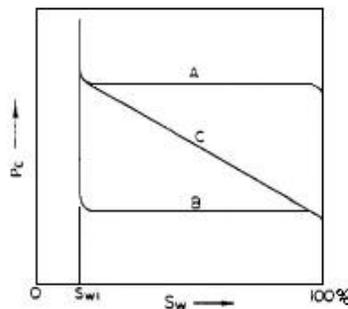


Figura 39 Efecto del tamaño y distribución de poros sobre la relación P_c Vs S_w

Efecto de la Historia de Saturación

Al incrementarse la saturación de la fase mojante, se denomina imbibición, al incrementarse la saturación de la fase no mojante se denomina drene.

El espacio entre estas dos curvas es denominado histéresis y es el proceso de saturar y de-saturar un medio poroso (núcleo en el laboratorio), asemeja el proceso que se lleva a cabo en yacimiento, en su formación contenía agua y con el transcurso del tiempo fue desplazada en su mayoría por aceite, dejando únicamente una fracción de esa agua inicial (agua connata) y es por eso que se asocia la histéresis con la historia del cambio de saturación en la roca, lo que conlleva al avance y retroceso del ángulo de contacto de las interfases de los fluidos con los sólidos, por esto es difícil determinar la mojabilidad.

3.1.4 Saturación de fluidos

La saturación se define como la fracción de volumen poroso ocupado por un fluido, pudiendo ser aceite, agua o gas. Se expresa como:

$$\text{Saturación de fluido} = \frac{\text{Volumen del fluido}}{\text{Volumen de poros}} \dots\dots\dots(3-27)$$

Si se aplica el concepto anterior a los fluidos contenidos en un yacimiento se tiene:

$$S_f = \frac{V_f}{VP} \dots\dots\dots(3-28)$$

Donde

S_f → Saturación de fluido, pudiendo ser aceite, agua o gas

V_f → Volumen del fluido considerado (aceite, agua o gas)

VP → Volumen de poros

La saturación tiene valores entre cero y uno o 100%, dependiendo si se considera en fracción o porcentaje, es un hecho que la sumatoria de las saturaciones de fluidos debe ser igual a uno o 100%.

$$S_o + S_w + S_g = 1 \dots\dots\dots(3-29)$$

La saturación de agua connata o intersticial S_{wc} es importante debido a que debido a ella se reduce la cantidad de aceite y gas en el medio poroso, no se encuentra distribuida de manera uniforme y varía con la permeabilidad y litología.

Saturación de aceite crítica S_{oc}

Es de interés especial para los procesos de recuperación adicional de aceite, que es la saturación a la que comienza a moverse el fluido. Para que el aceite fluya, este debe exceder cierto valor de saturación, ya que en valores más bajos, el aceite permanecerá en el espacio poroso sin desplazarse.

Saturación residual de aceite S_{or}

Después de un tiempo de producción por comportamiento primario o de un cierto tiempo de aplicación de energía externa (Procesos de recuperación secundaria y/o mejorada) hay una cierta cantidad de aceite que permanece en el espacio poroso, es decir que se tiene aceite móvil y aceite inmóvil a este tiempo.

En procesos de recuperación secundaria por ejemplo, usando el concepto de desplazamiento tipo pistón con fugas, al pasar el frente de invasión por una cierta zona, deja una cantidad de aceite detrás del frente de invasión y se trata de aceite móvil e inmóvil que constituyen la saturación de aceite remanente o residual al momento de análisis.

La saturación irreducible de aceite

Es la saturación final que puede obtenerse después de prácticas de producción en la que el aceite se encuentre por debajo de su saturación crítica.

En una formación con mojabilidad preferencial al aceite es muy común suponer que es necesario implementar un método de recuperación mejorada como los surfactantes para cambiar esa mojabilidad preferencial al aceite y provocar la movilidad de ese fluido.

En el caso de la inyección de agua en una arena oleófila, el problema consiste en remover el fluido mojante costoso por medio de la inyección de un fluido no-mojante de menor valor (J. Pirson, 1965)

Saturación de aceite móvil S_{om}

La saturación de aceite móvil es la fracción de volumen poral ocupada por aceite que es móvil a un determinado tiempo y es expresado matemáticamente por la siguiente expresión:

$$S_{om} = 1 - S_{wc} - S_{oc} \dots \dots (3-30)$$

Donde

S_{wc} → Saturación de agua connata.

S_{oc} → Saturación de aceite crítica.

Saturación crítica de gas S_{gc}

Es común que durante la explotación de un yacimiento de aceite se alcance la presión de burbuja, a partir de la cual el aceite comienza a liberar el gas disuelto, la fase gaseosa permanece inmóvil hasta que se excede cierta saturación llamada saturación crítica del gas, por encima de este valor es cuando el gas comienza a desplazarse.

Saturación crítica de agua S_{wc}

Este valor de saturación de agua se relaciona muchas veces con la saturación de agua connata y la saturación de agua irreducible, ya que es la saturación por debajo de la cual el agua permanece inmóvil, por encima de este valor, el agua comienza a moverse de un punto a otro del yacimiento.

3.1.5 Mojabilidad

La mojabilidad describe la relativa atracción a un fluido determinado por un sólido en la presencia de otros fluidos inmiscibles. Es el factor principal responsable de la distribución microscópica de los fluidos en el medio poroso y determina en gran medida la cantidad de aceite residual y la habilidad de una fase en particular a fluir.

La comprensión de la mojabilidad de la formación es crucial para optimizar la recuperación de aceite. El hecho de que una roca sea mojable por aceite o por agua, incide en numerosos aspectos del desempeño del yacimiento, particularmente en las técnicas de inyección de agua y recuperación mejorada del aceite. Suponer que una formación es mojable por agua, cuando en realidad no lo es, puede ocasionar daños irreversibles en el yacimiento. (Abdallah, y otros, 10 de Enero 2007)

Además de los daños al yacimiento, se generarán pérdidas económicas asociadas a las inversiones hechas debido al aceite que no se recuperará cuando hay este tipo de errores al suponer una mojabilidad errónea.

La mojabilidad se puede representar por el ángulo de contacto formado entre los fluidos y una superficie sólida o bien, el ángulo formado entre la interfase de fluidos y un tubo capilar de vidrio, como se muestra en la Figura 40. El ángulo es medido a través del fluido más denso. (Honarpour, Koederitz, & Harvey, 1986)

La mojabilidad es una característica microscópica que tiene que ser medida en el laboratorio mediante el uso de técnicas de investigación a micro-escala.

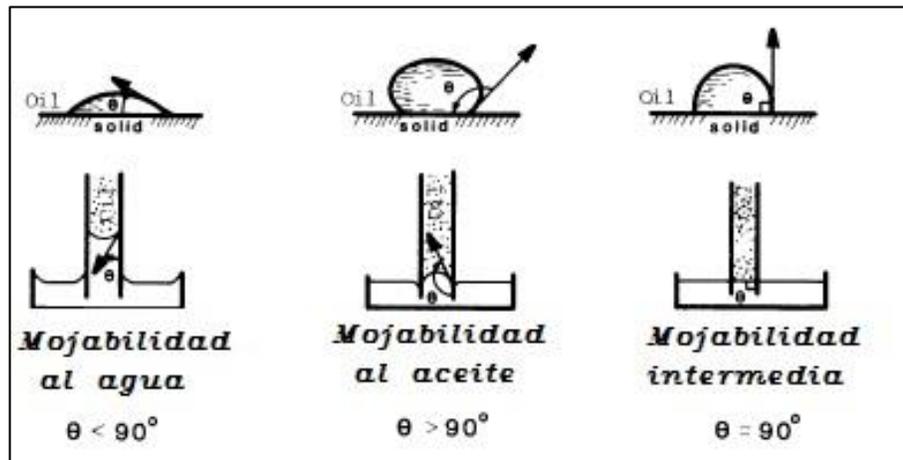


Figura 40 Condiciones de mojabilidad en superficies planas y tubos capilares (Honarpour, Koederitz, & Harvey, 1986)

Para trasladar el término "mojabilidad" a la ingeniería de yacimientos, se considera a la roca del yacimiento como la superficie sólida donde los fluidos interactúan con ella dependiendo de la afinidad que esta tenga a uno u otro fluido, en el yacimiento se considera la existencia de tres fluidos, agua, aceite y gas, este último no es una fase mojante, entonces se considera únicamente al aceite y al agua como las posibles fases mojantes de la formación.

La evaluación de la mojabilidad del yacimiento puede ser hecha a través de mediciones de las tensiones interfaciales, por ejemplo, las tensiones actuando en sistemas fluido-fluido o roca-fluido, y el ángulo de contacto que es el que dirá si la formación es fuertemente mojada a un fluido en particular, pudiendo ser agua o aceite. El fluido que se esparce sobre la roca es llamado "la fase mojante" y el nombre que se le da a la característica de la roca que tiene preferencia a esa fase se denomina preferencia de mojabilidad.

El grado de mojabilidad que exhibe la roca del yacimiento, depende de dos factores principalmente, que es el contenido de asfaltenos en el aceite y la composición de la roca. La mojabilidad se relaciona con la presencia de compuestos polares como los asfaltenos, que aunque en pequeñas cantidades tienen la habilidad de adsorberse en la roca y por tanto, cambiar la mojabilidad de la roca, de mojable al agua a mojable por aceite.

La distribución de los fluidos en el yacimiento está relacionada directamente con la mojabilidad de la formación, esto es debido a que en los poros más pequeños se va a introducir la fase mojante y debido a que está en contacto con una superficie mayor del espacio poral, no tendrá mucha movilidad esta fase mojante, es por esto que es difícil movilizar la fase mojante y se emplean métodos de recuperación mejorada en yacimientos con mojabilidad preferencial al aceite, para cambiar esa mojabilidad fuerte al aceite y disminuir las fuerzas capilares que retienen ese aceite.

La fase mojante a una baja saturación presentará una movilidad baja, ya que se adhiere a la superficie de la roca que tiene preferencia de mojabilidad a esta fase, mientras que la fase no mojante ocupa los poros más grandes generalmente y tiene menores fuerzas de retención actuando sobre ella, es por esto que tiene mayor movilidad.

A lo largo del yacimiento puede haber distintos grados de mojabilidad y si la formación no tiene una preferencia marcada hacia un fluido en particular, se denomina mojabilidad neutral o intermedia.

La imbibición espontánea

En un proceso de producción de aceite se lleva a cabo un reacomodo de los fluidos presentes en el yacimiento y en un yacimiento con mojabilidad preferencial al agua se da la ocurrencia de este fenómeno. Al incrementarse la saturación de la fase mojante (agua), la fase no mojante (aceite) es repelida del espacio poral debido a las fuerzas capilares, particularmente la fuerza de tensión interfacial entre la fase mojante y la no mojante, el agua en el espacio poral será incrementada sin ningún problema y el aceite será expulsado espontáneamente, este fenómeno se puede observar claramente si una roca mojable por agua es completamente saturada con aceite y se deja caer en un balde con agua, ésta absorberá espontáneamente una cantidad significativa de agua y expulsará el aceite contenido en ella.

Factores que pueden ser afectados por la mojabilidad

Localización y saturación de agua irreductible

Se ha mencionado que el fluido mojante es el que ocupa los poros más reducidos en la roca, entonces es debido a esto que la saturación de agua irreductible se localizará en donde se encuentran zonas de la formación con preferencia de mojabilidad al agua. Esto se observa en la Figura 41.

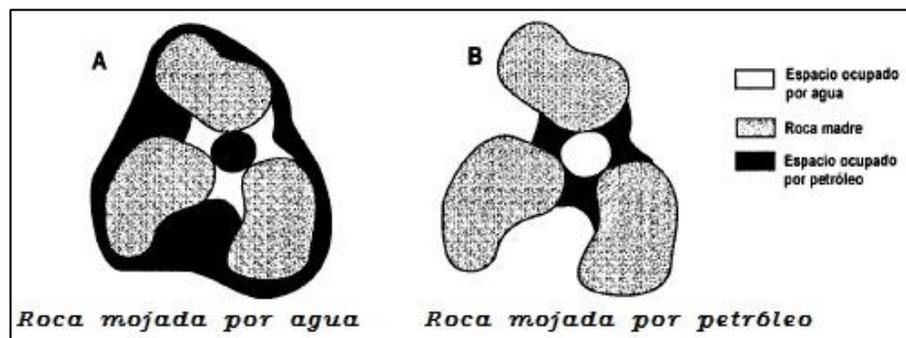


Figura 41. Efecto de la mojabilidad en localización de agua irreductible (Según Amix).

La distribución de los fluidos en el yacimiento

La distribución de los fluidos en el yacimiento depende en gran medida de la mojabilidad que se tenga, debido a que los fluidos tenderán por naturaleza a dirigirse hacia zonas de menor energía y debido a las fuerzas presentes en el yacimiento se ubican generalmente de acuerdo a la mojabilidad de la roca.

El mecanismo de desplazamiento

La teoría de los canales de flujo establece que cada fluido que satura una roca se mueve a través de su propia red de canales de flujo interconectados: el agua se moverá en una red de canales y el aceite en otra red diferente, como se observa en la la Figura 42.

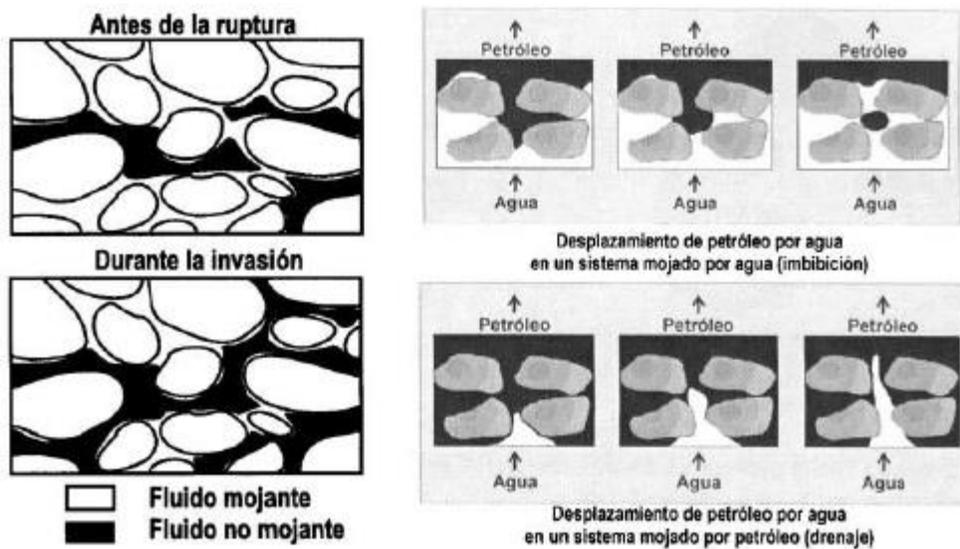


Figura 42 Distribución de fluidos en el medio poroso (según Craig).

Saturación de aceite residual debido a la mojabilidad

En yacimientos con preferencia de mojabilidad al agua, la saturación de aceite residual S_{or} después de un desplazamiento de aceite por agua (recuperación secundaria) es generalmente alta, 35% en promedio.

En yacimientos con mojabilidad preferencial al aceite, el aceite se queda atrapado en los poros más pequeños y por tanto la k_{ro} es pequeña para altas saturaciones de aceite. Se tendrá una mayor saturación de aceite residual, debido a que la fase mojante es continua en los espacios porales más pequeños, se necesitaría una presión de entrada muy alta de la fase no-mojante (agua) para poder vencer la presión capilar y que el agua desplace al aceite confinado, por eso la saturación residual es mayor.

El mejor caso se tiene en yacimientos de mojabilidad intermedia o nula, ya que las fuerzas que retienen al aceite dentro de los poros son mínimas y el desplazamiento de fluidos a través de la formación ocurrirá sin mayor esfuerzo.

3.2 Comportamiento de fases

El comportamiento de fase en los fluidos presentes en el yacimiento en cualquier momento es una base sólida para la comprensión de los mecanismos de acción de los procesos de recuperación adicional de hidrocarburos, debido a que normalmente se encuentra más de un fluido en el yacimiento, es necesario conocer el comportamiento de dos y tres fases en los diversos sistemas, por ejemplo surfactante-salmuera-aceite, las dos o más fases formadas en sistemas aceite-solventes y sistemas vapor-aceite-salmuera etc.

La mayoría de los diagramas de fase se construyen para predecir y comprender el comportamiento de los componentes analizados.

Usando los diagramas de fase se puede obtener información diversa como:

- Las fases presentes a diferentes composiciones y temperaturas
- Las interacciones entre los diferentes componentes, solubilidad por ejemplo.
- Condiciones en las que ocurrirá un cambio de fase.
- Las condiciones de equilibrio entre las fases
- Condiciones óptimas para las reacciones necesarias en el yacimiento al inyectar fluidos.
- Otros

El estudio del comportamiento de fases también proporciona información acerca de las variables que podemos emplear para incrementar la eficiencia de un proceso de recuperación mejorada, esto mediante el empleo de la regla de Fases de Willard Gibbs.

3.2.1 Definiciones

Sistema

Es una parte del universo formado por varios componentes que se encuentran comunicados entre sí e interaccionan entre ellos, pudiendo estar formados materialmente o existir conceptualmente. Tienen estructura y entorno, algunos cuentan con mecanismo y pueden tener forma. Para los propósitos del presente trabajo de tesis, un sistema será definido como una determinada cantidad de material a ser estudiado, es decir, los fluidos en el yacimiento y el sistema será descrito de acuerdo a las propiedades que sean capaces de ser medidas en ese conjunto de especies químicas(fluidos).

Fase

Es cualquier porción de un sistema que es homogénea y distinta de otra fase distinta que es vecina. Dicha fase puede estar compuesta por uno o más componentes, dichos componentes tienen la misma estructura o arreglo atómico con la misma composición y propiedades de todo lo que la constituye.

Componente

Es el material que puede diferenciarse de otro por su naturaleza química como $H_2O, CH_4, Na^+, etc.$

Sustancia pura

Es aquella sustancia que cuenta con un solo componente, sin importar el estado de agregación de la materia en que se encuentre.

Comportamiento de fase

El cambio existente entre las fases se denomina comportamiento de fases y describe las condiciones de presión y temperatura que justifican su existencia. Para realizar el análisis del comportamiento de fases se emplean tres variables: la presión, el volumen y la temperatura.

Diagrama de fases

Un diagrama de fase es un gráfico de presión contra temperatura que muestra las condiciones bajo las cuales las diferentes fases de una sustancia están presentes. Las gráficas de cambio de estado físico o de presión de vapor para dos líquidos son diagramas de fase.

Regla de las fases de Willard Gibbs

La relación entre el número de componentes N_c , el número de fases N_p , el número de reacciones químicas N_R y los grados de libertad del sistema N_F , está dada por:

$$N_F = (N_c - N_R) - N_p + 2 \dots \dots (3-31)$$

El término $(N_c - N_R)$ se puede enunciar como el número de componentes, es decir, el total de especies químicas menos las reacciones químicas entre ellas, o bien, el número de especies independientes, por lo tanto la regla se puede simplificar quedando:

$$F = C - P + 2 \dots \dots (3-32)$$

Donde

$F \rightarrow$ Grados de libertad ; $C \rightarrow$ Número de componentes ; $P \rightarrow$ Número de fases

El número de los grados de libertad representa las variables termodinámicas intensivas necesarias para determinar el estado termodinámico de todas las propiedades del sistema.

3.2.2 Comportamiento de fases de componentes puros

La cuantificación de la presión, temperatura y volumen, así como sus interacciones proporcionan las bases para el entendimiento del comportamiento de sistemas compuestos por varios componentes. En la Figura 43 se muestra el diagrama de fase (p Vs T) para un componente puro.

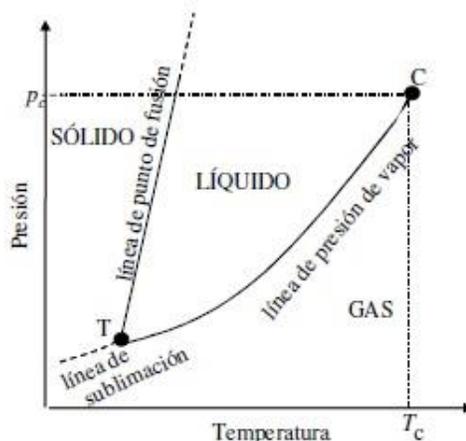


Figura 43 Diagrama de fase P Vs T para un componente puro. (Cuatli, 2005)

En la Figura 43, la línea \overline{TC} representa la separación entre la fase líquida y gaseosa del componente analizado, los puntos arriba de dicha línea establecen las condiciones de presión y temperatura en la que el componente se encuentra en estado líquido, los puntos inferiores a la línea indican que el componente se encuentra en estado gaseoso. Por el contrario, si el punto a analizar queda sobre la línea \overline{TC} , entonces se asume que el componente coexiste en dos fases, líquido y gas o vapor.

El punto crítico (señalado por la letra C) representa las condiciones de presión y temperatura máximas en las cuales puede encontrarse el componente en ambas fases, líquido y gas. El punto crítico se forma con la presión crítica y la temperatura crítica.

La temperatura crítica es la temperatura máxima en la que el gas puede ser licuado, la presión crítica es aquella presión arriba de la cual el líquido y el gas no pueden coexistir sin importar la temperatura.

El punto marcado como T es el punto triple, es la unión de las líneas de presión de vapor, de sublimación y de fusión, representa las condiciones de presión y temperatura a las cuales pueden coexistir las tres fases en equilibrio, sólido, líquido y gas.

La región posterior al punto crítico C representa la región de transición de un líquido a estado gaseoso sin un cambio discontinuo en sus propiedades, debido a que la región no es de líquido ni de gas algunas veces es llamada región supercrítica de fluido.

Los fenómenos críticos juegan un papel importante en las propiedades de los fluidos utilizados en la recuperación mejorada.

Existen dos fases en la celda (líquido y gas), la presión en la celda es entonces p_v , es evidente que las fases se segregarán y el fluido menos denso (gas) quedará en la parte superior de la celda, mientras que el líquido se posicionará en la parte inferior de esta.

Conforme la presión y temperatura se incrementen siguiendo la línea de presión de vapor, los fluidos comenzarán a cambiar y entonces muy cerca del punto crítico, la fase ligera se volverá similar a la fase líquida y la interface entre ellas será más débil hasta que ya no se tenga distinción de ellas en el punto crítico, esto significa que las dos fases conviven en equilibrio.

Diagrama de Presión-Volumen molar

La Figura 44 muestra cambios de presión de una p_1 a una presión p_2 (menor) a dos temperaturas constantes T_1, T_2 . A las condiciones iniciales de presión y temperatura $(p, T)_1$, el componente puro es una sola fase líquida, conforme la presión disminuye a temperatura constante, el volumen molar incrementa ligeramente debido a que los líquidos son relativamente incompresibles

Al llegar al punto de burbuja (*zona de saturación de líquido*) se comienza a tener vapor pero la presión permanece constante mientras el volumen molar continua aumentando en un proceso isobárico hasta llegar a la curva de rocío (*zona de saturación de vapor*), en este punto entonces es cuando continúa el decaimiento de presión y en esta parte de la curva aumenta ligeramente el volumen molar hasta llegar a la presión en el punto 2. Las líneas isobáricas entre las curvas de líquido y vapor saturado representan la zona en donde las fases líquida y gaseosa coexisten en diferentes proporciones, llamada zona de saturación.

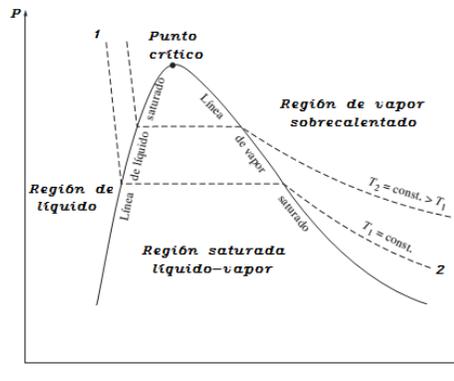


Figura 44 Diagrama p-V para un componente puro.

El procedimiento puede ir en ambos sentidos, es decir, incrementando la presión o disminuyéndola.

3.2.3 Comportamiento de fases en mezclas

Debido a que la producción de aceite es el objetivo de la recuperación primaria, secundaria y particularmente de la recuperación mejorada debido a que se adicionan sustancias al yacimiento, se necesita el entendimiento del comportamiento de fase de las mezclas de fluidos que se tienen en el yacimiento antes, durante y después de la aplicación de cualquiera de los métodos. El comportamiento de fase para mezclas es complejo debido al número de componentes y las diversas características de cada uno de estos, así como las interacciones químicas entre ellos, debido a esto y la profundidad del tema, sólo se tratarán sistemas mono componente, binarios y ternarios a manera de introducción y mencionando tan sólo las principales características.

Diagramas Presión-Temperatura

Para una mezcla de varios componentes, se tiene un comportamiento muy variado, dependiendo de la naturaleza de cada componente. Sin embargo pueden coexistir en una región a ciertas condiciones de presión y temperatura. La Figura 45 muestra el efecto del cambio de presión a temperatura y composición constante en una mezcla de componentes hidrocarburos.

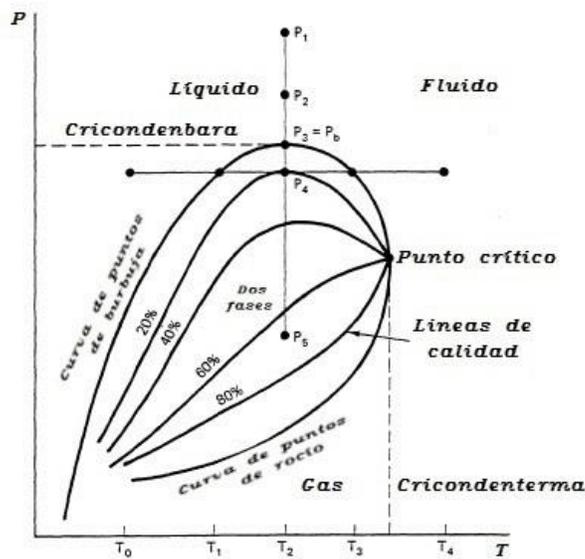


Figura 45 Envoltura de fase para mezclas de hidrocarburos (composición constante). (Lake, 1989)

En la Figura 45 se observa que al inicio del abatimiento de presión isotérmica en el punto p_1 la mezcla de componentes es líquida, al continuar la depleción en el punto p_4 se encuentra sobre la línea de calidad de 20%, lo que indica que se cuenta con 20% de gas en ese momento, siguiendo la trayectoria hacia el punto P_5 se observa el incremento de la fase gaseosa hasta llegar a él, y por su ubicación se infiere que se tendrá aproximadamente 67% de gas y el líquido tendrá un valor de $100\% - 67\% = 35\%$.

La máxima presión a la cual se puede tener líquido en la mezcla es llamada cricondenbara, ubicada en el punto $p_3 = p_b$, y la temperatura máxima a la cual se puede tener gas es llamada cricondenterma, ambos valores son obtenidos de las curvas de puntos de burbuja y de puntos de rocío respectivamente.

Una definición del punto crítico en mezclas es; “El punto de presión y temperatura en el cual las dos fases son idénticas”.

En el punto p_4 se observa el cruce de una línea horizontal que representa el cambio de temperatura de $T_0 - T_4$, conforme se va incrementando la temperatura, comienza a formarse gas en el punto T_1 y va a incrementar su cantidad conforme aumenta la temperatura, en el punto T_2 la cantidad de gas comienza a disminuir, y llega a cero al cruzar el segundo punto de presión de burbuja T_3 , entre los puntos T_2 y T_3 el comportamiento es retrógrado ya que, el gas desaparece conforme se aumenta la temperatura.

En la ingeniería de yacimientos el comportamiento retrógrado es de gran importancia ya que los condensados que son de gran valor económico presentan dicho comportamiento, en este caso, la cricondenterma coincide con la temperatura crítica T_c y la línea de abatimiento isotérmica comentada se encuentra por debajo de la temperatura crítica.

Las principales diferencias entre el comportamiento de los componentes puros y mezclas es que:

- Los cambios discontinuos en el volumen molar V_M no se producen a presión constante.
- El punto crítico no se encuentra en la parte superior de la región de dos fases en mezclas.

Los procesos de recuperación mejorada son altamente dependientes de la composición, el comportamiento de la mezcla en la envolvente de Presión Vs Temperatura, así como los cambios químicos en la mezcla. Es debido a esto que se estudia detalladamente el comportamiento de los fluidos en el yacimiento más los fluidos agregados a condiciones específicas para alterar el comportamiento de los fluidos, la roca o bien, del sistema roca-fluido.

Si se trata de un proceso de recuperación secundaria, al inyectarse los fluidos de manera inmisible, es importante conocer el comportamiento de los fluidos, ya que dependiendo de la composición del aceite, densidad, viscosidad, etc.

Se van a determinar factores clave como la presión de inyección, la probable digitación, la relación de movilidades y sobre todo, si es viable la inyección inmisible de acuerdo a los parámetros considerados como óptimos para dichos procesos.

Los diagramas p-T de sistemas multicomponente son esencialmente usados en la Industria petrolera para: (Ahmed, 1989)

- Clasificar Yacimientos.
- Clasificar la naturaleza de los sistemas de hidrocarburos presentes.
- Describir el comportamiento de fase de los fluidos en el yacimiento.

Diagramas de presión-composición

La Figura 46 muestra un diagrama de fase para una mezcla en la que se representa la dilución de aceite debido a la adición de un componente puro más volátil. La Figura 47 muestra la gráfica de presión contra composición de las diferentes mezclas de la dilución mostrada en la Figura 46.

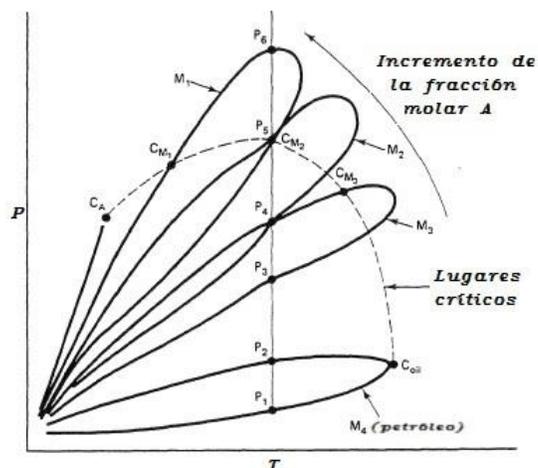


Figura 46 Dilución esquemática de aceite por un componente puro volátil. (Lake, 1989)

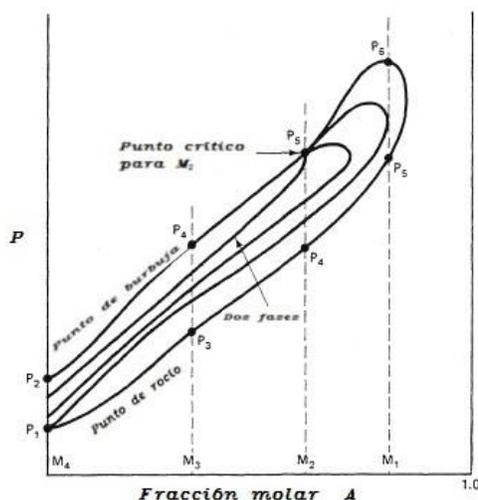


Figura 47 Diagrama presión-composición para una dilución de aceite. (Lake, 1989)

El proceso comienza a una presión más alta que la mostrada en el punto p_6 , siguiendo una depleción isotérmica y produce una curva de puntos de rocío para la mezcla M_1 en dicho punto. Debido a que en ese momento se tiene una mezcla rica en el componente A, el punto p_5 se ubica cercano a uno en el gráfico mostrado en la Figura 47.

Al continuar la depleción isotérmica se llega al punto P_5 donde se localiza el punto crítico para la mezcla M_2 que es también la composición crítica a esta temperatura y presión. El proceso continúa de la misma manera conforme disminuye la presión. Cada presión debajo del lugar crítico formado por los puntos críticos de cada envolvente es perteneciente a la curva de puntos de rocío de la envolvente anterior y pertenece también a la curva de puntos de burbuja de la envolvente de fases siguiente. Las presiones P_1 y P_2 son el punto de burbuja y rocío de la envolvente de fases del aceite no diluido.

De las Figuras 46 y 47 entonces se concluye lo siguiente:

En la Figura 46 se muestran las envolventes de fases de cada mezcla obtenidas al incrementar o disminuir la fracción molar del componente A, los abatimientos de presión son isotérmicos y los puntos pueden pertenecer a dos curvas, es decir, a la misma presión se tendrían situaciones diferentes dependiendo de la composición de la mezcla. En la Figura 47 se observa la gráfica de presión composición para la mezcla, mostrando las diferentes condiciones a las que se tendría la mezcla dependiendo de la concentración molar del componente empleado para diluir el crudo.

3.2.4 Principios de diagramas ternarios

Los diagramas pueden mostrar la composición de un componente, pero dicha representación es insuficiente para la multitud de composiciones posibles que son el resultado de un proceso de recuperación mejorada. Es por ello que surge la necesidad de analizar los diagramas ternarios ya que presentan más información acerca de la composición de la mezcla. Debido a que se requieren 3 variables para expresar el equilibrio de un sistema de tres componentes, es necesaria una representación gráfica acorde, un triángulo es más cómodo para representar las concentraciones de componentes, presenta una gran ventaja al tener gran simetría y geometría simple.

Tiene lados iguales, y cada uno de ellos expresa la concentración de los componentes A, B y C respectivamente en fracción molar, cada uno de los vértices representa la mayor concentración del componente, se coloca el símbolo en la punta, el lado opuesto al vértice representa valor nulo para la concentración del componente en el vértice opuesto, la concentración de los componentes de una mezcla cualquiera e identificada en el punto p se observa en la Figura 48 y su composición es:

$$\overline{AB'} = \text{Porcentaje de B} \quad ; \quad \overline{BC'} = \text{Porcentaje de C} \quad ; \quad \overline{CA'} = \text{Porcentaje de A}$$

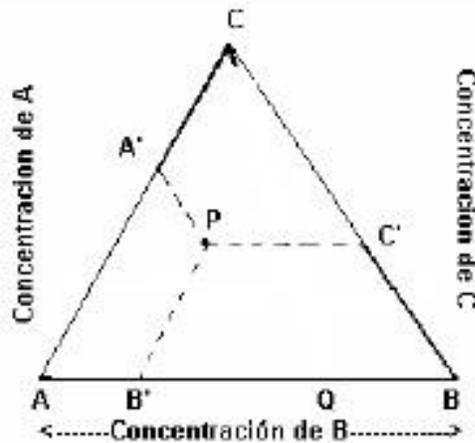


Figura 48 Medición en diagramas ternarios de fases.

Es obvio que la suma de las concentraciones de cada componente será igual a la concentración total de la mezcla, es decir, uno.

Para establecer con claridad el funcionamiento de un diagrama ternario imagine una mezcla, a unas condiciones dadas de presión y temperatura, formada por 3 pseudocomponentes (constituidos por varios componentes puros). La composición de la mezcla se muestra en el diagrama ternario mostrado en la Figura 49.

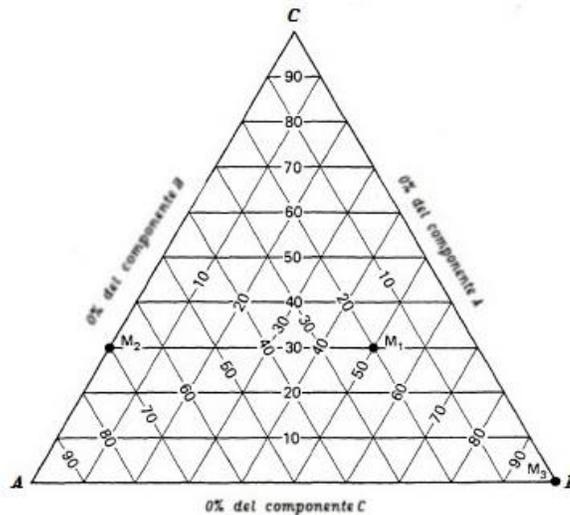


Figura 49 Diagrama ternario de una mezcla. (Lake, 1989)

Dentro del triángulo equilátero en la Figura 49, se encuentran todas las posibles combinaciones de mezclas debido a esos tres componentes, cada uno de los lados del triángulo representa una mezcla binaria posible entre los componentes de cada vértice, en el lado \overline{AC} se tiene una mezcla de dos componentes entre A y C, representada por el punto M_2 , la fracción molar ocupada por el componente A se determina con la longitud de la recta $\overline{CM_2}$ que es 70%, la fracción molar del componente C se obtiene por la longitud de la recta $\overline{AM_2}$ que es 30%, esto se puede comprobar mediante la suma de las fracciones de cada uno de los componentes de la mezcla, $70\%+30\%=100\%$.

En el caso de la mezcla M_1 , se sabe desde inicio que consta de 3 componentes, ya que no se localiza en ninguna de las fronteras del triángulo, la fracción de la mezcla que está constituida por el componente C es 30%, la fracción del componente B es 50% y del componente A es 20%. Finalmente para el caso de la mezcla M_3 , su composición se sabe que es 100% del componente B ya que se encuentra en el vértice y representa la mayor concentración de su componente.

Cuando se realizan procesos de recuperación mejorada mediante la inyección de fluidos miscibles al yacimiento, se hace uso de los diagramas ternarios para observar el comportamiento de fase.

En la Figura 50 se tiene una envolvente de fase para aceite ligero representado por los puntos C_1 y C_{2+} donde C_1 es metano y C_{2+} contiene los demás componentes de la mezcla, se inyecta $C O_2$, esta técnica se realiza agrupando los componentes de una mezcla en pseudocomponentes, es decir, se representa metano, etano plus y dióxido de carbono en dicho diagrama.

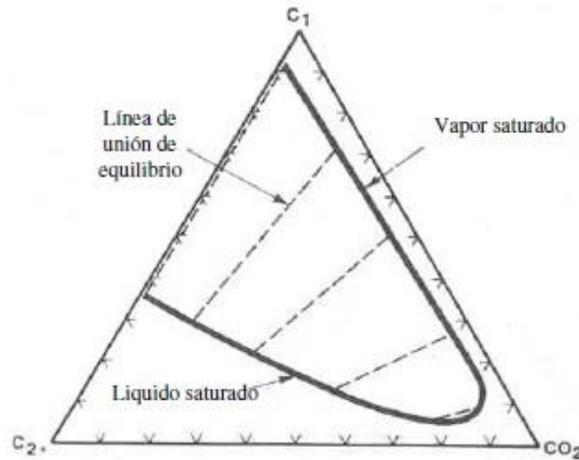


Figura 50 Diagrama de fase pseudoternario donde se mezcla aceite y CO₂. (Cuautli, 2005)

Los diagramas ternarios son muy importantes para la recuperación mejorada porque se pueden representar simultáneamente tanto las fases como las composiciones generales de la mezcla. (Lake, 1989)

4. Eficiencia en la recuperación adicional de aceite

La recuperación de aceite que se obtiene mediante métodos de recuperación secundaria y mejorada es muy costosa y por lo tanto, es necesario monitorear y cuantificar la eficiencia de los procesos.

La eficiencia en la recuperación de aceite es un tema de suma importancia en la recuperación secundaria y mejorada, ya que muestra el resultado de los diferentes procesos en laboratorio y a nivel práctico (en el Yacimiento) para determinar el proceso adecuado de recuperación que realizará la obtención de aceite incremental. Los factores que determinan en general la cantidad de aceite que será contactado debido a un proceso de desplazamiento (según (Willhite & Green, 1998)) son:

- Las propiedades de los fluido inyectados.
- Las propiedades de los fluidos desplazados.
- Las propiedades y características geológicas de la roca en el yacimiento.
- La geometría de la inyección y de los pozos productores.

Una definición general para la eficiencia de un proceso de recuperación adicional de aceite es la relación existente entre el aceite recuperado mediante dicho proceso y el aceite contactado gracias al método empleado, dicha relación tendrá un resultado menor a uno, donde evidentemente 1 representa que todo el aceite recuperado es igual a todo el aceite contactado por la energía adicionada al yacimiento, es un caso hipotético, ya que debido a diversos factores ocurrientes en los procesos de recuperación que son atribuibles a las características propias de la formación y los fluidos esto no es posible, algunos de estos fenómenos se explicarán brevemente en el presente capítulo.

4.1 La relación de movilidades (M)

La relación de movilidades es sin duda una de las herramientas esenciales para la ingeniería de yacimientos, particularmente de la predicción del comportamiento de los fluidos en el yacimiento cuando se realiza un proceso de recuperación secundaria o mejorada.

La movilidad de un fluido que se desplaza a través del medio poroso se define como la relación entre la permeabilidad efectiva de la formación a ese fluido y la viscosidad de dicho fluido, expresado matemáticamente y apoyándose en la ecuación de Darcy sería:

$$\bar{v}_f = -\frac{k_f}{\mu_f} \left(\frac{dP}{dx} \right) \dots\dots(4-1)$$

Donde

$v_f \rightarrow$ Velocidad superficial del fluido (velocidad de Darcy). ; $X \rightarrow$ Longitud.

$k_f \rightarrow$ Permeabilidad efectiva del fluido. ; $\mu_f \rightarrow$ Viscosidad del fluido. ; $p \rightarrow$ Presión.

Cuando fluye una sola fase se utiliza la permeabilidad absoluta, en un proceso de recuperación secundaria o mejorada hay flujo multifásico y se debe usar la permeabilidad efectiva que es una función de la saturación del fluido que se desea caracterizar. La movilidad de un fluido cualquiera es:

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f} \dots\dots(4-2)$$

Donde

$k_f \rightarrow$ Permeabilidad efectiva al fluido. ; $\mu_f \rightarrow$ Viscosidad de ese fluido.

En procesos que relacionan la inyección de un fluido al yacimiento para desplazar otro, es de suma importancia conocer lo que se denomina relación de movilidades, que dice la relación que hay entre las movilidades de los fluidos involucrados, es decir, la competencia que presentan los fluidos al desplazarse en el medio poroso, se puede establecer como:

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} \dots\dots(4-3)$$

Donde

$\lambda_D \rightarrow$ Movilidad del fluido desplazante. ; $\lambda_d \rightarrow$ Movilidad del fluido desplazado.

La relación de movilidades es sumamente importante, está relacionada con la eficiencia de barrido directamente y se puede observar que si la eficiencia del barrido disminuye, la relación aumenta, observando el concepto, la experiencia e investigación, se ha llegado a establecer que:

- Si ($M=1$), indica que los dos fluidos relacionados se desplazan a la misma velocidad.
- Si ($M \geq 1$) indica que el fluido desplazante se mueve más rápido que el fluido desplazado.
- Si ($M \leq 1$) indica que el fluido desplazado se mueve más rápido que el fluido desplazante.

Cuando $M \geq 1$ el flujo es inestable, el frente de desplazamiento presenta alta digitación viscosa y se trata de un proceso no favorable, esto es claro, a nadie le interesa que el fluido inyectado en el yacimiento se desplace más rápido que el fluido de interés, ya que esto dejará una saturación alta de aceite móvil detrás del frente de invasión y se producirá una irrupción temprana del fluido inyectado.

Cuando $M \leq 1$ el fluido desplazante se mueve más despacio que el fluido desplazado y esto beneficia al proceso retrasando la irrupción en los pozos productores y haciendo incluso que el aceite móvil logre rebasar el frente de invasión. Es la condición ideal en un desplazamiento.

Cuando $M = 1$, el fluido desplazante y el desplazado se mueven con la misma competencia, tal situación establece que delante del frente sólo se mueve el fluido desplazado y en la parte posterior del frente sólo el desplazante, no habrá digitación viscosa, a este fenómeno se le nombra como desplazamiento tipo pistón.

La relación de movilidades M puede ser definida de varias maneras y depende de las condiciones de flujo, un ejemplo de ello es cuando se mezclan dos solventes que son miscibles, al suceder esto se tendrá como resultado una sola fase fluyendo y la permeabilidad efectiva a los fluidos desplazante y desplazado será la misma k_f , la viscosidad será diferente puesto que se alterará el fluido resultante con el solvente añadido, la relación de movilidades entonces es (según (Lake L. W., 1989)):

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} = \frac{\frac{k_f}{\mu_D}}{\frac{k_f}{\mu_d}} = \frac{k_f \mu_d}{k_f \mu_D} = \frac{\mu_d}{\mu_D} \dots\dots\dots (4-4)$$

Donde

$\frac{k_f}{\mu_D} \rightarrow$ Movilidad del fluido desplazante. ; $\frac{k_f}{\mu_d} \rightarrow$ Movilidad del fluido desplazado.

$k_f \rightarrow$ Permeabilidad efectiva a los fluidos durante el proceso.

$\mu_D \rightarrow$ Viscosidad del fluido desplazante. ; $\mu_d \rightarrow$ Viscosidad del fluido desplazado.

Cuando se trata de un proceso de recuperación secundaria mediante la inyección de agua para realizar un desplazamiento y dicho desplazamiento se asume del tipo pistón sin fugas, es decir, que detrás del frente de invasión sólo fluye agua y delante del frente de invasión sólo fluye aceite, la relación de movilidades se puede expresar (según (Craig, 1971)) como:

$$M = \left(\frac{k_{rw}}{\mu_w} \right)_{S_{or}} \left(\frac{\mu_o}{k_{ro}} \right)_{S_{iw}} \dots\dots\dots (4-5)$$

Las permeabilidades relativas al agua y al aceite son medidas a la saturación de aceite residual y agua intersticial (inmóvil), debido a que se ha considerado un desplazamiento tipo pistón sin fugas.

Un caso general es que detrás del frente de invasión fluyan dos o más fases y delante del frente ocurra lo mismo, entonces, para un proceso inmiscible de desplazamiento, la relación de movilidades queda definida como:

$$M_{\bar{s}} = \frac{(\lambda_D)_{\bar{s}_D}}{(\lambda_d)_{\bar{s}_d}} = \left(\frac{k_{rD}}{\mu_D} \right)_{\bar{s}_D} \left(\frac{\mu_d}{k_{rd}} \right)_{\bar{s}_d} \dots\dots(4-6)$$

Donde

$(\lambda_D)_{\bar{s}_D}$ → Movilidad del desplazante medida a la saturación promedio de la fase a la ruptura.

$(\lambda_d)_{\bar{s}_d}$ → Movilidad del fluido desplazado medida a la saturación promedio delante del frente.

Hay otra forma de estimar la relación de movilidades y es; considerando la movilidad delante y detrás del frente de invasión, queda definida de la siguiente manera:

$$M_t = \frac{(\lambda_{tD})_{\bar{s}_D}}{(\lambda_{td})_{\bar{s}_d}} \dots\dots(4-7)$$

En este caso, las movilidades de los fluidos son el resultado de la sumatoria de todas las movilidades detrás y delante del frente, quedando:

$$(\lambda_{tD})_{\bar{s}_D} = \sum_i \left(\frac{k_i}{\mu_i} \right)_D \quad \text{y} \quad (\lambda_{td})_{\bar{s}_d} = \sum_i \left(\frac{k_i}{\mu_i} \right)_d \dots\dots(4-8)$$

Muchos procesos EOR implican la inyección de varios fluidos, tal es el caso de la inyección ASP (Álcalis, Surfactantes y Polímeros).

El comportamiento de cualquier frente de desplazamiento se ve afectado no solo por los fluidos detrás y delante del frente de invasión, sino también por las características petrofísicas del yacimiento, por lo tanto, no existe una relación de movilidad definida de forma única que permita la predicción de parámetros como la eficiencia de barrido.

4.2 Arreglos de pozos inyectoros y productores

Un factor importante en cualquier proceso de recuperación adicional de aceite, está relacionado con la forma en la que se inyectan y producen los fluidos, es decir, los arreglos de pozos, anteriormente se situaban los pozos en arreglos geométricos, de 4,5,7 y 9 pozos, con variantes oblicuas o invertidas, cada vez se encuentran más en desuso puesto que ahora se tiene mucha información adicional producto de la caracterización estática y dinámica de las zonas productoras y los ingenieros de diseño pueden ubicar los pozos en lugares óptimos.

Ya no es tan común el posicionamiento de los pozos en un arreglo geométrico predeterminado; sin embargo, en el presente trabajo se mencionarán de manera breve para fortalecer el tema de eficiencia en la recuperación de aceite incremental.

Los factores más importantes en la selección del tipo de arreglo de los pozos son:

- Forma original en la que ha sido producido el yacimiento.
- Permeabilidad del yacimiento.
- La viscosidad de los fluidos.
- La relación de movilidades.
- Relación entre los pozos (ubicación).
- Estructura del yacimiento.
- Características geológicas.

En la Figura 51 se muestran los arreglos geométricos de pozos.

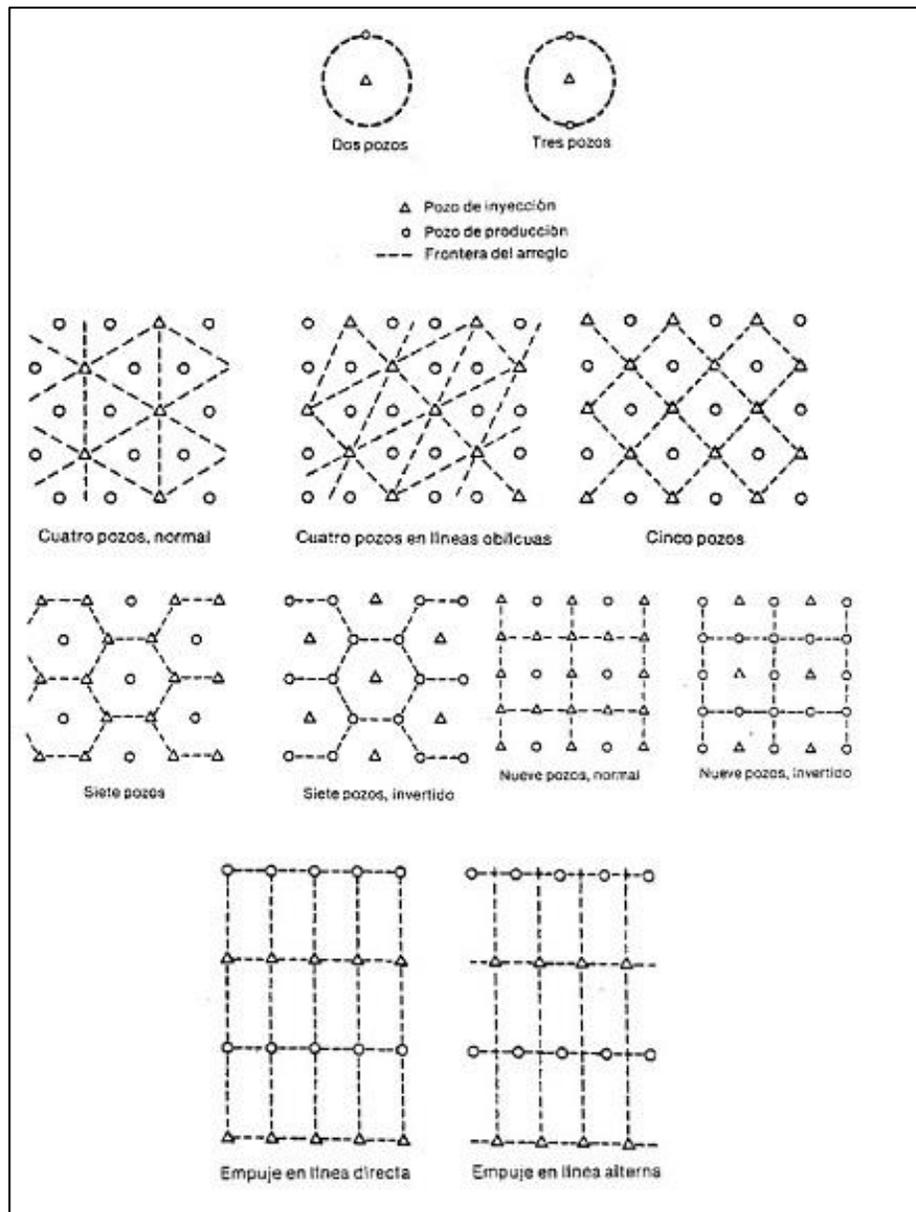


Figura 51 Diferentes arreglos de pozos para RSM. (Craig, 1971)

En la siguiente tabla se muestran los diferentes tipos de arreglo, la relación entre los pozos productores e inyectores, así como el patrón requerido en cada uno de ellos. (Paris de Ferrer M. , 2001)

Tipo de Arreglo	Relación entre productores e inyectores	Patrón requerido
Cuatro pozos	$\frac{1}{2}$	Triángulo equilátero
Cinco pozos	1	Cuadrado
Siete Pozos	2	Triángulo equilátero
Siete pozos invertido	$\frac{1}{2}$	Triángulo equilátero
Nueve pozos	3	Cuadrado
Nueve pozos invertido	$\frac{1}{3}$	Cuadrado
Empuje en línea directa	1	Rectángulo
Empuje en línea alterna	1	Modificación del arreglo de línea directa, desplazando los inyectores

Empuje en línea directa

En este caso, los pozos inyectores se encuentran localizados frente a los pozos productores como se muestra en la Figura 52.

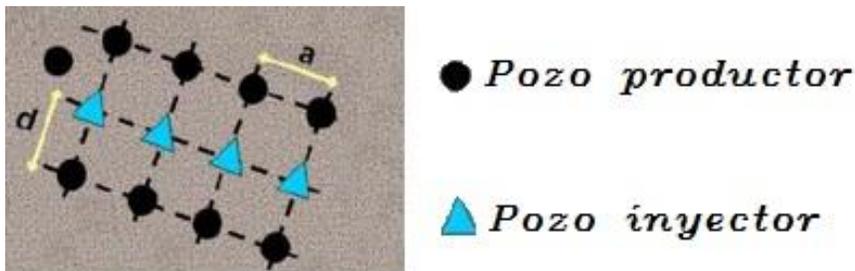


Figura 52 Arreglo de inyección en línea directa. (Guillén, y otros, 2014)

Empuje en línea alterna

En este arreglo, los pozos productores se desfasan $\frac{a}{2}$ de los pozos inyectores como se muestra en la Figura 53.

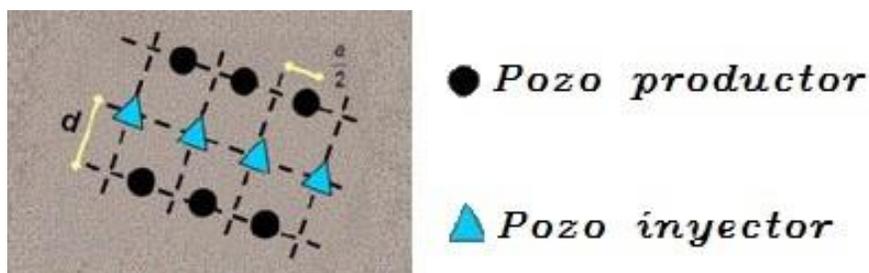


Figura 53 Arreglo de inyección en línea alterna. (Guillén, y otros, 2014)

Como se mostró en las Figuras 52 y 53, se muestran dos distancias, una es “a” que es la distancia más corta entre pozos del mismo tipo que se encuentran localizados en la misma fila y “b” que señala la distancia más corta entre pozos de distinto propósito (inyectores y productores); esto se muestra en la Figura 54 también.

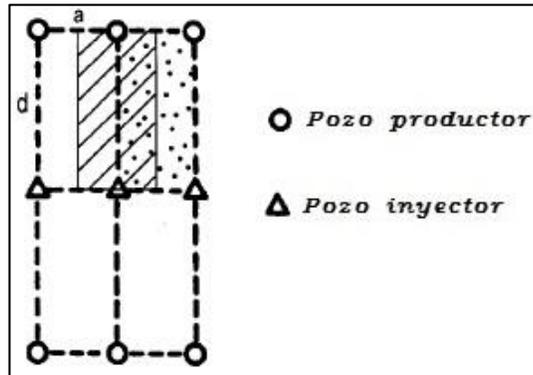


Figura 54 Ubicación de a y b para arreglos de pozos. Modificada de (Paris de Ferrer M. , 2001)

Dependiendo del arreglo de pozos inyectores y productores, será el barrido que se tenga y será muy importante para la eficiencia de barrido areal, ya que se tendrán diferentes barridos y distribuciones del flujo a lo largo y ancho del área de estudio.

Es importante recalcar de nuevo en este apartado como conclusión que cada vez es menos frecuente el uso de arreglos geométricos para la ubicación de los pozos de desarrollo y de relleno (llamados Infill Wells) ya que al contarse con mucho mayor información gracias a la exhaustiva caracterización, los pozos pueden ser colocados en el punto óptimo de la estructura y se tendrá una mejor eficiencia de barrido, sin importar que no se trate de un arreglo geométrico.

4.3 Las eficiencias de barrido

La eficiencia de un proceso de recuperación secundaria y/o mejorada se puede cuantificar como el producto de dos eficiencias, la eficiencia de desplazamiento o microscópica y la eficiencia volumétrica, esta última se compone del producto de otras dos, la eficiencia vertical y la eficiencia areal, en este apartado se explicarán cada una de estas eficiencias. En la Figura 55 se muestra la diferencia entre las eficiencias de desplazamiento y volumétrica.

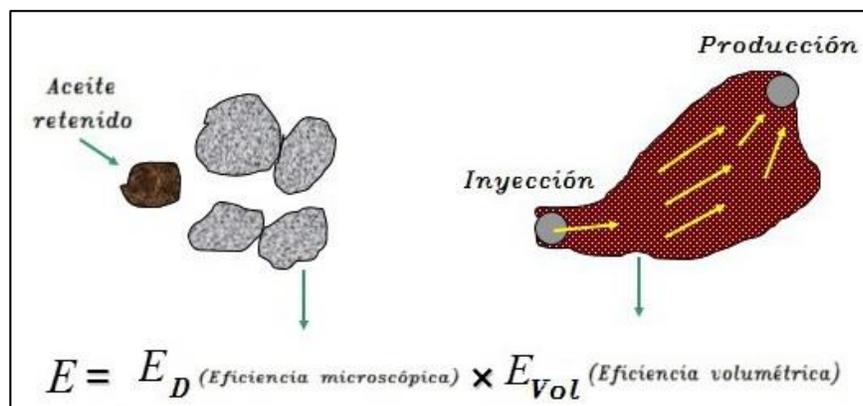


Figura 55 Eficiencia de desplazamiento y volumétrica

4.3.1 Eficiencia Areal

La eficiencia areal se define como la relación que hay entre el área contactada por los fluidos inyectados y el área total a considerar en el análisis, es decir, la relación del área barrida de un determinado modelo entre el área total del mismo. Representa lo que se ha barrido en un área determinada como se muestra en la Figura 56.

$$E_A = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área horizontal invadida} + \text{área horizontal no invadida}} = \frac{\text{área invadida}}{\text{área total}}$$

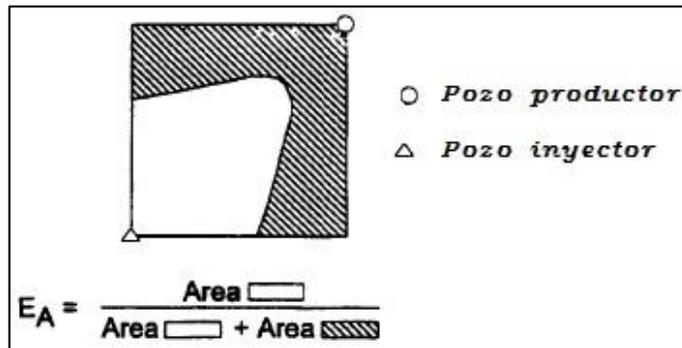


Figura 56 Eficiencia de barrido areal. Modificada de (Paris de Ferrer M. , 2001)

La eficiencia areal está controlada por numerosos factores, la mayoría de los cuales no se pueden controlar; entre ellos: las variaciones entre propiedades de la roca (porosidad, permeabilidad, transmisibilidad, otros) y las propiedades del sistema roca-fluidos (ángulo de contacto, permeabilidades relativas, presiones capilares, otros), las cuales tienen una influencia directa sobre el volumen de roca invadida por el fluido inyectado, así como también sobre la dirección y velocidad del movimiento de los fluidos. (Paris de Ferrer M. , 2001)

Los principales factores de los que depende la eficiencia areal (según (Willhite & Green, 1998)) son:

- Patrón de pozos inyectores y productores
- Heterogeneidad de la permeabilidad en el yacimiento
- Relación de movilidad
- Relativa importancia de las fuerzas gravitacionales y viscosas.

El arreglo de pozos más estudiado y comúnmente empleado en la recuperación secundaria y mejorada es el arreglo de 5 pozos. En algunos textos se usa el término de "Eficiencia del patrón o arreglo", esto es debido a que hasta hace no mucho tiempo la colocación de los pozos de desarrollo e intermedios o de relleno (infill Wells) para explotar un campo petrolífero era en arreglos geométricos de 4,5,7 ó 9 pozos, colocados en línea directa o alterna, en forma convencional o inversa y ahora, debido a la sustancial información de caracterización estática y dinámica, se colocan en la posición más conveniente y se ha implementado la utilización de software especializado para el estudio del flujo de fluidos mediante simulación matemática y se usan cada vez menos los arreglos geométricos.

La eficiencia areal o de patrón (arreglo de pozos) es una función de la relación de movilidades y el arreglo de los pozos inyectores.

4.3.2 Eficiencia Vertical

La eficiencia vertical es el espacio de poros invadido por el fluido que es inyectado dividido entre el espacio poral cerrado en las capas de la zona transversal del frente de invasión y se puede establecer la siguiente expresión:

$$E_v = \frac{\text{área vertical invadida}}{\text{área vertical total}}$$

Otra definición de eficiencia vertical es que se trata de un proceso de desplazamiento que relaciona el espesor acumulativo de las secciones verticales de la zona productiva que entran en contacto con el fluido de inyección con respecto al espesor vertical total de la zona productiva. (Schlumberger, 2014)

La Figura 57 muestra un desplazamiento en un yacimiento de 4 estratos, la eficiencia areal, así como la vertical en cada uno de ellos, y como se sabe, la eficiencia vertical total será la sumatoria de cada una de estas eficiencias verticales, esto se verá de forma clara al estudiarse el apartado del método de Stiles que menciona que la sumatoria del comportamiento individual de los estratos dará como resultado el comportamiento global del yacimiento.

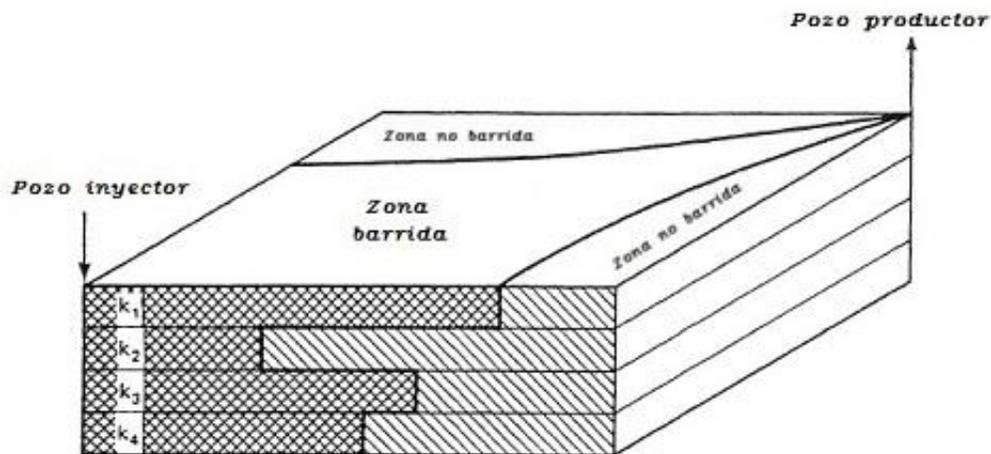


Figura 57 Eficiencias de barrido en yacimiento estratificado. (Lake, 1989)

Todas las eficiencias son expresadas como fracción, la eficiencia vertical es la eficiencia volumétrica de la región perpendicular al desplazamiento, específicamente de la región perpendicular a la región confinada por la eficiencia areal de barrido que es la más grande en el sistema como se muestra en la Figura 58.

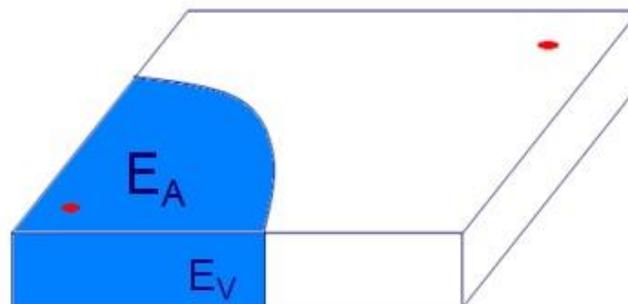


Figura 58 Eficiencia de barrido vertical y areal (Pérez García, 2013)

Los factores que afectan la eficiencia vertical son: (Willhite & Green, 1998)

- La segregación gravitacional causada por la diferencia en densidades.
- La relación de movilidades.
- La variación horizontal y vertical de la permeabilidad.
- Fuerzas capilares.
- Volumen total del fluido inyectado

Los efectos gravitacionales en la eficiencia vertical

Los eventos gravitatorios son universales, por tanto, también los métodos de recuperación secundaria y mejorada se ven afectados por sus efectos, al inyectar sustancias menos densas al yacimiento van a segregarse, es decir, se acomodarán de acuerdo a sus densidades dentro del espacio poroso, de acuerdo a la permeabilidad en el sentido vertical y la diferencia de densidades será su arreglo como se muestra en la Figura 59, el fenómeno se conoce como “gravity override” y es observado en la inyección de vapor, en la combustión in situ, inyección de CO_2 , y los métodos en los que se inyectan solventes.

Al inyectar sustancias más densas que las presentes en el yacimiento, como en la inyección de agua y/o polímeros, se manifestará lo que se conoce como “gravity underride”. El método de Dietz para la predicción del comportamiento de la inyección de agua, considera este fenómeno en sus postulados.

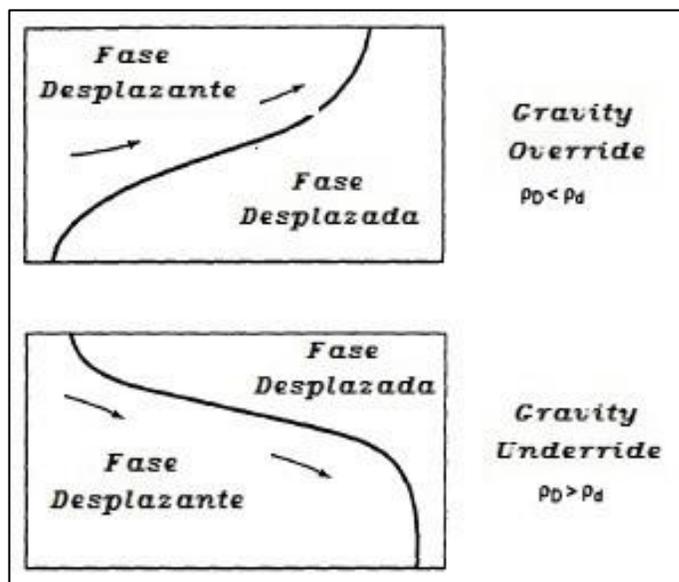


Figura 59 Efectos de la gravedad en la eficiencia areal. (Willhite & Green, 1998)

La eficiencia vertical de barrido es una función de la heterogeneidad en el sentido vertical (estratificación) y la relación de movilidades de los fluidos.

La variación de la permeabilidad en el sentido vertical fue estudiada por Dykstra y Parsons, quienes desarrollaron un método para cuantificar dicha variación haciendo uso de la desviación estándar y lo denominaron “Coeficiente de la variación de la permeabilidad de Dykstra & Parsons”, desarrollaron cartas utilizadas para determinar la eficiencia de barrido en el sentido vertical que denominaron “factor de conformancia” utilizando la relación de movilidades y la variación de la permeabilidad para diversas relaciones agua-aceite.

4.3.3 Eficiencia volumétrica

La eficiencia volumétrica es una eficiencia a nivel macroscópico que da información acerca de la calidad del desplazamiento que se ha hecho en el yacimiento por parte de los fluidos inyectados y los fluidos originales en él, se puede enunciar como:

“La fracción del volumen poral que ha sido contactado o afectado por el fluido inyectado.”

La eficiencia de barrido volumétrico es un resultado total que depende de: (Schlumberger, 2014)

- Patrón de inyección seleccionado.
- Pozos de patrón separado.
- Fracturas en el yacimiento.
- Posición de los contactos gas/aceite y aceite/agua.
- Espesor del yacimiento.
- Permeabilidad.
- Heterogeneidad areal y vertical.
- Relación de movilidades.
- Diferencia de densidades entre los fluidos.
- Gasto de flujo.

La eficiencia volumétrica depende del volumen del yacimiento contactado por el fluido inyectado, puede ser considerada conceptualmente como el producto de la eficiencia areal y la vertical, por tanto, su expresión más sencilla es:

$$E_{vol} = E_A \times E_v \dots \dots (4-9)$$

Donde

$E_A \rightarrow$ Eficiencia de barrido areal.

$E_v \rightarrow$ Eficiencia de barrido vertical.

La eficiencia volumétrica o de barrido es una función del tiempo en un proceso de desplazamiento y se pueden utilizar los conceptos de balance de materia.

$$\frac{\left\{ \begin{array}{l} \text{Gasto de } i \\ \text{inyectado al volumen de control} \\ \text{(lo que entra) + (lo que se produce)} \end{array} \right\}}{A} - \frac{\left\{ \begin{array}{l} \text{Gasto de } i \\ \text{que sale del volumen de control} \\ \text{(lo que sale) + (lo que se consume)} \end{array} \right\}}{B} = \frac{\left\{ \begin{array}{l} \text{Gasto neto de } i \\ \text{transportado a través} \\ \text{del volumen de control} \\ \text{(Acumulación de } i) \end{array} \right\}}{C}$$

Donde

i = Número de componentes o especies químicas (fluidos).

La expresión anterior dice que a través del volumen de control (el yacimiento), entra energía externa, por medio de los fluidos inyectados (especie química) y puede producir otros compuestos, por ejemplo, los álcalis que generan surfactante "in situ" (término A), y hay salida del volumen de control que se puede interpretar como agua, aceite, gas, ácidos, residuos del método empleado (especies químicas i , término B), todo eso es igual a lo que permanece "transportándose" dentro del volumen de control (acumulación de i , término C). (Lake L. W., 1989)

Basado en la expresión anterior del balance de materia, se puede enunciar que la recuperación de aceite será:

$$N_{p2} @c.y = VP \bar{W} E_R @c.y \dots \dots (4-10)$$

Donde

E_R → Eficiencia global de recuperación. $E_D \times E_{vol}$

VP → Volumen poral de la porción del yacimiento analizada.

\bar{W} → Masa del yacimiento que es producida (Producción de especies químicas).

La expresión anterior puede ser simplificada; descomponiendo la eficiencia de recuperación E_R por $E_D \times E_{vol}$, reemplazar \bar{W} por $S_{oi} \rho \omega$, que es la Saturación inicial de la especie química i multiplicada por su "masa i ", asumiendo que la única especie producida es aceite y utilizando el factor de volumen del aceite a condiciones posteriores del desplazamiento, se puede enunciar entonces que la producción de aceite es:

$$N_p @c.s = E_D E_{vol} \frac{VP(S_{oi} - S_{or})}{B_o} \dots \dots (4-11)$$

Donde

$N_p @c.s$ → Aceite producido a condiciones estándar.

E_D → Eficiencia de desplazamiento. ; E_{vol} → Eficiencia volumétrica.

S_{oi} → Saturación inicial de aceite. ; VP → Volumen de poros.

S_{or} → Saturación remanente de aceite después del proceso.

B_o → Factor de volumen de aceite a las condiciones del proceso.

La eficiencia volumétrica entonces puede enunciarse como:

$$E_{vol} = \frac{\text{Volumen de aceite contactado por el agente desplazante}}{\text{Volumen de aceite original en sitio}}$$

Al emplear un proceso de recuperación adicional de aceite mediante un desplazamiento, se reducirá la saturación de aceite inicial hasta una saturación residual en la región contactada por el fluido desplazante, se puede utilizar balance de materia si se considera que el proceso se lleva a cabo como un pistón, entonces, el aceite desplazado se puede obtener mediante:

$$N_p = \left(\frac{S_{o1}}{B_{o1}} - \frac{S_{o2}}{B_{o2}} \right) VP \cdot E_{vol} \dots \dots \dots (4-12)$$

Donde

N_p → Aceite desplazado. ; S_{o1} → Saturación de aceite al inicio del desplazamiento.

S_{o2} → Saturación residual de aceite en el VP contactado después del desplazamiento.

B_{o1} → Factor de volumen del aceite a condiciones iniciales.

B_{o2} → Factor de volumen del aceite al final del desplazamiento.

VP → Volumen de poros. ; E_{vol} → Eficiencia volumétrica.

Al dividir entre el volumen de aceite remanente al momento del inicio del proceso se tiene como resultado la recuperación fraccional expresada como el producto de la eficiencia volumétrica (macroscópica) y de desplazamiento (microscópica), esto es:

$$\frac{N_p}{N_1} = E_D \cdot E_{vol} \dots \dots \dots (4-13)$$

Donde

N_1 → Aceite remanente al momento de iniciar el proceso de recuperación secundaria.

Durante un proceso de recuperación secundaria, la ecuación (4-13) puede ser usada para estimar la eficiencia volumétrica si se conocen las saturaciones finales del proyecto, esto es:

$$E_{vol} = \frac{N_p}{VP \left(\frac{S_{o1}}{B_{o1}} - \frac{S_{o2}}{B_{o2}} \right)} \dots \dots \dots (4-14)$$

Donde

N_p → Aceite producido gracias al proceso.

En la inyección de agua aplicada a un yacimiento que ha sido producido gracias al empuje del gas en solución, puede ocurrir la resaturación del volumen ocupado por gas atrapado y entonces al considerar un desplazamiento tipo pistón, la eficiencia volumétrica se puede determinar por:

$$E_{vol} = \frac{1 - \left(1 - \frac{N_p}{N}\right) \frac{B_o}{B_{oi}}}{1 - \frac{S_{orw}}{S_{oi}}} \dots\dots\dots(4-15)$$

Donde

N_p → Aceite producido por comportamiento primario más el producido gracias a la inyección.

S_{oi} → Saturación inicial de aceite. ; S_{orw} → Saturación de aceite residual al final del proceso.

B_{oi} → Factor de volumen de aceite inicial.

B_o → Factor de volumen a las condiciones de la inyección.

La eficiencia volumétrica de la inyección de agua varía ampliamente hasta cerca de 100%. Esto varía dependiendo si todo el volumen poral ha sido contactado por el fluido inyectado, la heterogeneidad del yacimiento, que algunas zonas no hayan sido barridas o bien, que unas zonas fueron barridas totalmente pero otras recibieron poco fluido inyectado.

Para un yacimiento explotado por un arreglo de pozos donde la saturación de aceite varía arealmente, la eficiencia areal de barrido E_A se reemplaza por la eficiencia de barrido que proporciona dicho arreglo de pozos, E_p

$$E_{vol} = E_p E_v \dots\dots\dots(4-16)$$

Donde

E_p → Eficiencia de barrido areal corregida por espesor, porosidad y saturación.

Lo anterior hace que la eficiencia global de recuperación en un proceso de desplazamiento pueda ser expresado como:

$$E = E_p \times E_v \times E_D \dots\dots\dots(4-17)$$

En la práctica, la eficiencia volumétrica de barrido se determina por la aplicación de correlaciones matemáticas basadas en sistemas tridimensionales y no en cálculos separados de las dos eficiencias involucradas, sin embargo, es bueno conceptualmente entenderla como un producto de las dos eficiencias (vertical y horizontal) para comprender mejor los parámetros que afectan la eficiencia volumétrica.

4.3.4 Eficiencia de desplazamiento

La eficiencia de un desplazamiento es a nivel microscópico, involucra a nivel poral lo ocurrido en la interacción de los fluidos con la formación, se realiza a nivel de laboratorio con muestras de núcleos, denominados “slug” o tapones, se realizan operaciones de invasión para ver y analizar el comportamiento del fluido desplazado, es decir, el comportamiento a micro escala de lo que ocurriría en el yacimiento al realizar la inyección de alguna sustancia, pudiendo ser de manera inmisible o miscible, inyección de vapor, espumas, soluciones alcalinas, surfactantes, bacterias, etc.

Si se asume constante la densidad del aceite, la definición de eficiencia de desplazamiento para aceite es: Según (Lake, 1989)

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

Esta eficiencia microscópica está afectada por los siguientes factores principalmente:

- Condiciones iniciales
- Agente desplazante
- Fuerzas de tensión superficial e interfacial.
- Mojabilidad.
- Presión Capilar.
- Permeabilidad relativa.

Si el desplazamiento se realiza de tal manera que el agente contacta a todo el aceite inicialmente presente en el medio, la eficiencia volumétrica es unitaria, y la eficiencia de desplazamiento E_D se convierte en la eficiencia de recuperación global. (Lake, 1989)

Normalmente fluyen dos o más fluidos en un método de recuperación mejorada. Cuando dos o más fluidos están presentes, la saturación de una fase afecta la permeabilidad de las otras, y las permeabilidades relativas tienen que ser consideradas. (Meyers, 2001)

La eficiencia de desplazamiento es una función de la saturación de aceite residual S_{or} en la muestra que ha sido barrida, debido a que toma en cuenta el cambio de saturación de los fluidos presentes en el núcleo. Para una inyección de agua, asumiendo que debido a la presión de inyección, todo el gas que pudiera estar libre se disuelve en el aceite, se tiene la siguiente expresión para expresar dicha eficiencia de desplazamiento.

$$E_D = \frac{1 - S_{or} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \dots\dots\dots(4-18)$$

Donde

S_{or} → Saturación de aceite residual [fracción].

S_{wi} → Saturación de agua irreductible [fracción].

Si se considera la eficiencia areal y vertical unitarias (totalmente eficientes), la eficiencia de desplazamiento en un proceso de recuperación secundaria de inyección de agua en un núcleo es:

$$E_D = \frac{VP(S_{wp} - S_{wi})}{\frac{B_o}{VP(1 - S_{wi})}} = \left[\frac{(S_{wp} - S_{wi})}{S_{oi}} \right] \left[\frac{B_{oi}}{B_o} \right] \dots\dots(4-19)$$

$VP \rightarrow$ Volumen de poros. [bls]

$S_{wp} \rightarrow$ Saturación de agua promedio en el frente de invasión al finalizar el proceso. [Fracción]

$S_{wi} \rightarrow$ Saturación de agua inicial [Fracción]

$B_{oi} \rightarrow$ Factor de volumen del aceite al inicio del proceso.

$B_o \rightarrow$ Factor de volumen del aceite al momento de análisis.

La eficiencia de desplazamiento depende del número capilar que expresa la relación entre las fuerzas viscosas y capilares, estas fuerzas son cuantificadas y reducidas según sea conveniente durante la implementación de los métodos de recuperación mejorada.

4.4 El Número capilar o teoría VISCAP

El número capilar N_{ca} es un número que establece la relación entre las fuerzas viscosas (μv) y las fuerzas capilares ($\sigma \cos \theta$), esto es:

$$N_{ca} = \frac{F_v}{F_c} = \frac{\mu v}{\sigma \cos \theta} \dots\dots(4-20)$$

Donde

$\mu \rightarrow$ Viscosidad del fluido desplazante. ; $v \rightarrow$ Velocidad intersticial (o superficial)

$\sigma \rightarrow$ Tensión interfacial entre los fluidos. ; $\theta \rightarrow$ Ángulo de contacto.

Esta relación es un número adimensional que sirve de indicador cualitativo en los procesos de recuperación secundaria y mejorada. Algunos autores usan la velocidad intersticial en la definición, y otros usan la velocidad superficial o "de Darcy". La relación entre las dos formas es:

$$N_{ca}^{\oplus} = \phi N_{ca} \dots\dots(4-21)$$

Donde

$N_{ca}^{\oplus} \rightarrow$ Está basado en la velocidad de Darcy. ; $N_{ca} \rightarrow$ Basado en la velocidad intersticial

$\phi \rightarrow$ Porosidad

Dependiendo del proceso deseado a implementar, es conveniente revisar la relación entre estas dos fuerzas que son las que intervienen primordialmente en la recuperación adicional de aceite.

Las Figuras 60 y 61 muestran dos conjuntos de datos experimentales que han sido correlacionados por el uso del grupo adimensional en la ecuación (4-20). Las gráficas muestran la saturación de aceite residual S_{or} como una función del número capilar N_{ca} para un gran número de experimentos. Los datos en conjunto representan experimentos en núcleos de varias longitudes en los cuáles la velocidad, viscosidad, y tensión interfacial fueron magnitudes puestas en amplios rangos. Los datos de Slobod (Figura 60) muestran la saturación residual de aceite al tiempo de la irrupción más que en saturaciones finales. La recuperación después de la irrupción fue poca para el sistema con preferencia de mojabilidad al agua investigado. Los datos de la Figura 61 provienen de un medio poroso fuertemente mojado por agua con $\cos \theta \approx 1.0$. La

velocidad (v) usada por Abrams fue $\frac{u}{[\phi(S_{oi} - S_{or})]}$ (Willhite & Green, 1998)

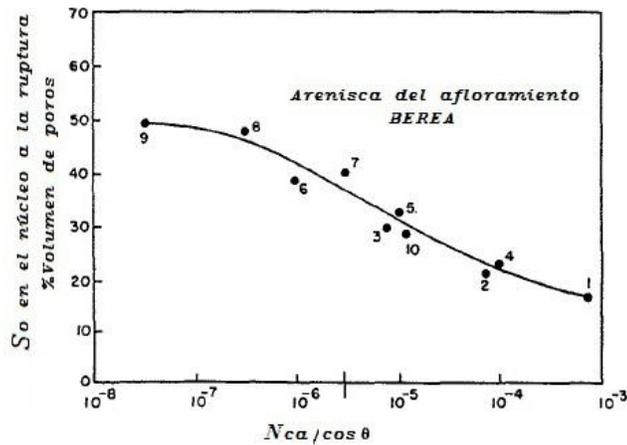


Figura 60 Correlación de Saturación de aceite a la ruptura Vs. $N_{ca}/\cos \theta$ (Moore y Slobod y Abrams, Abrams convirtió μ a [Pois] para consistencia dimensional. (Willhite & Green, 1998)

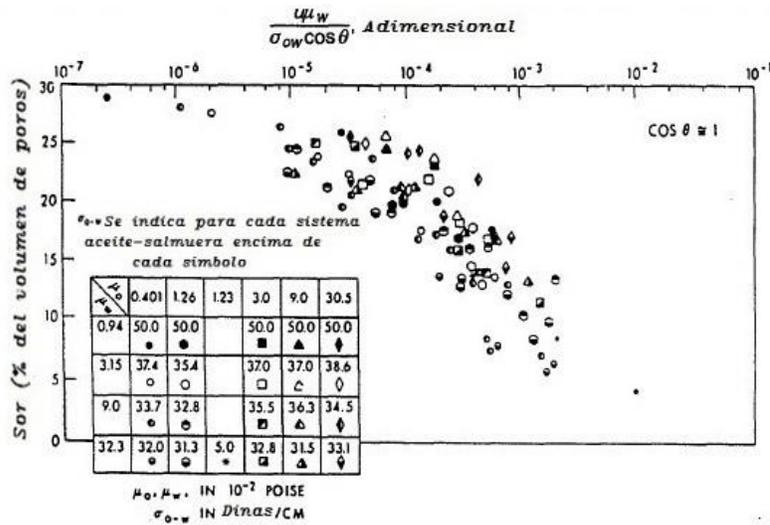


Figura 61 Correlación del término N_{ca} con aceite residual (Abrams) (Willhite & Green, 1998)

Los resultados muestran que la saturación de aceite es una función de la magnitud de N_{ca} , cuando su valor crece, la saturación de aceite residual disminuye. Cuando se trata de una inyección de agua, el valor típico del número capilar es $N_{ca} < 10^{-7}$. El número capilar N_{ca} se incrementa debido a:

- Incrementar el gasto del fluido desplazante.
- Incrementando la viscosidad del fluido desplazante.
- Reduciendo la tensión interfacial entre los fluidos.

Abrams sugirió que la correlación puede ser mejorada y se reducirá la dispersión de datos si se incluye en el cálculo la relación de viscosidades $\frac{\mu_w}{\mu_o} / \cos \theta = \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} \right)^{0.4}$

Esto se muestra en la Figura 62, donde se usan los mismos datos que en la Figura 61.

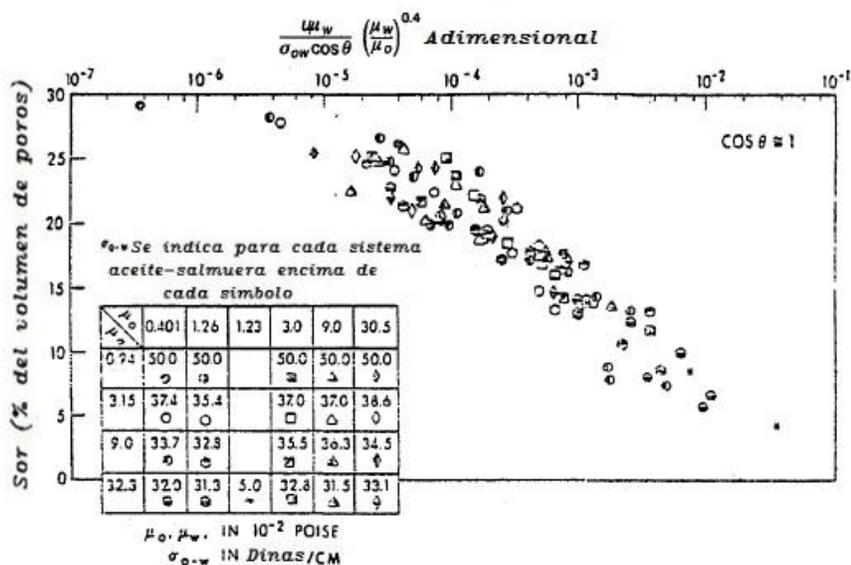


Figura 62 Correlación de N_{ca} incluyendo la relación de viscosidades con la saturación residual de aceite (Abrams). (Willhite & Green, 1998)

4.4.1 Efectos al modificar el número capilar (N_{ca})

Efecto de cada una de las variables: Según (Paris de Ferrer M. , 2001)

- Si la velocidad de flujo aumenta, las fuerzas viscosas aumentan.
- Si la viscosidad del fluido aumenta, las fuerzas viscosas aumentan.
- Si la tensión interfacial aumenta, las fuerzas capilares aumentan.
- Si el ángulo de contacto aumenta, $\cos \theta$ disminuye y las fuerzas capilares disminuyen.

La fase no mojante tiende a quedar atrapada como gotas aisladas cuando la fase no mojante es desplazada por la fase mojante, estas gotas aisladas son retenidas por altas fuerzas capilares que no pueden ser vencidas por las fuerzas viscosas relativamente pequeñas, la fase atrapada se mantiene en el espacio poral más grande principalmente. La inyección a números capilares sucesivamente más grandes desplazan la fase atrapada de los poros pequeños hacia los grandes sucesivamente y eso mejora la eficiencia de barrido.

La observación experimental más común es relacionar la saturación residual de la fase no mojante o mojante con el número capilar. Esta relación recibe el nombre de Curva de desaturación capilar (CDC) y la Figura 63 muestra un ejemplo de dicha curva.

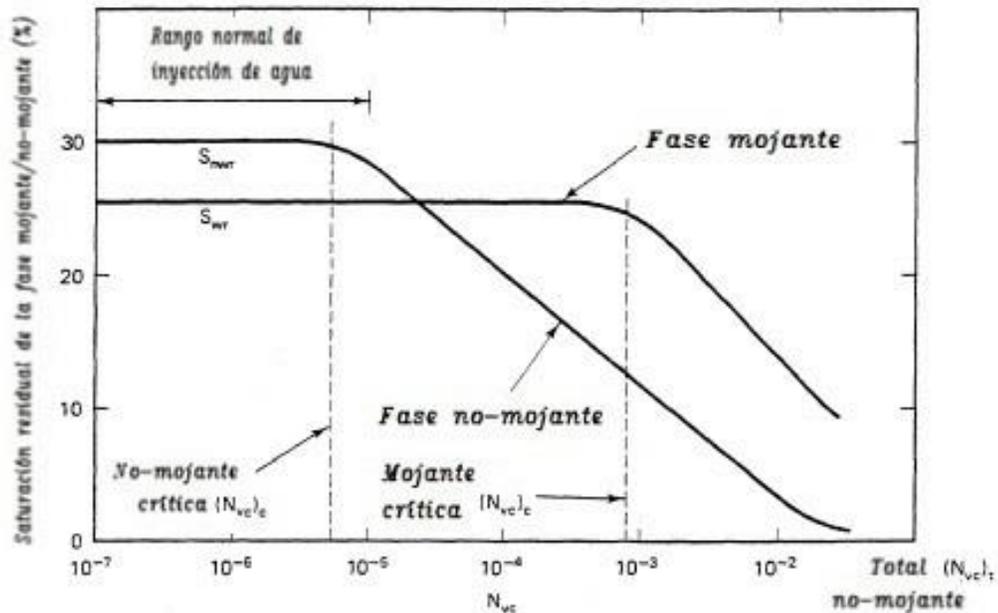


Figura 63 Esquema de la curva de desaturación capilar (CDC). (Lake, 1989)

Las siguientes observaciones son importantes en la curva de desaturación capilar (CDC):

Según (Lake, 1989)

- La mojabilidad es importante. La curva normalizada CDC de la fase mojante es dos a tres factores de 10 más grande que la curva CDC de la fase no mojante; Sin embargo, intuitivamente, las dos curvas CDC deben aproximarse una a la otra en alguna condición de mojabilidad intermedia.
- El valor crítico de $N_{c\alpha}$ debe incrementar con el incremento de la distribución del tamaño de poro para ambas fases, mojante y no mojante.
- El valor crítico de $N_{c\alpha}$ para la fase no mojante debe ser mayor que para la fase mojante.

El proceso de inyección de soluciones micelares y polímeros (MP) es el método predominante para disminuir la tensión interfacial entre el aceite y el agua, ese aceite atrapado debido a las fuerzas capilares hace uso de la curva de desaturación capilar (CDC) para calcular las saturaciones residuales del agua y el aceite.

Otro ejemplo de la modificación del número capilar es que cuando se inyectan surfactantes por ejemplo, el número capilar $N_{c\alpha}$ se incrementa, esto debido a que en el denominador $(\sigma \cos \theta)$ aparece la tensión interfacial y los surfactantes tienen como uno de los objetivos la disminución de la tensión interfacial σ . Entonces en general se puede concluir que el objetivo primordial es incrementar el número capilar en cualquier situación ya que la saturación residual de aceite es función del número capilar y al incrementarlo, se tendrá entonces una saturación residual de aceite menor.

4.5 La heterogeneidad del yacimiento

La heterogeneidad en el yacimiento es la variación en las propiedades petrofísicas, existen diferentes formas de heterogeneidad y estas alteran la producción en cualquier etapa de producción. La heterogeneidad siempre está presente, en mayor o menor grado, puede verse influenciada de manera positiva o negativa por los mecanismos de empuje, si un mecanismo de empuje es lo suficientemente grande, puede provocar el desprecio de la heterogeneidad al ser minúsculos sus efectos comparados con el aporte de energía debido al mecanismo de producción predominante. La heterogeneidad tiene su principal efecto en la eficiencia de barrido areal. Las tres principales formas que provocan no considerar un yacimiento como homogéneo son: (Lake, 1989)

- Anisotropías
- No uniformidad
- Heterogeneidades

Dichas alteraciones describen cambios en la permeabilidad, porosidad y permeabilidad relativa. Los tipos de heterogeneidades pueden ser clasificados como: areales, verticales (estratificación) y fracturas. Si el yacimiento es estratificado se debe realizar el estudio de una sección transversal para observar la continuidad de los estratos y análisis de núcleos en diferentes pozos para determinar la uniformidad de la formación y así estimar las variaciones de la permeabilidad vertical.

4.5.1 Heterogeneidad areal

La continuidad de las propiedades petrofísicas es de interés primordial para la implementación de los métodos de recuperación. Es importante realizar pruebas de interferencia y trazadores para ubicar fracturas y caminos preferenciales de flujo. A partir de núcleos se puede tener evidencia de fracturamiento. La buena orientación del arreglo de pozos inyector y productores puede compensar los efectos de permeabilidad direccional y mejorar la eficiencia de barrido. La heterogeneidad areal, puede provocar digitación viscosa en el frente de desplazamiento, existe difusión dispersa del frente de invasión que provoca mayor avance en zonas con mayor permeabilidad. La Figura 64 muestra el efecto de la heterogeneidad areal y la relación con M (relación de movilidades).

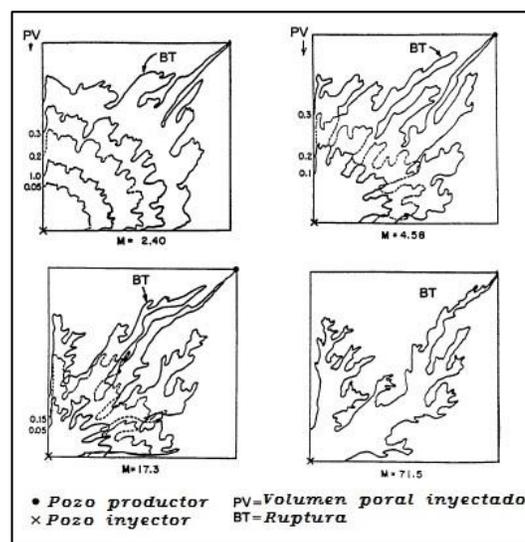


Figura 64 Desplazamiento miscible en un cuarto de un arreglo de 5 pozos con relación de movilidad mayor a uno ($M > 1$); Digitación viscosa. (Willhite & Green, 1998)

4.5.2 Coeficiente de Lorenz

Las mediciones de heterogeneidad como el coeficiente de Lorenz, cuantifican la variación numérica (heterogeneidad) en una serie de datos produciendo un simple valor que permite comparar las mediciones, yacimientos y sub-unidades. La técnica tradicional de Lorenz fue desarrollada como una “medición del grado de no-uniformidad en la distribución de ingreso de datos a través de una población” (Lorenz, 1905), y ha sido modificado para usarse en muestras de núcleo donde se realizan mediciones de porosidad y permeabilidad (Schmalz y Rhame, 1950). (Fitch, Davies, Lovell, & Pitchard, Vol. 54, No.5)

Schmalz y Rahme propusieron en 1950 un término para cuantificar la distribución de permeabilidad en una sección del yacimiento, utilizaron una gráfica (Figura 65) de la fracción de capacidad de flujo total (kh) contra la fracción total de la capacidad de almacenamiento ($h\phi$). La línea \overline{AC} representa la homogeneidad del yacimiento, es decir, un sistema en donde las permeabilidades serían iguales, lo que indica que; conforme la línea se aleja del comportamiento uniforme, es más heterogéneo, pudiendo llegar a uno, que significa total heterogeneidad. La definición del coeficiente de Lorenz es:

$$\text{Coeficiente de Lorenz} = \frac{\overline{\text{área } ABCA}}{\overline{\text{área } ADCA}} \dots\dots(4-22)$$

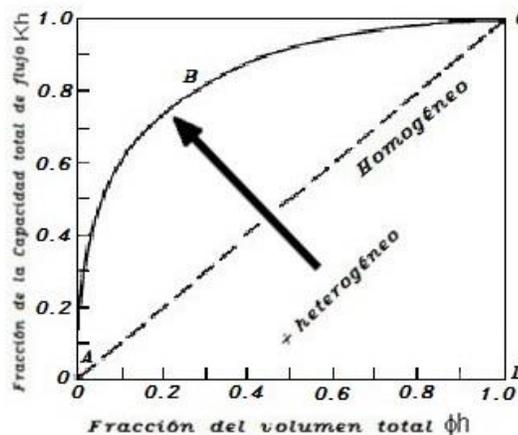


Figura 65 Distribución de la capacidad de flujo, yacimiento hipotético. (Craig, 1971)

Lo que indica la fórmula del coeficiente de Lorenz, es que se trata de la relación de dos áreas, la que se encuentra encima del comportamiento homogéneo (\overline{ACBA}) y la que se encuentra debajo, la relación entre estas dos áreas dará una medida de la uniformidad, es decir, al ser iguales las dos áreas, el yacimiento será homogéneo, y a partir de ahí se determina la ausencia de uniformidad conforme el área encerrada (\overline{ADCA}) va creciendo, lo que provocará valores mayores a cero en la relación, hasta un máximo de 1 que indica total falta de uniformidad (yacimiento infinitamente heterogéneo).

4.5.3 Coeficiente de Dykstra & Parsons

El coeficiente de variación de Dykstra y Parsons cuantifica la variación de la permeabilidad en el sentido vertical mediante el uso de probabilidad y estadística, específicamente empleando el concepto de desviación estándar que es la medida de dispersión en el conjunto de valores de permeabilidad tomados de diferentes zonas del yacimiento, es aplicable en yacimientos estratificados.

Dykstra y Parsons usaron la distribución logarítmica normal de la permeabilidad de la roca. Su término “Coeficiente de variación de la permeabilidad”, se abrevia frecuentemente como “Variación de la permeabilidad”. Estadísticamente, el coeficiente de variación V se define así: (Craig, 1971)

$$V = \frac{\sigma}{\bar{X}} \dots\dots\dots (4-23)$$

Donde

$\sigma \rightarrow$ Desviación estándar. ; $\bar{X} \rightarrow$ Valor medio de X .

Dykstra y Parsons en su método arreglan los valores de la permeabilidad en orden descendente, calculan el porcentaje del número total de valores de permeabilidad que excedan cada renglón de la tabulación (dividiendo entre $n+1$, donde n es el número de muestras), grafican en papel logarítmico de probabilidades y se traza la mejor línea recta a través de los puntos, dando mayor validez a los puntos centrales que a los dispersos. En esta forma, la variación de la permeabilidad es:

$$V = \frac{\bar{k} - k_{\sigma}}{\bar{k}} \dots\dots\dots (4-24)$$

Donde

$\bar{k} \rightarrow$ Permeabilidad con 50% de probabilidad. ; $k_{\sigma} \rightarrow$ Permeabilidad con 84.1% de la muestra acumulativa.

El coeficiente de variación de Dykstra y Parsons V varía entre cero y uno, un valor $V = 0$ que es homogéneo y si $V = 1$ el yacimiento tiene una heterogeneidad total. En las muestras de una distribución normal la desviación estándar es tal que el 84.1% de las muestras tienen valores mayores que el valor medio (\bar{k}) más σ (desviación estándar). La Figura 66 muestra el concepto.

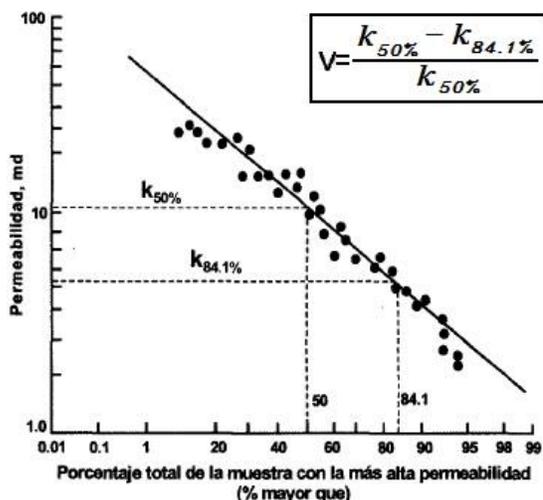


Figura 66 Distribución de permeabilidad en un yacimiento heterogéneo según Dykstra & Parsons. (Paris de Ferrer M. , 2001)

Si no existen datos disponibles, se puede suponer un valor típico de $V = 0.7$ para muchos yacimientos. Mientras mayor sea la heterogeneidad de los estratos del yacimiento, menor será la eficiencia de barrido vertical. (Paris de Ferrer M. , 2001)

5. Recuperación Secundaria

Consiste en la adición de energía externa al yacimiento por medio de la inyección de fluidos de manera inmisible para realizar un mantenimiento de presión o un desplazamiento de los fluidos contenidos en el yacimiento y así elevar el factor de recuperación. El desplazamiento se realiza sin alterar las propiedades de la roca o los fluidos. Puede tomarse como el remplazo de uno o varios mecanismos de empuje, ya que estos no tienen el suficiente aporte de energía para llevar los fluidos a superficie, o bien, se quiere acelerar la extracción de aceite.

Para poner en operación un proyecto de inyección es necesario tener en cuenta estos factores:

(Latil, Bardou, & Burger, 1980)

- Cantidad, calidad y confiabilidad del suministro de fluido desplazante.
- Terminación de los pozos (estado mecánico).
- Equipo disponible para tratamiento y bombeo del fluido desplazante
- Mantenimiento y operación de las instalaciones superficiales
- Monitoreo de la eficiencia de barrido areal (uso de trazadores posiblemente)

Terminación de pozos inyectoros

- Terminación inicial
- Taponamiento selectivo de zonas ladronas

Los pozos inyectoros pueden ser nuevos o bien, pozos productores que se convierten en inyectoros.

Cuando se perforan pozos inyectoros nuevos:

- El programa de perforación debe proveer tuberías de revestimiento en la cima del yacimiento que soporten las presiones de inyección esperadas.
- La formación debe ser nucleada y posteriormente estimulada en agujero descubierto para maximizar la inyectividad.
- La sarta de inyección es equipada con una junta de seguridad.

Cuando se convierten pozos productores en inyectoros, se debe revisar que la tubería de revestimiento se encuentre en buenas condiciones para poder resistir las presiones esperadas, la adherencia del cemento debe ser probada y si es necesario se deben llevar a cabo las cementaciones correctivas. La formación debe ser re-disparada con el fin de asegurar una buena inyectividad. Dichas operaciones deben ser seguidas por estimulaciones para mejorar las condiciones de la formación.

Los fluidos de inyección pueden ser agua o gas, las fuentes de agua son el mar, ríos, lagos, lagunas, acuíferos, agua producida, o bien gas producido por plantas de generación o distribuido por ductos desde su origen. Al tratarse de agua producida, ésta debe separarse de la producción, tratarse de ser necesario y almacenarse para su posterior reinyección al gasto y presión deseados. El volumen de agua para reinyección incrementa con el tiempo, puesto que conforme la producción de aceite declina, el corte de agua se incrementa. El agua utilizada para inyección debe ser de composición conocida, así como el agua connata, puesto que podría reaccionar químicamente de forma desfavorable para el proyecto de inyección.

5.1 Definiciones

5.1.1 Desplazamiento

Es cualquier proceso por el cual un fluido ocupa el lugar de otro en un medio poroso cambiando las saturaciones con el tiempo. Consta de dos fases generales, fase inicial (antes de la ruptura) y fase subordinada (después de la ruptura).

5.1.2 Etapas de un desplazamiento inmisible

Consta de cuatro etapas en esencia, etapa de condiciones iniciales, etapa de invasión o llenado, etapa de ruptura, surgencia o irrupción y condiciones posteriores a la ruptura.

Condiciones iniciales

Son las condiciones que se tienen en un proyecto al inicio, la Figura 67 muestra la situación inicial en un yacimiento homogéneo y con saturaciones constantes de fluidos al iniciarse la inyección de agua.

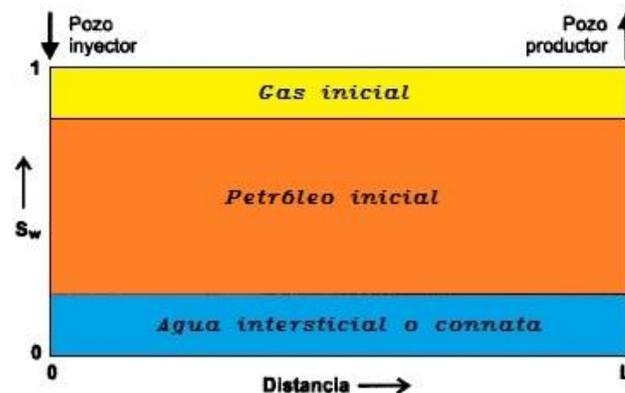


Figura 67 Condiciones de saturación iniciales antes de un desplazamiento. (Paris de Ferrer M. , 2001)

Etapa de invasión o llenado

La etapa de llenado es el espacio entre las condiciones iniciales y hasta antes de la irrupción, en esta etapa la saturación de agua se incrementa mientras que la saturación de aceite disminuye debido a la producción. La Figura 68 muestra la distribución de fluidos a un tiempo dado antes de la irrupción en un yacimiento en el que se realiza un desplazamiento.

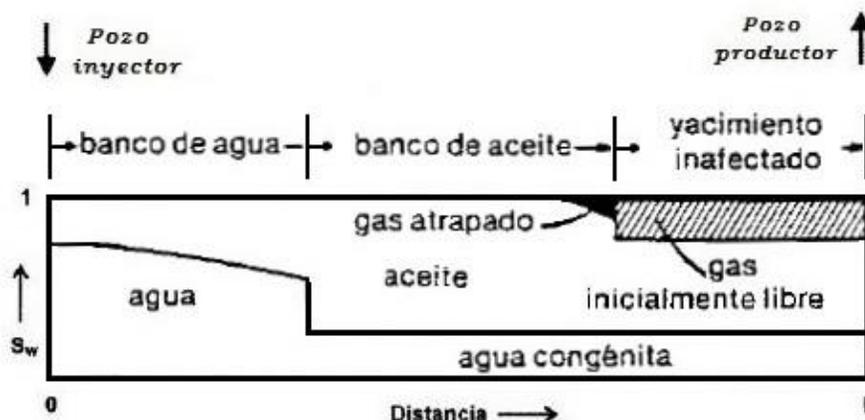


Figura 68 Distribución esquemática de los fluidos a un tiempo X de la inyección. (Craig, 1971)

Ruptura, irrupción o surgencia

La condición de ruptura es aquella en la que después de un cierto tiempo de inyección, el fluido desplazante comienza a producirse en los pozos productores. La Figura 69 muestra la situación.

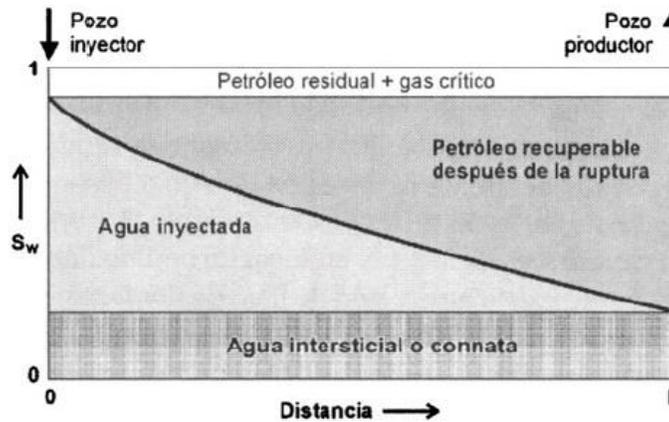


Figura 69 Distribución esquemática de los fluidos en la ruptura, surgencia o irrupción de agua. (Paris de Ferrer M. , 2001)

Condiciones posteriores a la ruptura

Son las condiciones posteriores a las que el fluido desplazante llega al pozo productor, se observa que el corte de agua se incrementa y la producción de aceite disminuye, la Figura 70 muestra esto.

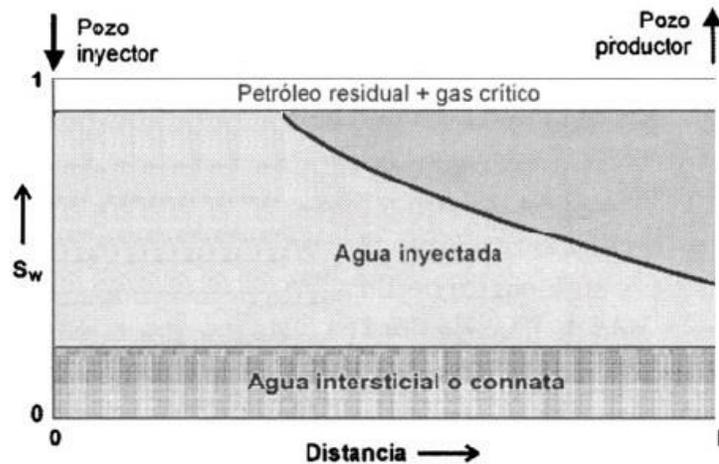


Figura 70 Condiciones posteriores a la ruptura en una inyección inmisible. (Paris de Ferrer M. , 2001)

5.1.3 Tipos de fluido en un desplazamiento

Fluido desplazante

Es el fluido que desplaza a otro fluido en un medio poroso, tiene mayor energía que el fluido desplazado, en el caso de recuperación secundaria, el fluido puede ser agua y/o gas.

Fluido desplazado

Es el fluido que es desplazado cuando se introduce una cantidad de fluido desplazante en el medio poroso y ocupa el lugar de este.

5.1.4 Frente de invasión o desplazamiento

Zona de transición entre el fluido desplazante y desplazado. En algunos métodos se considera el frente infinitesimal, es decir, que la zona de transición es sólo una línea en donde abruptamente se pasa del fluido desplazante al desplazado. Se puede o no tener estabilidad, ya que si la formación es heterogénea, la relación de movilidades M es desfavorable ($M \geq 1$) y se tendrá digitación viscosa.

Frente en condiciones estables (pistón)

En la Figura 71 se muestra un desplazamiento a un tiempo x del tipo pistón (sin digitación, $M = 1$) en donde se observa el frente de invasión estable mientras se desplaza a través del medio poroso.

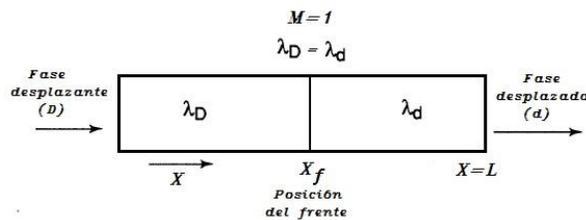


Figura 71 Esquema de un desplazamiento tipo pistón en un sistema lineal.

Digitación viscosa (frente inestable)

Condición en donde se tiene alta heterogeneidad en la formación y una relación de movilidades ($M > 1$) que provoca una zona de transición extensa entre el fluido desplazante y desplazado, así como digitación.

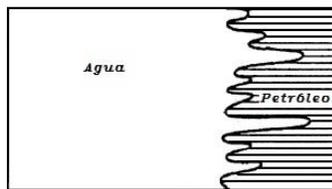


Figura 72 Digitación viscosa en el frente de invasión. Modificada de (Willhite & Green, 1998)

Lenguas de agua

Condición en donde se genera una gran zona de transición entre el fluido desplazado y desplazante, vista como una gran digitación de agua, resultado de la segregación gravitacional y posible mayor permeabilidad en la zona basal del estrato. La Figura 73 muestra un esquema de inyección en donde se aprecia la lengua.

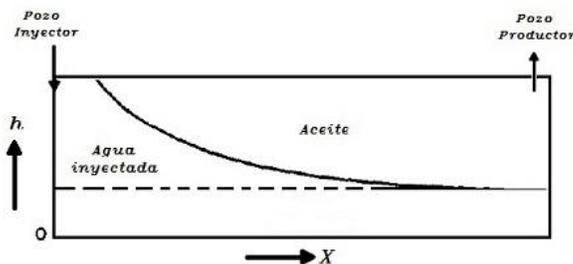


Figura 73 Lenguas de agua (Según Dietz). (Craig, 1971)

Zona invadida

Zona por la que ha pasado el frente de invasión y por lo general domina la saturación del fluido desplazante, contiene aceite remanente que puede ser móvil (remanente) o inmóvil (residual).

5.1.5 Tipos de desplazamiento

Desplazamiento tipo pistón con fugas

Después de que pasa el frente de invasión, queda aceite móvil e inmóvil detrás del frente, es decir, hay flujo de dos fases en la zona invadida y después de la irrupción seguirá produciéndose aceite, agua y gas. La Figura 74 muestra el concepto.

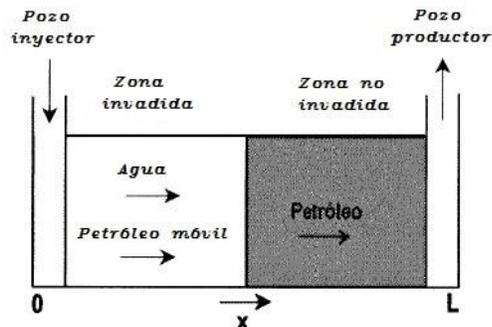


Figura 74 Desplazamiento del tipo pistón con fugas. (Paris de Ferrer M. , 2001)

Desplazamiento tipo pistón sin fugas

La saturación de aceite después de que ha pasado el frente es residual (no móvil), y también se tiene agua irreductible junto a la inyectada. En algunos métodos de predicción, se establece que detrás del frente sólo fluye fluido desplazante y delante, sólo fluye el desplazado. Esto se ilustra en la Figura 75.

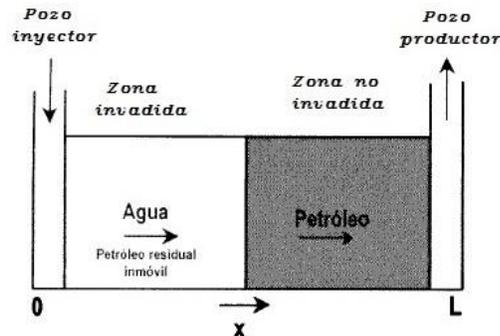


Figura 75 Desplazamiento del tipo pistón sin fugas (Paris de Ferrer M. , 2001).

5.2 El agua de inyección

El agua que se inyecta o se produce, comúnmente requiere tratamiento ya sea para poder ser inyectada, re-inyectada (caso de agua producida) o desechada, ya que en este último caso, debe cumplir con la normatividad ambiental vigente en la ubicación del desarrollo.

Objetivos del tratamiento de agua (C. Patton, 1990)

- Cumplir normas ambientales del agua producida.
- Prevenir el hinchamiento de arcillas.
- Prevenir problemas como la corrosión en el sistema de inyección
- Prevenir taponamientos (daño a la formación).
- Incompatibilidad entre el agua de inyección y agua connata.
- Daño orgánico generado por bacterias anaeróbicas.

Los métodos de tratamiento pueden ser de tres tipos: físicos, químicos y biológicos.

Métodos físicos (o mecánicos)	Métodos químicos	Métodos biológicos
Asentamiento	Surfactantes	Bactericidas
Filtración	Inhibidores de corrosión	Algucidas
Separadores		Agentes bacteriostáticos

5.3 Inyección en Recuperación Secundaria

5.3.1 Inyección de agua y/o gas

La recuperación secundaria emplea dos fluidos, agua y/o gas inerte o poco reactivo, (N_2 , CO_2 , Grupo 18(VIII A) en la tabla periódica) como desplazante y el aceite como desplazado. Los gases más empleados son nitrógeno y dióxido de carbono por su bajo costo. En algunas literaturas se menciona la inyección de gas hidrocarburo como parte de recuperación secundaria, después de revisar numerosas fuentes bibliográficas y atendiendo a las definiciones establecidas al principio de esta tesis, no se considerará la inyección de gas hidrocarburo (metano, etano, propano, etc.) como parte de recuperación secundaria, debido a que dicho gas entra en miscibilidad con el aceite "in situ" y lo hinchará, disminuyendo su viscosidad, ese fenómeno va incluido en la recuperación mejorada, por tanto, el tema de la inyección de gas hidrocarburo se tocará más a fondo en el capítulo de recuperación mejorada.

Inyección de agua

En una formación con preferencia de mojabilidad al agua, será preferible inyectar agua, debido a que la tensión interfacial beneficiará al desplazamiento, dado que su valor será 0 entre el agua adherida a la roca (mojada por agua) y el agua inyectada, lo que propiciará la imbibición espontánea del aceite y por consiguiente una eficiencia de barrido elevada.

La inyección de agua también se realiza en yacimientos no volumétricos que tienen un acuífero asociado, se puede inyectar el agua directamente en el acuífero, en la zona del contacto agua-aceite o bien, en la zona de aceite, dependiendo del análisis realizado y determinación del punto óptimo de inyección. A esta inyección se le denomina inyección periférica.

El agua también es elegible para inyección en pozos de relleno (*infill Wells*), o bien, en arreglos de pozos cuando el contacto agua-aceite ha alcanzado los pozos productores, estos pueden cambiar su función y convertirse en pozos inyectoros.

Inyección de gas

La inyección de gas tendrá una mayor eficiencia en yacimientos bajosaturados, de espesor pequeño y con mojabilidad preferencial al aceite, debido a que al ser un aceite negro, el efecto de hinchamiento será mayor y; más representativo el efecto de empuje al evitar el resbalamiento del gas desplazante debido al efecto Klinkenberg, al tratarse de un yacimiento saturado, es preferible la inyección de agua si es que se tiene un valor de permeabilidad propicio en la dirección del desplazamiento.

En general, la aplicación de la inyección central se realiza inyectando gas para alimentar o generar un casquete de gas en el yacimiento, la permeabilidad en el sentido vertical debe ser buena para tener beneficios altos de la inyección, el gas inyectado ayuda a mantener la presión, puede ser hidrocarburo o no.

5.3.2 La forma de inyectar fluidos al yacimiento

Inyección central

Los pozos inyectoros se localizan en la parte central del yacimiento y los productores se localizan en la periferia (Figura 76), tiene el objetivo de mantenimiento de presión. Se aplica generalmente cuando:

Buena permeabilidad en el sentido vertical.	El yacimiento cuenta con casquete de gas.
---	---

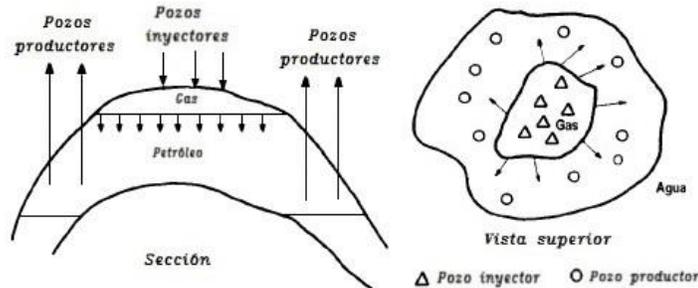


Figura 76 Inyección central de gas en anticlinal. (Latil, Bardon, & Burger, 1980)

La inyección periférica o externa

Consiste en inyectar agua en la periferia del yacimiento (Figura 77), primordialmente para realizar una alimentación del acuífero y aumentar el empuje proveniente de éste, tiene tres formas de implementación, cerca del contacto, en la zona de contacto, o directamente en él.

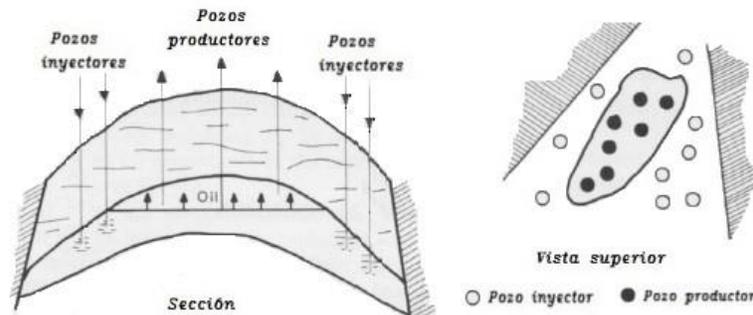


Figura 77 Inyección periférica de agua en anticlinal. (Latil, Bardon, & Burger, 1980)

Inyección monoclinal

Este tipo de inyección se realiza en yacimientos inclinados, con entrada de agua y/o con casquete asociado, consiste en inyectar agua en la parte basal del banco del aceite, en la zona del contacto y/o inyectar gas en el alto estructural, se pueden combinar ambas inyecciones con el fin de aplicar mayor empuje al yacimiento, la Figura 78 muestra una inyección simultánea de agua y gas.

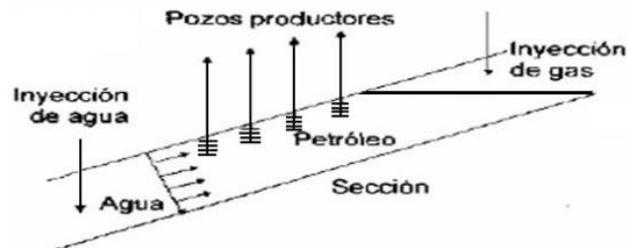


Figura 78 Inyección simultánea en monoclinal. Modificada de (Latil, Bardon, & Burger, 1980)

Inyección en arreglos

Consiste en la inyección de agua y/o gas en un arreglo geométrico con el fin de elevar la eficiencia del barrido, pueden ser arreglos de 4, 5, 7 ó 9 pozos, así como arreglos irregulares que no siguen una forma geométrica en especial, los irregulares cada vez son más usados debido a que con la existencia de tantas herramientas de caracterización, así como software especializado; se pueden posicionar los pozos en la posición óptima para obtener el mayor beneficio. Para la realización de una prueba piloto se emplean arreglos de dos o tres pozos como se muestra en la Figura 79.

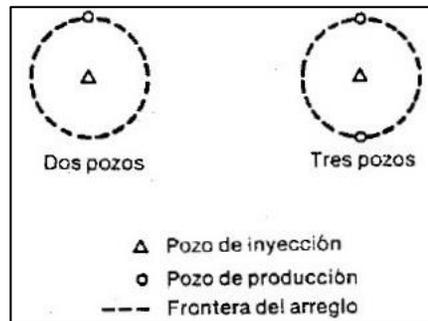


Figura 79 Arreglo de pozos para pruebas piloto. (Craig, 1971)

La inyección en arreglos, también conocida como interna se utiliza en yacimientos extensos, en este tipo de inyección se necesitan muchos pozos inyectoras, y poco buzamiento es preferible en la formación, se pueden convertir algunos de los pozos productores en inyectoras según se requiera.

Los patrones de más comunes son los siguientes: (Latil, Bardon, & Burger, 1980) y (Craig, 1971)

En línea directa

Las líneas de los pozos de inyección y producción son directamente opuestas. Se caracteriza por:

- a =Espaciamiento entre los pozos del mismo tipo. (igual a " a " en línea directa)
- d =Espaciamiento entre líneas de los pozos de inyección y de producción.

En línea alterna

Los pozos están en línea como antes, pero los inyectoras y productores no se encuentran directamente opuestos, se encuentran lateralmente desplazados, por una distancia de $\frac{a}{2}$.

En la Figura 80 se observan los arreglos en línea directa y en línea alterna.

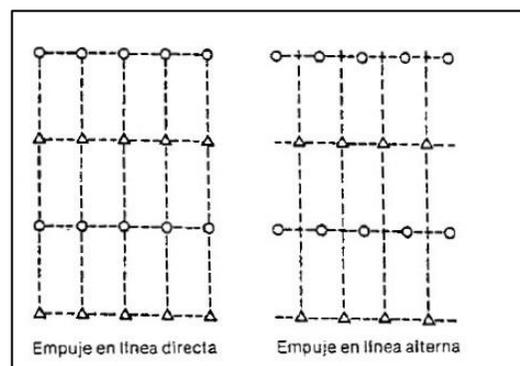


Figura 80 Inyección en línea directa y en línea alterna. (Craig, 1971)

Arreglo de 5 pozos

El arreglo de 5 pozos es el que más se ha estudiado (Figura 81), se trata de un caso particular de línea alterna en dónde $d/a = 1/2$. Cada pozo inyector está ubicado en el centro del cuadrado y cada vértice tiene un pozo productor. Su relación $I/P = 1$

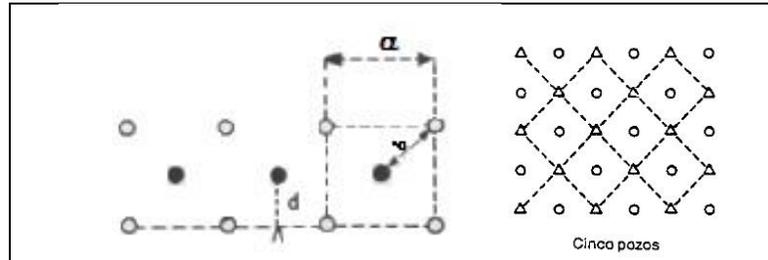


Figura 81 Arreglo de 5 pozos. Derecha (Latil, Bardon, & Burger, 1980), izquierda (Craig, 1971)

Arreglo de 7 pozos

También conocido como de cuatro pozos. Los pozos inyectores se localizan en las esquinas de un hexágono con un pozo productor al centro. En el arreglo hay dos pozos inyectores por cada pozo productor, es decir; su relación $I/P = 2$, en el arreglo invertido se tiene el caso contrario, $I/P = 1/2$. La Figura 82 lo ilustra.

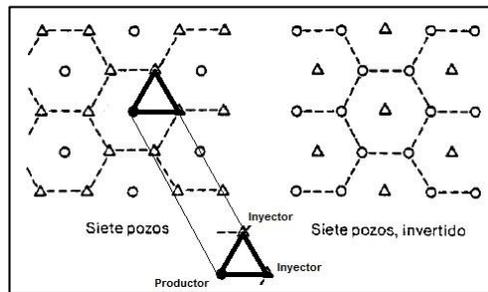


Figura 82 Arreglo de 7 pozos, normal e invertido. (Craig, 1971)

Arreglo de 9 pozos

Al patrón es similar al de 5 pozos, pero con un pozo inyector extra a la mitad de cada lado del cuadrado. La relación para este tipo de arreglos es de $I/P = 3$, en el caso del arreglo invertido, se tendrá una relación $I/P = 1/3$.

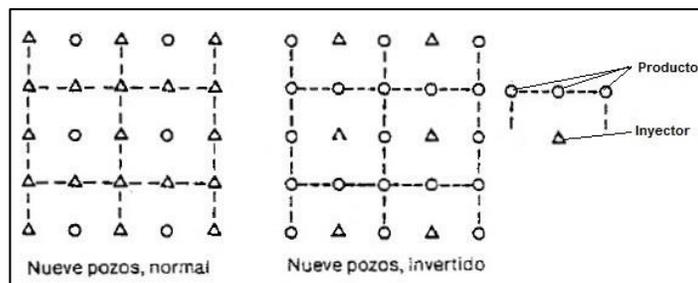


Figura 83 Arreglo de 9 pozos normal e invertido. (Craig, 1971)

Morris Muskat cuantificó la eficiencia areal de barrido para varios arreglos de pozos, en el caso de movilidad unitaria, en yacimientos lineales y homogéneos, de espesor constante, su ecuación está en función de la relación $d/a \geq 1.5$ y es la siguiente:

$$E_A = 1 - 0.441 \frac{a}{d} \dots\dots(5-1)$$

La selección del arreglo de pozos depende de las características siguientes principalmente:

- Estructura geológica
- Extensión del yacimiento
- Límites del yacimiento
- Continuidad de la formación
- Heterogeneidad
- Pozos existentes

El arreglo propuesto para la inyección debe cumplir lo siguiente:

- Proporcionar la capacidad de producción de aceite deseada.
- Proporcionar una cuota de inyección suficiente para obtener la productividad deseada.
- Maximizar la recuperación de aceite con un mínimo de producción de agua.
- Aprovechar las faltas de uniformidad conocidas del yacimiento; por ejemplo, permeabilidad direccional y diferencias regionales de permeabilidad.
- Ser compatible con el arreglo de pozos existente y requerir un mínimo de pozos nuevos.
- Ser compatible con las operaciones de inyección de otros operadores vecinos.

Ventajas de la inyección en arreglos:

- Rápida respuesta del yacimiento.
- Elevadas eficiencias de barrido areal.
- Disminuye el efecto de las heterogeneidades.
- Volumen grande de recuperación a tiempos cortos.

Desventajas

- Alto número de pozos inyectoros requeridos.
- Riesgo de irrupción temprana.
- Requiere mayor monitoreo por la cercanía de los pozos.

Los arreglos de pozos cada vez son menos usados debido a que con la información disponible hoy en día, es posible posicionar los pozos inyectoros y productores en la ubicación más óptima y obtener mayores beneficios en la explotación de yacimientos, así como en la recuperación adicional de aceite.

En yacimientos maduros es común encontrar arreglos de pozos geométricos, puesto que hace tiempo se seguía posicionando los pozos de acuerdo a ellos, los más empleados son los arreglos de 5 pozos ya que en ellos están basadas la mayoría de las investigaciones en cuanto a la eficiencia de barrido.

5.4 La historia de saturaciones

Es un gráfico de flujo fraccional y Saturación de agua, (f_w Vs S_w) El gráfico permite observar puntos clave durante la implementación de algún método para la predicción del comportamiento de la inyección, así como el proceso de invasión y las condiciones en las que se lleva a cabo. Se calcula el flujo fraccional aplicando la fórmula considerando los efectos capilares y gravitacionales o no, esto dependerá del ángulo de buzamiento que se tenga, si es un estrato con ángulo mayor a 30° , será necesario calcular los efectos gravitacionales, en caso contrario se podrá usar la fórmula simplificada. La Figura 84 muestra la gráfica mostrando la saturación de agua en el frente S_{wf} y saturación promedio de agua en la zona barrida a la ruptura \bar{S}_{wbt} .

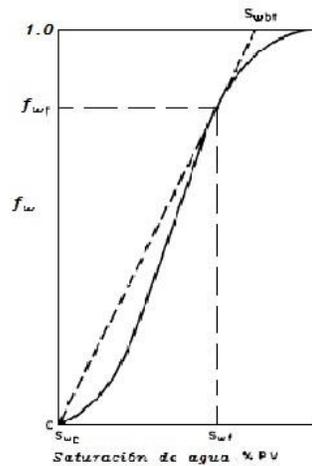


Figura 84 Curva de Historia saturaciones. (Willhite, Waterflooding, 1986)

5.4.1 Efecto de la mojabilidad en un desplazamiento.

En la Figura 85 se puede observar cómo es que la gráfica de flujo fraccional se inclina a la derecha cuando se realiza un desplazamiento con agua en una formación con preferencia de mojabilidad al agua, caso contrario en una formación mojabla al aceite, ya que se desplaza hacia la izquierda y eso indica que se necesita más gasto de fluido desplazante (agua) para lograr el mismo efecto.

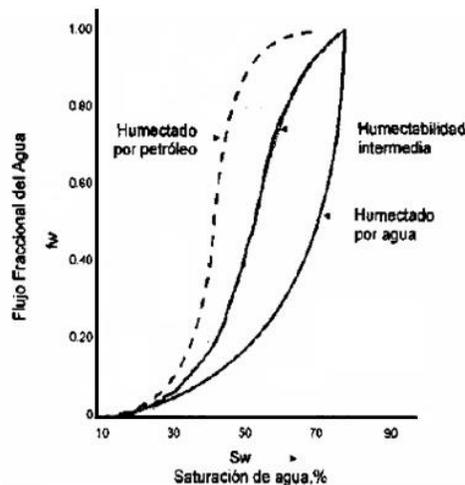


Figura 85 Efecto de la mojabilidad en el flujo fraccional. (Craig, 1971)

5.4.2 Efecto de la presión capilar en un desplazamiento.

El efecto de la presión capilar es que aumentará el flujo fraccional, tomando en cuenta que se trata de un yacimiento con mojabilidad preferencial al agua y que entonces la saturación de agua creciente y la saturación de aceite decreciente estarán expuestas a las fuerzas capilares, en especial, a la tensión interfacial, por ello es deseable eliminar el gradiente de presión capilar, alterando la mojabilidad de la roca o eliminando la tensión interfacial entre aceite y agua para mejorar el barrido. La Figura 86 lo muestra.

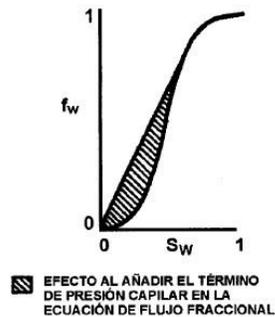


Figura 86 Efecto de la presión capilar en el flujo fraccional. (Paris de Ferrer M. , 2001)

5.4.3 Efecto del ángulo de buzamiento en un proyecto de inyección.

Cuando el desplazamiento se realiza buzamiento arriba, es conveniente el inyectar agua a gastos bajos, ya que la gravedad apoyará el desplazamiento previniendo digitación viscosa. Si el desplazamiento es buzamiento abajo, el gasto de inyección tendrá que ser mayor para minimizar el efecto gravitacional que provocará una mayor movilidad del fluido desplazante (agua) y podría ocurrir canalización provocando una eficiencia de barrido muy baja debido a la irrupción temprana del frente de invasión.

Cuando el gasto de inyección es constante se tienen dos situaciones dependiendo de la dirección e inclinación del yacimiento.

- Alta eficiencia buzamiento arriba y por encima de 30° , aumenta la eficiencia conforme aumenta el ángulo gracias a la gravedad que estabiliza el frente de invasión disminuyendo la digitación.
- Baja eficiencia buzamiento abajo, disminuye más conforme el ángulo se acerca a -90° (270°)

En la gráfica de historia de saturaciones se pueden observar dichos fenómenos, en la Figura 87 se muestra lo que ocurre en el flujo fraccional cuando se inyecta a gasto constante y el ángulo de buzamiento es echado abajo o arriba, la curva inclinada a la derecha indica mejor eficiencia ya que indica que a un pequeño cambio de flujo fraccional, ocurre un cambio mayor en saturación de agua.

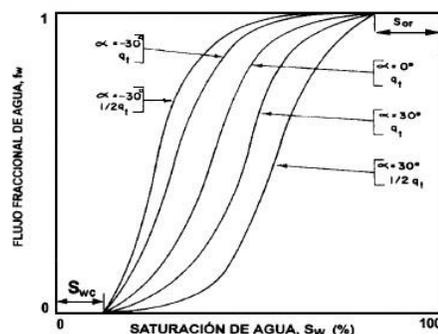


Figura 87 Efecto del gasto y ángulo de buzamiento. (Craig, 1971)

5.4.4 Efecto de la viscosidad al flujo del agua y el aceite.

Entre más viscosa sea el agua de inyección, contactará de mejor manera el aceite y realizará un desplazamiento más eficiente, la digitación viscosa disminuye y entonces el desplazamiento se asemeja más a uno del tipo pistón, es decir, tendrá una zona estabilizada en donde la saturación del fluido desplazante será uniforme y el desplazamiento será mejor. En recuperación mejorada es lo que incentiva al uso de los polímeros para incrementar la viscosidad del fluido desplazante.

En la Figura 88 se observa el efecto que tendrá el cambio de la viscosidad en el agua de inyección, en la gráfica se muestra la situación de inyectar el agua con una densidad de 1 [cP] , en la segunda curva (inclinada a la derecha) se observa el efecto al inyectarla con una densidad de 3.5 [cP] .

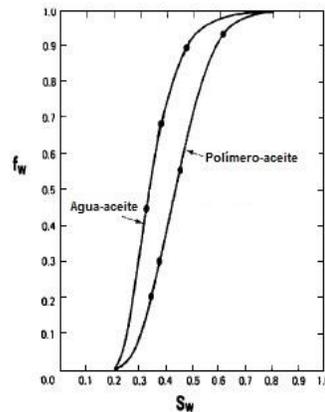


Figura 88 Efecto de la viscosidad en el flujo fraccional. (Paris de Ferrer M. , 2001)

Por el contrario, el efecto de la viscosidad de fluido desplazado es contrario, al incrementar la viscosidad del aceite, dificultará que el desplazamiento tenga alta eficiencia, tendrá una mayor digitación viscosa y eso afecta la estabilidad del frente de desplazamiento, incluso haciendo que la cantidad de aceite móvil detrás del frente de invasión sea mayor, esto se ve en la Figura 89 que muestra la diferencia de las curvas obtenidas según se varíen las viscosidades del aceite desplazado en una curva de flujo fraccional y el efecto combinado con la mojabilidad del medio poroso.

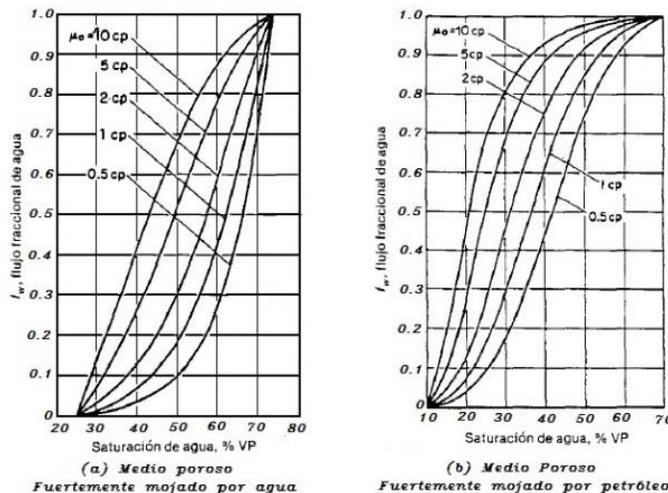


Figura 89 Efecto de la viscosidad del aceite y la mojabilidad en el flujo fraccional. (Craig, 1971)

5.5 Cálculos en un proyecto de Recuperación Secundaria

La predicción del comportamiento de la recuperación secundaria puede determinarse de varias maneras, considerando los arreglos de pozos, cuantificando la eficiencia areal, así como considerando las variaciones de manera vertical o lineal, se han desarrollado numerosos métodos considerando esto.

Debido al vasto contenido y profundidad en cada uno de los métodos de predicción, se han seleccionado algunos métodos, tratando de abarcar lo más representativo de ellos, se explicarán los métodos de:

- Buckley & Leverett (yacimientos homogéneos, flujo lineal)
- Stiles (Variación vertical de la permeabilidad, flujo lineal)
- Dykstra Parsons (variación vertical de la permeabilidad, flujo lineal)

Aunque, hay que dejar en claro que existen numerosos métodos más. En la siguiente tabla se muestra una clasificación.

Clasificación de los métodos de recuperación secundaria				
Los diferentes métodos se pueden clasificar según (Craig, 1971) y otros de acuerdo a:				
Mecanismo de Desplazamiento	Heterogeneidad del yacimiento	Eficiencia de barrido areal	Modelos matemáticos	Métodos empíricos
Buckley-Leverett	Yuster-Suder-Calhoun	Muskat	Douglas-Blar-Wagner	Guthrie-Greenberger
Craig-Geffen-Morse	Prats-Mathews-Jewet-Baker	Hurst	Hiatt	Shauer
Rapoport-Carpenter-Leas	Stiles	Caudle et al	Douglas-Peaceman-Rachford	Guerrero-Earlougher
Higgins-Leighon	Dykstra Parsons	Aronofsky	Warren-Cosgrove	
	Dietz	Deppe-Hauber	Morel-Seytoux	

La bonanza de un proyecto de recuperación secundaria primeramente está relacionado con:

- La cantidad de aceite recuperado gracias al proyecto de inyección.
- La eficiencia de barrido areal.
- La eficiencia de barrido vertical.
- La eficiencia de desplazamiento.

Cada una de las eficiencias considera:

- Variación de la permeabilidad en manera areal y vertical
- Diferencia entre la viscosidad de los fluidos desplazante y desplazado.
- Existencia de canales de alto flujo (fracturas)
- El efecto de los gastos de inyección
- Efecto de posibles problemas operacionales

En general, la recuperación por la inyección de agua es del orden de 30 a 50% del aceite inicial en sitio.

La cantidad de aceite recuperable debido a una inyección de agua puede ser calculado como:

$$N_p = \frac{VP(S_{oi} - S_{or})E_A E_v}{B_o} \dots\dots(5-2)$$

Donde

VP → Volumen de poros barrido.

S_{oi} → Saturación de aceite inicial al proyecto de inyección.

S_{or} → Saturación de aceite residual al término del proyecto de inyección.

E_A → Eficiencia de barrido areal.

E_v → Eficiencia vertical (También conocida como eficiencia de la invasión).

El Factor de recuperación secundaria o mejorada (también llamado Eficiencia de la recuperación) se puede expresar como una función dependiente de las 3 eficiencias

$$Fr = E_D \cdot E_A \cdot E_v \dots\dots(5-3)$$

También se puede expresar en términos del volumen de aceite producido, esto es:

$$N_p = N_s \cdot E_D \cdot E_A \cdot E_v \dots\dots(5-4)$$

Donde

Fr → Factor de recuperación. ; E_D → Eficiencia de desplazamiento.

E_A → Eficiencia de barrido areal.

E_v → Eficiencia vertical (También conocida como eficiencia de la invasión).

N_p → Aceite producido gracias al proyecto de inyección.

N_s → Volumen de aceite “in situ” al inicio del proyecto de inyección @c.s.

Como se observa en las ecuaciones (5-2), (5-3) y (5-4). La recuperación de aceite adicional está relacionada directamente con las eficiencias areal, vertical y de desplazamiento, pero a su vez, cada una de estas eficiencias toma en cuenta muchos parámetros para obtener un número que varía entre cero y uno, siendo uno el valor máximo conceptualmente hablando aunque sea imposible de alcanzar.

En el presente apartado de ésta tesis se tratará únicamente la inyección de agua, la inyección de gas lleva los mismos principios, con modificaciones en las ecuaciones que rigen su comportamiento durante la inyección, la inyección de gas natural (miscible), se tratará en el capítulo de recuperación mejorada.

5.6 Cálculos en yacimientos homogéneos

5.6.1 Buckley-Leverett

Su modelo fue desarrollado por medio de la aplicación de la ley de la conservación de masa para el flujo de aceite y agua en una dirección.

Para la aplicación del método se establecen unos postulados que son: Según (Buckley & Leverett, 1942)

- Sólo fluyen dos fluidos (aceite y agua).
- Fluidos incompresibles e inmiscibles.
- Flujo lineal.
- Yacimiento homogéneo.
- Desplazamiento tipo pistón con fugas.
- La saturación de los fluidos cambia conforme avanza el frente de invasión.

Considera cuatro etapas de cálculo y son:

1. Preparación de datos (Condiciones iniciales).
2. Cálculos de la recuperación antes de la ruptura.
3. Cálculos de la recuperación en el momento de la ruptura.
4. Cálculos de la recuperación después de la ruptura.

Se fundamenta en la teoría de avance frontal de Leverett que asume el flujo fraccional como una función de la saturación de agua y de la posición. Cuando el desplazamiento ocurre en un plano horizontal, $\text{sen}(180^\circ) = 0$ y se desprecia el cambio en los efectos capilares, por lo que se utiliza la fórmula simplificada del flujo fraccional.

$$f_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{k_o}{k_w}\right)\left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)}$$

Cuando se considera el efecto gravitacional y el cambio en presión capilar, se debe emplear la fórmula, que en unidades de campo (barriles, días, darcys, centipoise, pies, lb/pg^2 y gr/cc es:

$$f_w = \frac{1 - 1.127 \left(\frac{K_o A_r}{\mu_o q_t}\right) \left(\frac{\partial P_c}{\partial X} + 0.4335 \Delta \gamma \text{sen} \theta\right)}{1 + \left(\frac{\mu_w}{K_{rw}}\right)\left(\frac{K_{ro}}{\mu_o}\right)}$$

Se puede expresar la razón $\frac{k_{ro}}{k_{rw}}$ en función de la saturación de agua como:

$$\frac{k_{ro}}{k_{rw}} = a e^{-b S_w} \dots\dots (5-5)$$

Donde a y b son constantes, al graficar $\log\left(\frac{k_{ro}}{k_{rw}}\right)$ Vs S_w , se obtiene una gráfica en la cual se puede determinar el valor de a y b, ya que **a** es la ordenada al origen y **b** representa la pendiente. La Figura 90 muestra un ejemplo.

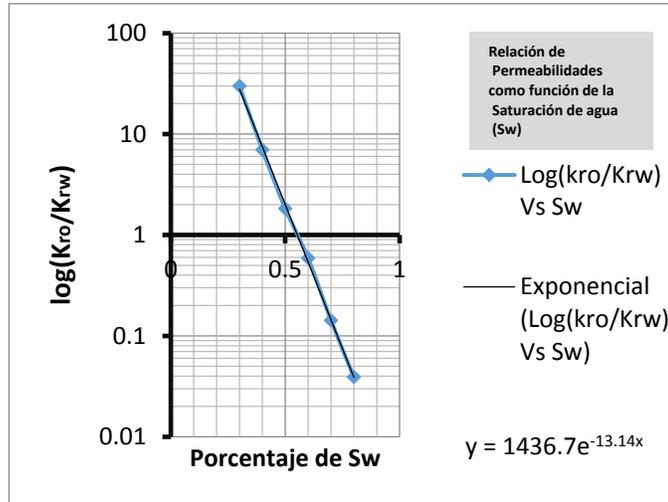


Figura 90 Gráfica de $\log(kro/Krw)$ para determinar los coeficientes a y b.

Y entonces la ecuación de flujo fraccional simplificada queda como sigue:

$$f_w = \frac{1}{1 + ae^{-bs_w} \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} \right)} \dots\dots(5-6)$$

Y por tanto

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_t = \frac{ab \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} \right) e^{-bs_w}}{\left(1 + ae^{-bs_w} \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} \right) \right)^2} \dots\dots(5-7)$$

Tales expresiones u otras similares pueden ser útiles para el cálculo de la derivada por medio de programas computacionales especializados.

En 1952, Welge amplió el trabajo de Buckley y Leverett y, dedujo una ecuación para relacionar la saturación promedio del fluido desplazante con las saturaciones en el extremo productor del arreglo de inyección, demostrando la ecuación siguiente para el momento de la ruptura:

$$\bar{S}_w - S_{w2} = Q_i f_{o2} \dots \dots (5-8a)$$

Donde

\bar{S}_w → Saturación promedio de agua, fracción del volumen poral.

S_{w2} → Saturación de agua en el extremo productor del arreglo, fracción del volumen poral.

Q_i → Volúmenes de poros que ocupa el fluido inyectado acumulativo, adimensional.

f_{o2} → Fracción de aceite que fluye en el extremo productor del sistema.

La ecuación (5-8a) es importante debido a que relaciona tres factores de interés primordial para la inyección de agua: Según (Craig, 1971)

- La saturación de agua promedio y por lo tanto, la recuperación total de aceite.
- El volumen acumulativo de agua inyectada.
- La fracción de aceite y por lo tanto, la fracción de agua y la relación agua-aceite producida.

Cuando no existe gas presente, partiendo de la ecuación de avance frontal de Leverett y haciendo $x=L$ Welge determinó que:

$$\frac{5.615q_i t_{BT}}{\phi AL} = \frac{1}{\left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{\bar{S}_{wBT}}} \dots \dots (5-8)$$

Donde

q_i → Gasto de inyección [bls] ; t_{BT} → Tiempo de inyección hasta la ruptura.

$5.615q_i t_{BT}$ → Volumen de agua inyectada [pie³]

ϕ → Porosidad [fracción] ; A → Área transversal [pie²]

L → Longitud entre los pozos [pie]

S_{wBT} → Saturación de agua promedio al momento de la ruptura.

Del análisis de la ecuación anterior se puede observar que el término de la izquierda en la ecuación (5-8) es el volumen de agua inyectado en relación al volumen de poros, y por tanto se puede simplificar la ecuación denominando esa relación como volumen de agua inyectado expresado en volumen de poros, lo que simplificando se puede expresar como:

$$Q_{iBT} = \frac{1}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{\bar{S}_{wBT}}} = \bar{S}_{wBT} - S_{wi} \dots\dots(5-9)$$

Donde

Q_{iBT} → Fracción del volumen poroso ocupado por el agua inyectada.

\bar{S}_{wBT} → Saturación de agua promedio en la ruptura.

S_{wi} → Saturación de agua inicial del proyecto de inyección.

De la explicación de la ecuación (5-7) y el planteamiento de la ecuación (5-8) se puede calcular el volumen de agua inyectado en el momento de la ruptura como:

$$W_{iBT} = VP(Q_{iBT}) = VP \left(\frac{1}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{\bar{S}_{wBT}}} \right) = \cancel{AL\phi} \frac{(5.615q_i t_{BT})}{\cancel{AL\phi}} = 5.615q_i t_{BT} = \bar{S}_{wBT} - S_{wi} \dots\dots(5-10)$$

Donde

W_{iBT} → Volumen de agua inyectado hasta la ruptura. [pie³]

q_i → Gasto de inyección. [bls] ; t_{BT} → Tiempo de inyección hasta la ruptura. [días]

ϕ → Porosidad. [fracción] ; A → Área transversal. [pie²]

L → Longitud entre los pozos. [pie]

Q_{iBT} → Fracción del volumen poroso ocupado por el agua inyectada.

\bar{S}_{wBT} → Saturación de agua promedio al momento de la ruptura.

S_{wi} → Saturación de agua inicial del proyecto de inyección. [fracción]

Todas las expresiones de la ecuación (5-10) son en base a los trabajos realizados por Welge en la extensión que realizó en la teoría del avance frontal de Leverett.

La saturación de agua promedio a la ruptura, surgencia o irrupción, es la suma de la saturación de agua inicial y el incremento de la saturación de agua causada por la inyección, por lo tanto, de la ecuación (5-10):

$$Q_{iBT} + S_{wi} = \bar{S}_{wBT}$$

Sabiendo que

$$Q_{iBT} = \frac{W_i}{VP} ; \text{ y que } VP=AL\phi ; \text{ entonces } Q_{iBT} = \frac{W_i}{AL\phi}$$

Sustituyendo

$$\bar{S}_{wBT} = S_{wi} + \frac{W_i}{AL\phi}$$

Queda entonces finalmente

$$\bar{S}_{wBT} - S_{wi} = \frac{1}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{\bar{S}_{wBT}}} = \frac{S_{wf} - S_{wi}}{f_{wf}} \dots\dots (5-11)$$

Donde

$W_i \rightarrow$ Volumen de agua desplazado (es igual al aceite producido).

La recuperación hasta antes de la ruptura, surgencia o irrupción de agua está dada en función del agua inyectada, de acuerdo con las consideraciones de Buckley & Leverett, se tiene que el desplazamiento es incompresible y no hay producción de agua. Entonces, se puede considerar que el agua inyectada es igual al aceite recuperado, es decir:

$$N_p = W_i = q_i t_i \dots\dots (5-12)$$

Donde

$N_p \rightarrow$ Volumen de aceite producido.

$W_i \rightarrow$ Volumen de agua inyectada.

$q_i \rightarrow$ Gasto de inyección.

$t_i \rightarrow$ Tiempo de inyección.

Para determinar el tiempo hasta la ruptura, siempre y cuando el gasto de inyección sea constante se emplea la ecuación de avance frontal de Leverett, haciendo que el avance del frente de invasión x_f sea igual a la longitud L entre el pozo inyector y productor, es decir; $x_f = L$, se despeja entonces t_{BT} y la ecuación queda establecida en unidades prácticas como:

$$t_{BT} = \frac{LA\phi}{5.615q_i \left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{\bar{S}_{wBT}}} \dots\dots(5-13)$$

Donde

t_{BT} → Tiempo al que ocurre la irrupción de agua. [días]

L → Distancia entre los pozos inyector y productor. [pie]

A → Área transversal [pie²]

ϕ → Porosidad. [fracción]

\bar{S}_{wBT} → Saturación de agua promedio a la ruptura. [fracción]

Para las condiciones de ruptura es posible aproximar la recuperación de aceite como igual al volumen de agua inyectado, debido al efecto de llenado en un sistema considerado lineal, es decir, que:

$$N_p = W_i = \frac{LA\phi}{\left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_f} \dots\dots(5-14)$$

Donde

L → Longitud analizada. [pie] ; A → Área de la sección transversal. [pie²]

ϕ → Porosidad. [fracción]

W_i → Volumen de agua inyectada, igual al volumen de aceite desplazado antes de la ruptura.

$\left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_f$ → Derivada del flujo fraccional con respecto a S_w en el frente antes de la irrupción.

Para explicar mejor el método de Buckley-Leverett, se muestran en el siguiente apartado diferentes ejemplos conceptuales y de cálculo para estimar la recuperación de aceite, se incluyen ya las contribuciones posteriores de Welge al método, por lo que debería llamarse Buckley-Leverett-Welge en realidad, ya que se incluyen con normalidad sus contribuciones y expresiones.

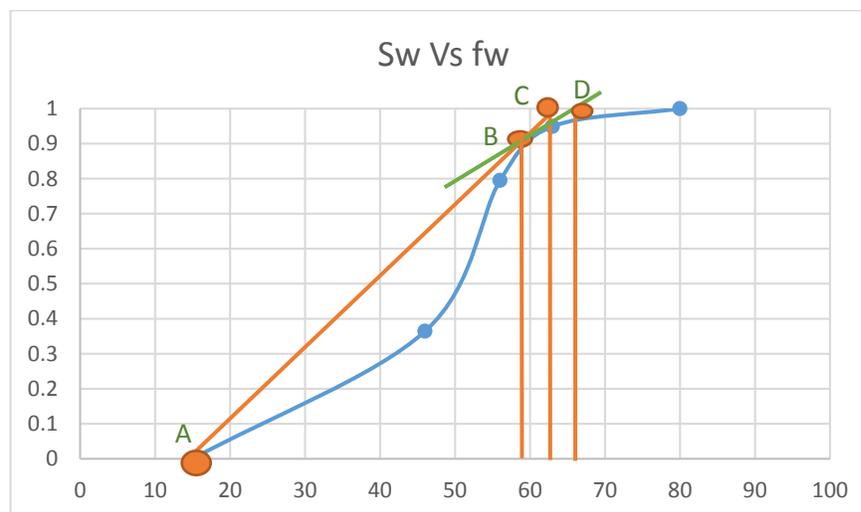
5.6.2 Ejemplos de cálculo para Buckley y Leverett

Problema I

Elabore un gráfico de f_w Vs S_w (Historia de saturaciones) común para un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua y conteste lo que se le pide.



- a) Señale los puntos clave durante el proyecto utilizados por Welge en el método de Buckley & Leverett.



- b) Explique brevemente cada uno de los puntos señalados en el inciso anterior.

i) S_{wi} = Saturación de agua inicial del proyecto de Recuperación Secundaria, es la saturación de agua crítica, si no se tiene el dato, se toma el valor de la saturación de agua connata o congénita. (A)

ii) S_{wBT} = Saturación de agua a la ruptura, irrupción o surgencia, representa la saturación de agua en la cual se comienza a producir el agua inyectada. (B)

iii) \bar{S}_w = Promedio de Saturación de agua al momento de la irrupción. (C)

iv) $\bar{S}_{w(zona\ barrida)}$ = Es una estimación de la saturación de agua en la zona barrida, es decir, la zona por donde ya pasó el frente de invasión. (D)

Problema II

Un yacimiento que va a ser barrido con agua está caracterizado por la siguiente información de laboratorio.

Sw(%)	Kro[Darcy]	Krw[Darcy]
0	1	0
10	1	0
20	1	0
30(*)	0.94	0
40	0.8	0.04
50	0.44	0.11
60	0.16	0.2
70	0.045	0.3
75(*)	0	0.36
80	0	0.44
90	0	0.68
100	0	1

(*) Saturaciones críticas para aceite y agua

Los siguientes datos también están disponibles:

Longitud= 7000[*pie*]

$\mu_o = 3.4$ [*cp*]

$\mu_w = 0.68$ [*cp*]

Espesor del estrato impregnado "h" = 35[*pie*]

Porosidad=23%

Factor Volumétrico del aceite =1.5

Factor Volumétrico del agua =1.05

Permeabilidad Absoluta= 108[*mD*]

$\gamma_o = 0.85$

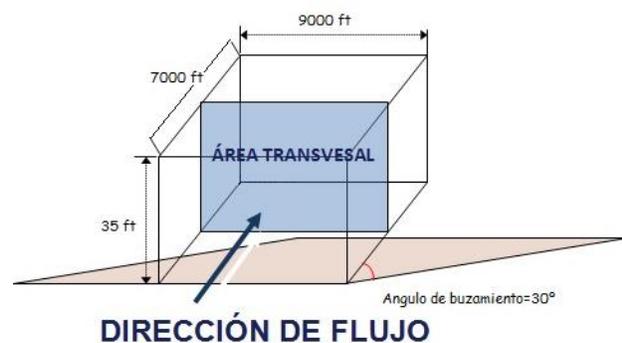
$\gamma_w = 1.02$

Gasto de producción de fluidos del yacimiento promedio= 2975[*BPD*]

$S_{wc} = 0.17$

$Vp = 507.15 \times 10^6$ [*ft*³]

Ángulo de buzamiento = 30⁰



Usando el concepto de desplazamiento de Buckley-Leverett y suponiendo que (a) El gas libre es despreciable (b) el yacimiento puede considerarse lineal y (c) La eficiencia areal y vertical son totalmente eficientes, es decir = 1 y despreciando el efecto capilar.

Estime:

El flujo fraccional a cada una de las saturaciones; La saturación promedio de agua en el frente; La recuperación de aceite antes de la ruptura; El tiempo hasta la ruptura

Tabule sus resultados e ilustre el comportamiento del yacimiento gráficamente

Solución

Como el ángulo es mayor a 30 grados, es necesario emplear la ecuación

$$f_w = \frac{1 - 1.127 \left(\frac{K_o A_T}{\mu_o q_t} \right) \left(\frac{\partial P_c}{\partial X} + 0.4335 \Delta \gamma \text{sen} \theta \right)}{1 + \left(\frac{\mu_w}{K_{rw}} \right) \left(\frac{K_{ro}}{\mu_o} \right)}$$

Se desprecia el término de presión capilar quedando:

$$f_w = \frac{1 - 0.488 \left(\frac{K_o A_T}{\mu_o q_t} \right) (\Delta \gamma \text{sen} \theta)}{1 + \left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}} \right) \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} \right)}$$

Se sabe que $K_{abs} k_{ro} = k_o$ por lo que sustituyendo queda:

$$f_w = \frac{1 - 0.488 \left(\frac{K_{abs} K_{ro} A_T}{\mu_o q_t} \right) (\Delta \gamma \text{sen} \theta)}{1 + \left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}} \right) \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} \right)}$$

Sustituyendo los valores del ejercicio para simplificar.

$$f_w = \frac{1 - 0.488 \left(\frac{0.108(315000)K_{ro}}{(3.4)(2975)} \right) ((1.02 - 0.85)\text{sen}(30))}{1 + \left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}} \right) \left(\frac{0.68}{3.4} \right)}$$

$$f_w = \frac{1 - 0.488 \left[\frac{(34020)K_{ro}}{10115} \right]}{1 + 0.2 \frac{K_o}{K_w}} = \frac{1 - 0.1395K_o}{1 + 0.2 \frac{K_o}{K_w}}$$

La solución al inciso a) se muestran en la tabla siguiente:

S_w	K_{ro}	K_{rw}	f_w
0	1	0	0
0.1	1	0	0
0.2	1	0	0
0.3(*)	0.94	0	0
0.4	0.8	0.04	0.188446
0.5	0.44	0.11	0.537904
0.6	0.16	0.2	0.852109
0.7	0.045	0.3	0.967719
0.75(*)	0	0.36	1
0.8	0	0.44	1
0.9	0	0.68	1
1	0	1	1

(*)→ Saturaciones críticas al aceite y al agua respectivamente

Graficando la historia de saturación y el flujo fraccional se obtiene:

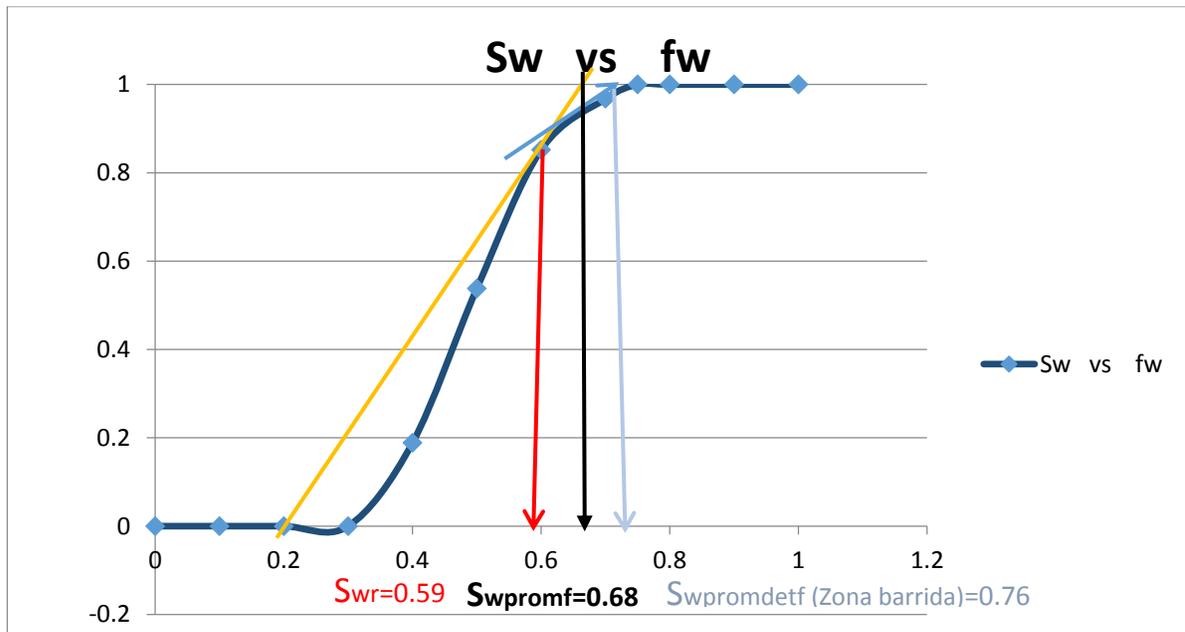


Figura 91 Gráfica de flujo fraccional f_w Vs S_w .

b) De la gráfica anterior se tiene señalada la saturación promedio de agua en el frente de acuerdo a Buckley-Leverett.

$$(S_{w\text{promf}}) \rightarrow \bar{S}_{wr} = 0.68$$

c) Para solucionar este inciso se deben considerar los postulados del método que establecen que el volumen de agua inyectado es igual al aceite recuperado hasta antes de la ruptura, por lo cual se puede hacer lo siguiente:

Estimar la saturación de aceite como la diferencia entre la saturación promedio en el frente y la saturación de agua crítica en el proyecto, esto es:

$$S_o = \bar{S}_{wr} - S_{w\text{critica}}$$

De la gráfica se tiene la saturación promedio en el frente $\bar{S}_{wr} = 0.68$

$$S_o = 0.68 - 0.30 = 0.38$$

Por lo tanto se estima el volumen producido.

Se sabe que el volumen poral es

$$V_p = A_r L \phi$$

Entonces

$$N_p = V_p S_o \times \frac{1 [bl]}{5.615 [pie^3]} = [(507.15 \times 10^6)(0.38)] \left(\frac{1}{5.615} \right) = 34,321,816.56 \approx 34.32 \times 10^6 [bls]$$

El tiempo hasta la ruptura

Por los postulados del método se sabe que $N_p = W_i$ Por lo que:

$$W_i = q_i t$$

Despejando el tiempo y sustituyendo

$$t = \frac{W_i}{q_i} = \frac{34321816.56 [bls]}{2975 \left[\frac{bls}{día} \right]} = 11536.745 \frac{[bls]}{\left[\frac{bls}{día} \right]} = 11536.745 [días]$$

$$= 11536.745 [días] \times \frac{1 [año]}{365 [días]} = 31.61 [años]$$

Problema III (7-3) de B.C Craft y M.F. Hawkins, modificado.

Se dispone de los siguientes datos de un yacimiento:

$$\text{Gasto total de inyección: } 1000 \left[\frac{\text{bls}}{\text{día}} \right]$$

Porosidad promedio: 18%

Saturación inicial de agua=20%

$$\text{Área de la sección transversal} = 50,000 \left[\text{pie}^2 \right]$$

$$\mu_w = 0.62 \text{ [cP]} \quad \mu_o = 2.48 \text{ [cP]} \quad \frac{\mu_w}{\mu_o} = \frac{0.62}{2.48} = 0.25$$

Se cuenta con la siguiente tabla de la saturación de agua, así como las permeabilidades efectivas al aceite y al agua de la formación.

S_w [%]	K_{ro}	K_{rw}
0	1	0
10	1	0
20	0.93	0
30	0.6	0.02
40	0.35	0.05
50	0.22	0.12
60	0.13	0.22
70	0.05	0.35
80	0.02	0.51
85	0	0.6
90	0	0.71
100	0	1

Ahora bien, se pide suponer que no existe zona de transición y se pide lo siguiente:

- Calcular f_w y representarla como función de S_w .
- Determinar gráficamente $\frac{\delta f_w}{\delta S_w}$ en varios lugares y representarla como función de S_w .
- Calcular $\frac{\delta f_w}{\delta S_w}$ para varios valores de S_w usando la ecuación $\bar{S}_{Df} = S_{Df} + \frac{1 + f_{Df}}{\left[\frac{d f_D}{d S_D} \right]_{S_{Df}}}$ y comparar los

resultados con los resultados obtenidos gráficamente en la parte b)

-
- d) Calcular las distancias de avance de los frentes de saturación constantes a 100, 200 y 400 días. Dibujarlas en coordenadas cartesianas como función de S_w . Equilibrar las áreas dentro y fuera de las líneas del frente de inundación para localizar la posición de los frentes de invasión.
- e) Dibujar la secante correspondiente a $S_w = 20\%$, tangente a la curva f_w Vs S_w del inciso b), y demostrar que el valor de S_w al punto de tangencia es también el punto donde se trazan las líneas del frente de invasión.
- f) Calcular la recuperación tan pronto como el frente de invasión intercepta un pozo, usando las áreas de la gráfica de la parte d). Expresar la recuperación en términos de:
- El aceite inicial "in situ", y
 - El aceite "in situ" recuperable cuando se tiene una $WOR=17.2$, suponiendo que las dimensiones del yacimiento, $a=1000$ [pies], $h=50$ [pies], $L=616$ [pies], $\Phi=0.18$, $B_{oi} = 1.88$, $B_o = 1.5$

Las recuperaciones se obtendrán considerando que la eficiencia volumétrica del proyecto es 100%

- g) ¿Cuál será la producción fraccional de agua del pozo a condiciones atmosféricas cuando el frente de invasión circunda al pozo?; sea $B_o = 1.5 \left[\frac{bls}{STB} \right]$ y $B_w = 1.05 \left[\frac{bls}{STB} \right]$.
- h) ¿Dependen las respuestas de las partes f) y g) de la distancia recorrida por el frente? Explicar.
- i) Calcular la recuperación de aceite a la ruptura considerando una $E_A = 75\%$ y una $E_V = 75\%$
- j) ¿Cuál es el volumen de aceite recuperable a la ruptura en Bls?
- k) Calcular el tiempo requerido para alcanzar esta surgencia.
- l) Calcular el valor de aceite recuperable, cuando se tiene la $WOR=17.2\%$
- m) Calcular el volumen de agua acumulado, que se tenga, para cuando se alcance la $WOR=17.2$. Esto significa, en otras palabras, que se desea saber cuánta agua se necesita inyectar para alcanzar este valor de WOR .
- n) Calcular el tiempo que se requiere para alcanzar este valor de $WOR=17.2\%$

Gráfica de $\frac{K_o}{K_w}$ Vs S_w

Se necesita contar con las relaciones de permeabilidades, así que se determinan inmediatamente

S_w [%]	K_{ro}	K_{rw}	$\frac{K_o}{K_w}$
0	1	0	∞
10	1	0	∞
20	0.93	0	∞
30	0.6	0.02	30
40	0.35	0.05	7
50	0.22	0.12	1.83333
60	0.13	0.22	0.59091
70	0.05	0.35	0.14286
80	0.02	0.51	0.03922
85	0	0.6	0
90	0	0.71	0
100	0	1	0

Realizando la gráfica de la relación de permeabilidades en función de la saturación de agua

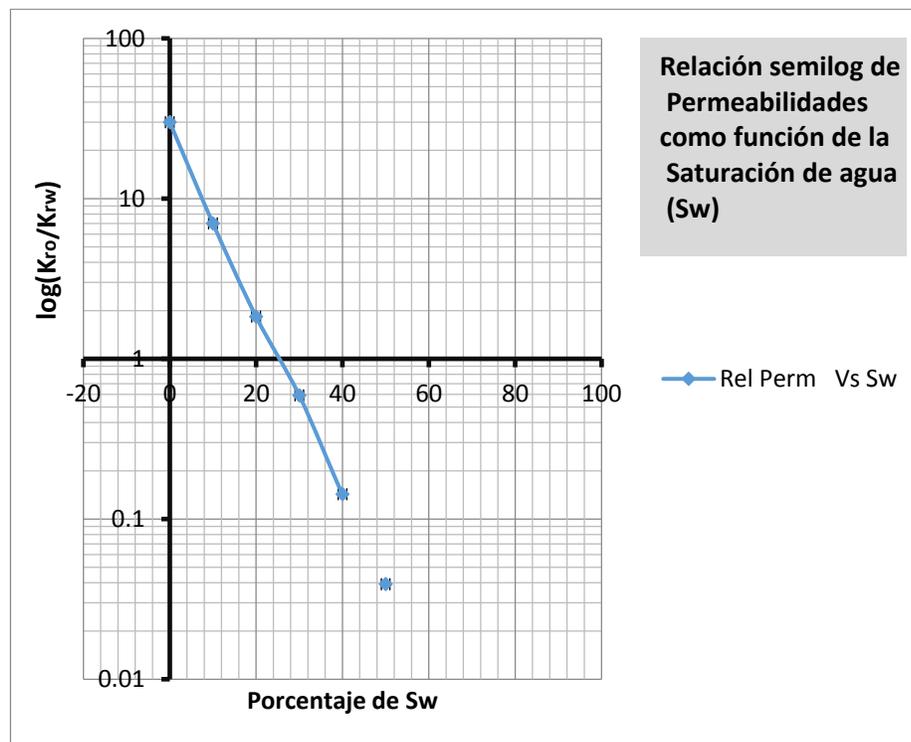


Figura 92 Relación semi-log de la razón de permeabilidades relativas como función de la saturación de fluido desplazante.

a) Calcular f_w y representarla como función de S_w

Para calcular el flujo fraccional, ya que no hay inclinación se puede usar la ecuación
Por lo tanto de la tabla de datos se tiene:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}}$$

$$f_{w_{S_w=0}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{1}{0}\right)\left(\frac{0.62}{2.48}\right)} = 0$$

$$f_{w_{S_w=20}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{0.93}{0}\right)\left(\frac{0.62}{2.48}\right)} = 0$$

$$f_{w_{S_w=30}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{0.6}{0.02}\right)\left(\frac{0.62}{2.48}\right)} = \frac{1}{1 + \left(\frac{0.6}{0.02}\right)\left(\frac{0.62}{2.48}\right)} = 0.117647058$$

$$f_{w_{S_w=40}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{0.35}{0.05}\right)\left(\frac{0.62}{2.48}\right)} = \frac{1}{1 + \left(\frac{0.35}{0.05}\right)\left(\frac{0.62}{2.48}\right)} = 0.3636366363$$

$$f_{w_{S_w=50}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{0.22}{0.12}\right)\left(\frac{0.62}{2.48}\right)} = \frac{1}{1 + \left(\frac{0.22}{0.12}\right)\left(\frac{0.62}{2.48}\right)} = 0.685714285$$

$$f_{w_{S_w=60}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{0.13}{0.22}\right)\left(\frac{0.62}{2.48}\right)} = \frac{1}{1 + \left(\frac{0.13}{0.22}\right)\left(\frac{0.62}{2.48}\right)} = 0.871287128$$

$$f_{w_{S_w=70}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{0.05}{0.35}\right)\left(\frac{0.62}{2.48}\right)} = \frac{1}{1 + \left(\frac{0.05}{0.35}\right)\left(\frac{0.62}{2.48}\right)} = 0.965517241$$

$$f_{w_{S_w=80}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{0.02}{0.51}\right)\left(\frac{0.62}{2.48}\right)} = \frac{1}{1 + \left(\frac{0.02}{0.51}\right)\left(\frac{0.62}{2.48}\right)} = 0.990291262$$

$$f_{w_{S_w=85}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{0}{0.6}\right)\left(\frac{0.62}{2.48}\right)} = \frac{1}{1 + \left(\frac{0}{0.6}\right)\left(\frac{0.62}{2.48}\right)} = 1$$

$$f_{w_{S_w=90}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{0}{0.71}\right)\left(\frac{0.62}{2.48}\right)} = \frac{1}{1 + \left(\frac{0}{0.71}\right)\left(\frac{0.62}{2.48}\right)} = 1$$

$$f_{w_{S_w=100}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{0}{1}\right)\left(\frac{0.62}{2.48}\right)} = \frac{1}{1 + \left(\frac{0}{1}\right)\left(\frac{0.62}{2.48}\right)} = 1$$

Una vez que se tiene calculado el flujo fraccional en cada saturación de agua, se grafica como se muestra.

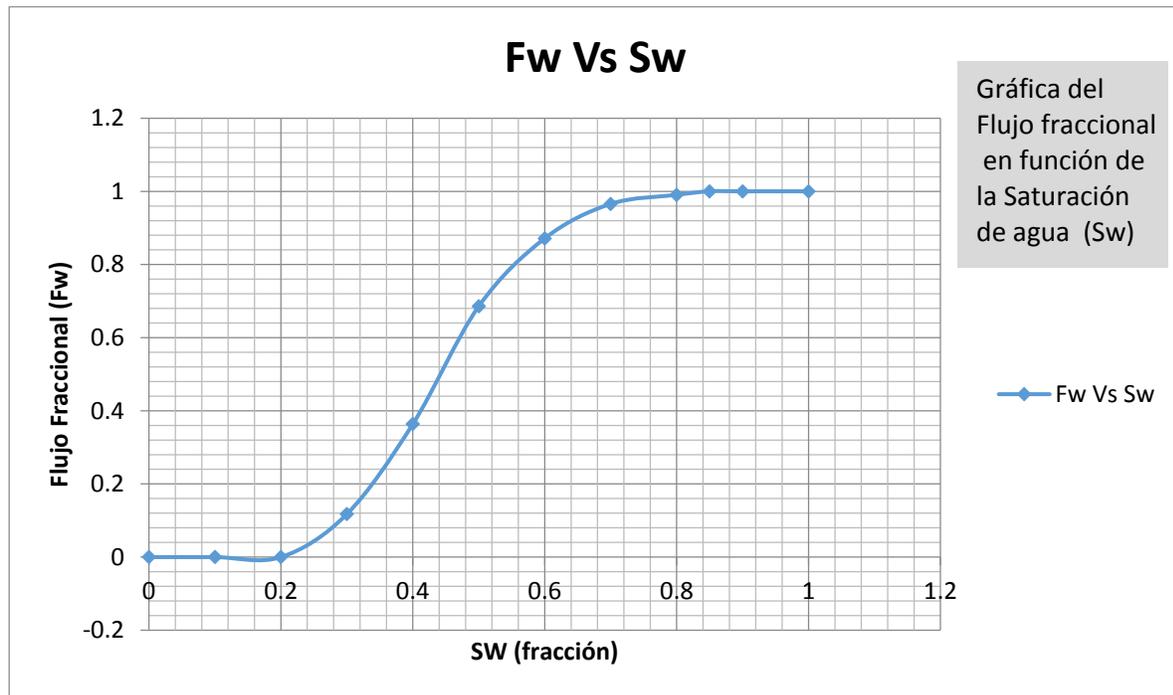


Figura 93 Gráfica del flujo fraccional en relación a la saturación de agua.

La tabla con los datos graficados se muestra a continuación:

S_w [%]	S_w (Fraccion)	K_{ro}	K_{rw}	$\frac{K_o}{K_w}$	$1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}$	f_w
0	0	1	0	∞	∞	0
10	0.1	1	0	∞	∞	0
20	0.2	0.93	0	∞	∞	0
30	0.3	0.6	0.02	30	8.5	0.11765
40	0.4	0.35	0.05	7	2.75	0.36364
50	0.5	0.22	0.12	1.83333	1.458333	0.68571
60	0.6	0.13	0.22	0.59091	1.14773	0.87129
70	0.7	0.05	0.35	0.14286	1.03571	0.96552
80	0.8	0.02	0.51	0.03922	1.00980	0.99029
85	0.85	0	0.6	0	1	1
90	0.9	0	0.71	0	1	1
100	1	0	1	0	1	1

b) Determinar gráficamente $\frac{df_w}{dS_w}$ en varios lugares y representarla como función de S_w .

Para realizar este inciso se necesita saber la definición gráfica de derivada:

“Es la pendiente de la recta tangente de una función graficada en un punto determinado.”

Se deben calcular las pendientes de rectas que pasen por los puntos de interés como se muestra en la Figura 107.

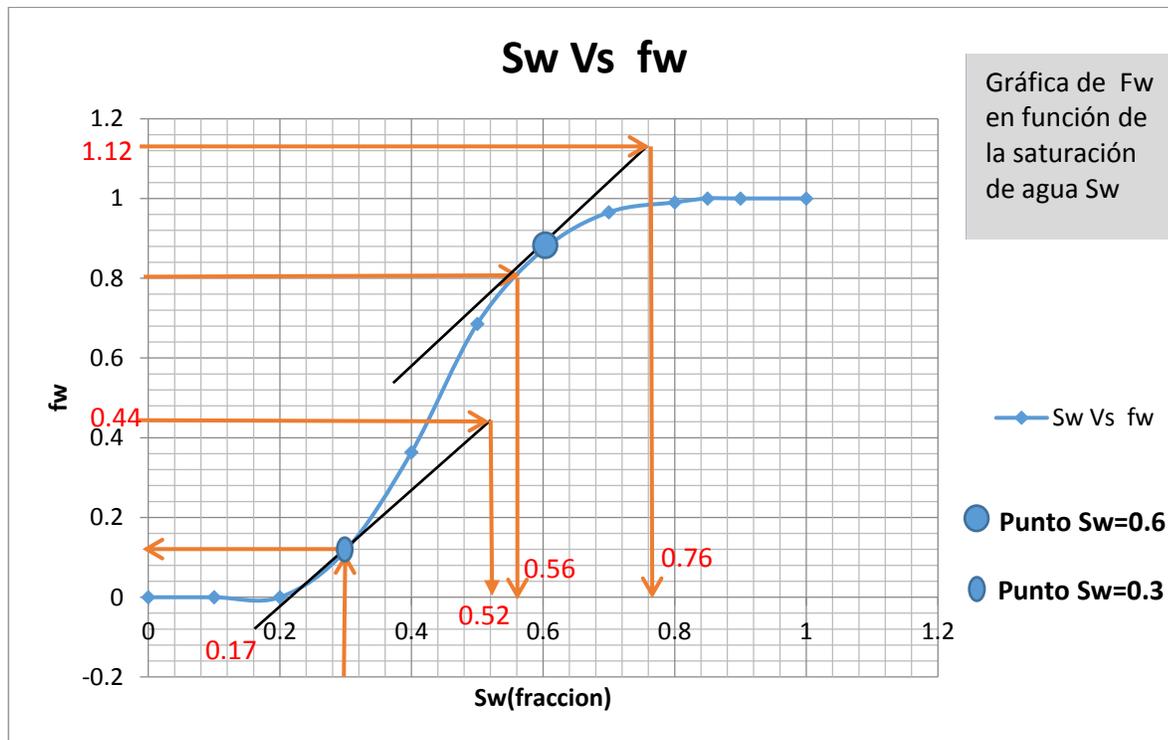


Figura 94 Gráfica de (f_w vs S_w)

Para el punto de $S_w = 0.3$ se tiene

$$\left. \frac{df_w}{dS_w} \right|_{S_w=0.3} = \tan \theta = \frac{C.opuesto}{C.adyacente} = \frac{0.44 - 0}{0.52 - 0.17} = 1.26$$

Para el punto de $S_w = 0.6$ se tiene

$$\left. \frac{df_w}{dS_w} \right|_{S_w=0.6} = \tan \theta = \frac{C.opuesto}{C.adyacente} = \frac{1.12 - 0.8}{0.76 - 0.56} = 1.6$$

***Observe que $\tan \theta = 1.26$ y 1.6 respectivamente con el método gráfico

Ahora comparando con el valor determinado con la fórmula se observan las diferencias entre calcular las derivadas por método gráfico y analítico que es mínima.

c) Calcular $\frac{df_w}{dS_w}$ para varios valores de S_w usando la ecuación $\bar{S}_{Df} = S_{Df} + \frac{1 + f_{Df}}{\left[\frac{d_{fD}}{dS_D} \right]_{S_{Df}}}$ y comparar los

resultados con los resultados obtenidos gráficamente en la parte b)

Se emplea la fórmula

$$\frac{df_w}{dS_w} = \frac{\left[\frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o} \right] b}{\left[1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o} \right]^2}$$

Entonces se procede a calcular el valor de los coeficientes **a** y **b**, ya que **b** es la pendiente de la recta que resulta al graficar $\frac{k_{ro}}{k_{rw}}$ Vs S_w y se obtiene de la siguiente manera:

Se toman dos puntos de la tabla para formar un sistema de ecuaciones con dos incógnitas, para este caso se emplearán $S_w = 30\%$ y $S_w = 60\%$ en fracción.

Para $S_w = 0.3$ se tiene $\frac{k_o}{k_w} = 30$ y para $S_w = 0.6$ se tiene $\frac{k_o}{k_w} = 0.59$

Sabemos que

$$\frac{k_o}{k_w} = ae^{-bS_w}$$

Entonces se forma un sistema de ecuaciones con los dos puntos representativos

$$30 = ae^{-0.3b} \dots\dots\dots 1$$

$$0.59 = ae^{-0.6b} \dots\dots\dots 2$$

Despejando **a** de **1**

$$a = \frac{30}{e^{-0.3b}} \dots\dots\dots 3$$

Sustituyendo **3** en **2**

$$0.59 = \frac{30}{e^{-0.3b}} e^{-0.6b} \dots\dots\dots 4$$

Se puede representar la ecuación como sigue

$$0.59 = 30e^{0.3b} e^{-0.6b} \dots\dots\dots 5$$

$$0.59 = 30(e^{0.3b} e^{-0.6b}) \dots\dots\dots 6$$

Quedando

$$0.59 = 30(e^{-0.3b}) \dots\dots\dots 7$$

Aplicando logaritmos naturales en ambos lados

$$\ln(0.59) = \ln[30(e^{-0.3b})] \dots\dots\dots 8$$

Por propiedades de los logaritmos se simplifica a

$$\ln(0.59) = \ln(30) + \ln(e^{-0.3b})$$

Y al final se tiene

$$\ln(0.59) = \ln(30) + (-0.3b)\ln(e)$$

$$-0.527632742 = 3.401197382 - 0.3b$$

$$\frac{-0.527632742 - 3.401197382}{(-0.3)} = b \quad \therefore \quad b = 13.0961$$

Sustituyendo el valor de **b** en 3

$$a = \frac{30}{e^{-0.3b}}$$

$$a = \frac{30}{e^{-0.3(13.0961)}} \quad \therefore \quad a = 1525.4235$$

Determinando las derivadas analíticamente se tiene

$$\frac{dfw}{dSw}_{Sw=0} = \frac{\left[\frac{1(0.62)}{0(2.48)} \right] 13.0961}{\left[1 + \frac{1(0.62)}{0(2.48)} \right]^2} = \infty \quad ; \quad \frac{dfw}{dSw}_{Sw=10} = \frac{\left[\frac{1(0.62)}{0(2.48)} \right] 13.0961}{\left[1 + \frac{1(0.62)}{0(2.48)} \right]^2} = \infty$$

$$\frac{dfw}{dSw}_{Sw=20} = \frac{\left[\frac{0.93(0.62)}{0(2.48)} \right] 13.0961}{\left[1 + \frac{0.93(0.62)}{0(2.48)} \right]^2} = \infty \quad ; \quad \frac{dfw}{dSw}_{Sw=30} = \frac{\left[\frac{0.6(0.62)}{0.02(2.48)} \right] 13.0961}{\left[1 + \frac{0.6(0.62)}{0.02(2.48)} \right]^2} = 1.349481$$

$$\frac{dfw}{dSw}_{Sw=40} = \frac{\left[\frac{0.35(0.62)}{0.05(2.48)} \right] 13.0961}{\left[1 + \frac{0.35(0.62)}{0.05(2.48)} \right]^2} = 3.0082645 \quad ; \quad \frac{dfw}{dSw}_{Sw=50} = \frac{\left[\frac{0.22(0.62)}{0.12(2.48)} \right] 13.0961}{\left[1 + \frac{0.22(0.62)}{0.12(2.48)} \right]^2} = 2.8016327$$

$$\frac{dfw}{dS_w}_{S_w=60} = \frac{\left[\frac{0.13(0.62)}{0.22(2.48)} \right] 13.0961}{\left[1 + \frac{0.13(0.62)}{0.22(2.48)} \right]^2} = 1.4578963 \quad ; \quad \frac{dfw}{dS_w}_{S_w=70} = \frac{\left[\frac{0.05(0.62)}{0.35(2.48)} \right] 13.0961}{\left[1 + \frac{0.05(0.62)}{0.35(2.48)} \right]^2} = 0.4328181$$

$$\frac{dfw}{dS_w}_{S_w=80} = \frac{\left[\frac{0.02(0.62)}{0.51(2.48)} \right] 13.0961}{\left[1 + \frac{0.02(0.62)}{0.51(2.48)} \right]^2} = 0.1249882 \quad ; \quad \frac{dfw}{dS_w}_{S_w=90} = \frac{\left[\frac{0(0.62)}{0.71(2.48)} \right] 13.0961}{\left[1 + \frac{0(0.62)}{0.71(2.48)} \right]^2} = 0$$

$$\frac{dfw}{dS_w}_{S_w=100} = \frac{\left[\frac{0(0.62)}{1(2.48)} \right] 13.0961}{\left[1 + \frac{0(0.62)}{1(2.48)} \right]^2} = 0$$

La tabla entonces queda como sigue

S_w [%]	S_w (Fraccion)	K_{r0}	K_{rw}	K_o/K_w	$1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}$	f_w	$\delta f_w / \delta S_w$
0	0	1	0	∞	∞	0	∞
10	0.1	1	0	∞	∞	0	∞
20	0.2	0.93	0	∞	∞	0	∞
30	0.3	0.6	0.02	30	8.5	0.1176	1.3495
40	0.4	0.35	0.05	7	2.75	0.3636	3.0083
50	0.5	0.22	0.12	1.8333	1.4583	0.6857	2.8016
60	0.6	0.13	0.22	0.5909	1.1477	0.8713	1.4579
70	0.7	0.05	0.35	0.1429	1.0357	0.9655	0.4328
80	0.8	0.02	0.51	0.0392	1.0098	0.9903	0.1250
85	0.85	0	0.6	0	1	1	0
90	0.9	0	0.71	0	1	1	0
100	1	0	1	0	1	1	0

- d) Calcular las distancias de avance de los frentes de saturación constantes a 100, 200 y 400 días. Dibujarlas en coordenadas cartesianas como función de S_w . Equilibrar las áreas dentro y fuera de las líneas del frente de inundación para localizar la posición de los frentes de invasión.

La fórmula para saber el avance del frente está dada por:

$$x_f = \frac{5.615qt}{\phi A} \left(\frac{dfw}{dS_w} \right)_{S_w}$$

Ahora se sustituyen los valores proporcionados para dejar el desplazamiento del frente en función del tiempo y la derivada del flujo fraccional a las diferentes saturaciones de agua.

Enseguida se sustituye el valor del tiempo solicitado que es: 100, 200 y 400 días en la forma como se muestra.

$$x_f = \frac{5.615(1000)t}{(0.18)(50000)} \left(\frac{dfw}{dS_w} \right)_{S_w} \rightarrow x = 0.6239t \left(\frac{dfw}{dS_w} \right)_{S_w}$$

En la ecuación $x = 0.6239t \left(\frac{dfw}{dS_w} \right)_{S_w}$ se sustituyen los valores del tiempo solicitado para obtener la ecuación con la que se calculan los diferentes avances con la ecuación de cada tiempo como se muestra

Para t=100 días se tiene

$$x = 0.6239(100) \left(\frac{dfw}{dS_w} \right)_{S_w} ; x = 62.39 \left(\frac{dfw}{dS_w} \right)_{S_w}$$

Para t=200 días se tiene

$$x = 0.6239(200) \left(\frac{dfw}{dS_w} \right)_{S_w} ; x = 124.78 \left(\frac{dfw}{dS_w} \right)_{S_w}$$

Para 400 días se tiene

$$x = 0.6239(400) \left(\frac{dfw}{dS_w} \right)_{S_w} ; x = 249.56 \left(\frac{dfw}{dS_w} \right)_{S_w}$$

Entonces el avance del frente se muestra en esta tabla

S_w (Fraccion)	$\frac{\delta f_w}{\delta S_w}$	X100	X200	X400
0				
0.1				
0.2				
0.3	1.3495	84.1941	168.3882	336.7765
0.4	3.0083	187.6856	375.3712	750.7425
0.5	2.8016	174.7939	349.5877	699.1754
0.6	1.4579	90.9581	181.9163	363.8326
0.7	0.4328	27.0035	54.0070	108.0141
0.8	0.1250	7.7980	15.5960	31.1920
0.85	0	0	0	0
0.9	0	0	0	0
1	0	0	0	0

Graficando de manera inversa las abscisas se tiene un gráfico así

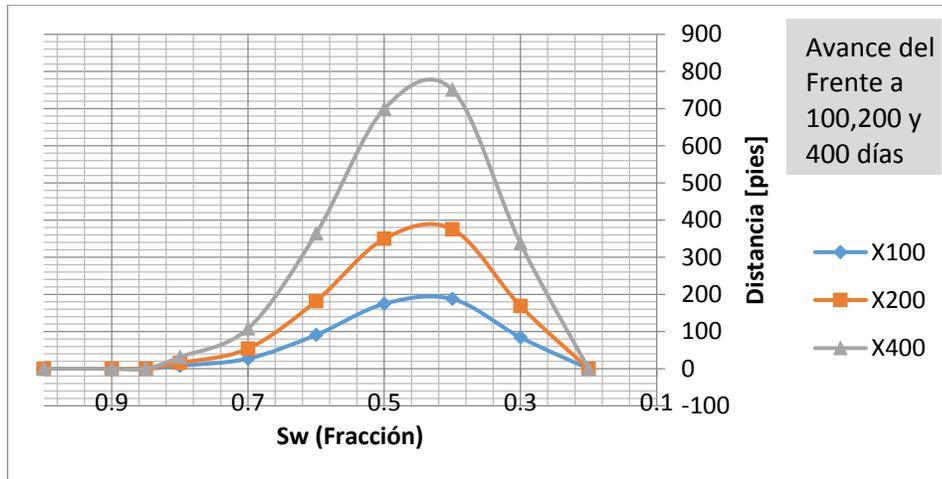


Figura 95 Avance del frente de invasión a 100, 200 y 400 días.

- e) Dibujar la secante correspondiente a $S_w = 0.20$, tangente a la curva f_w Vs S_w de la parte b), y demostrar que el valor de S_w al punto de tangencia es también el punto donde se trazan las líneas del frente de invasión.

La solución a ésta pregunta se muestra en la gráfica siguiente

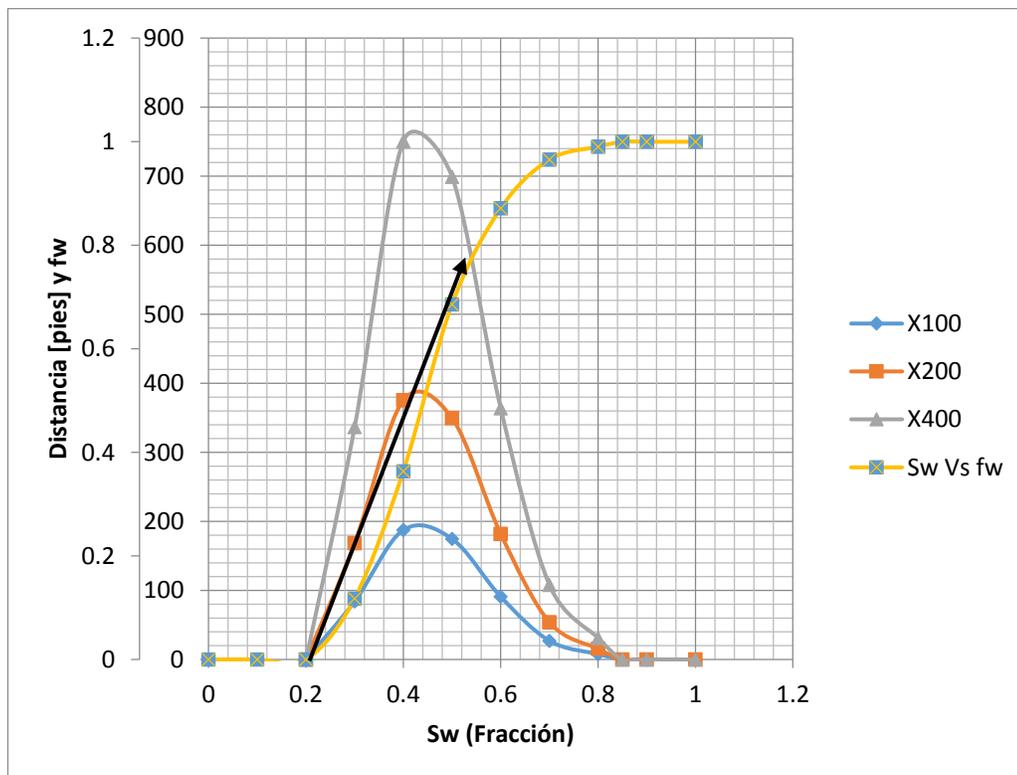


Figura 96 Demostración de que el valor de S_w al punto de tangencia es también el punto donde se trazan las líneas del frente de invasión en el método de Buckley-Leverett.

f) Calcular la recuperación tan pronto como el frente de invasión intercepta un pozo, usando las áreas de la gráfica de la parte d). Expresar la recuperación en términos de:

- a. El aceite inicial "in situ", y
- b. El aceite "in situ" recuperable cuando se tiene una WOR=17.2%

Las recuperaciones se obtendrán considerando que la eficiencia volumétrica de desplazamiento es 100%, es decir, $E_D = 1$; $E_{vol} = 1$.

a)

$$Rec = \frac{Np}{N} = \frac{x_f (\bar{S}w_f - Sw_i) B_{oi}}{L(1 - Sw_i) B_o}$$

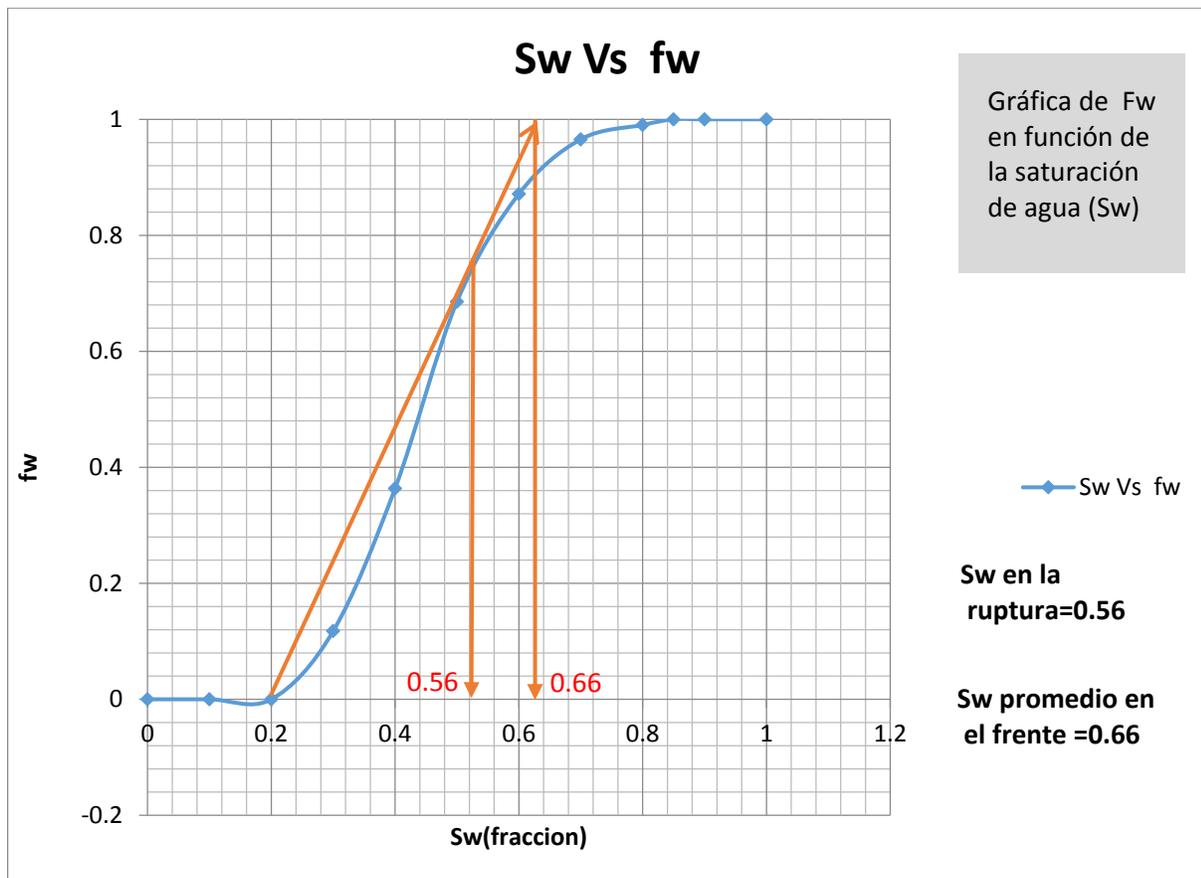


Figura 97 Gráfica de f_w en función de Sw

En la gráfica donde se muestra el avance del frente se puede leer directamente el avance del frente entrando con los valores obtenidos de la saturación de agua en la ruptura y la saturación promedio en el frente que aparecen en la Figura 110.

Entonces con el valor promedio en el frente se entra en la gráfica (Figura 98) que muestra el avance frontal con esa saturación de agua (Ruptura) y se interseca la línea del frente de avance de 400 días para leer el valor de la distancia recorrida por el frente de invasión.

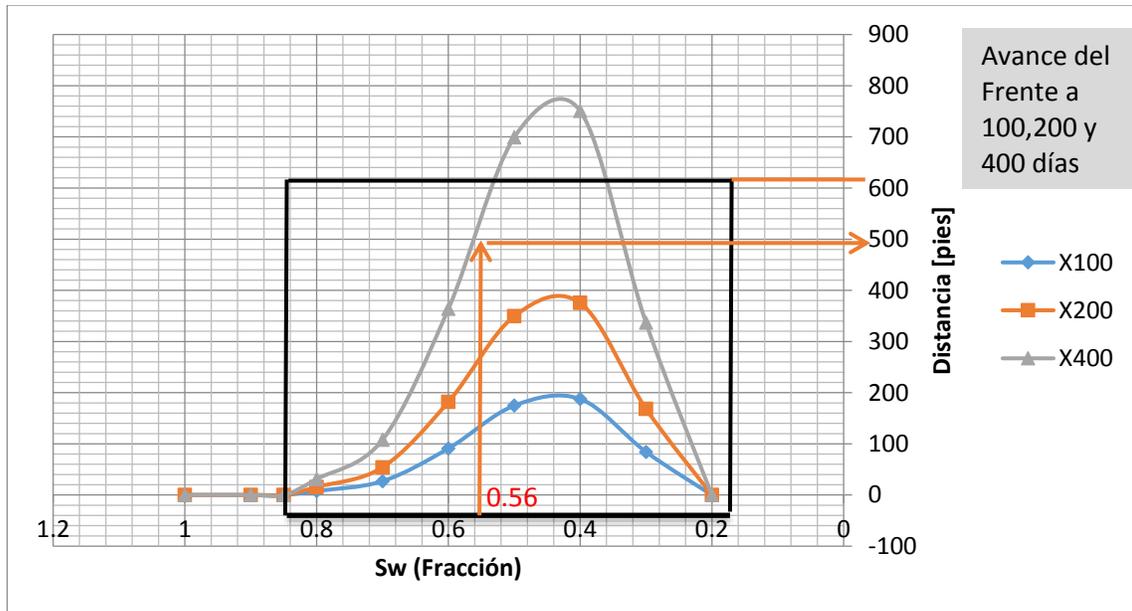


Figura 98 Avance del frente de invasión a 100, 200 y 400 días.

Como se muestra en la Figura 111, se tiene un valor de 500 [pies]

Ahora sustituyendo en la fórmula se obtiene la recuperación fraccional como:

$$Rec = \frac{Np}{N} = \frac{500(0.66 - 0.2)1.88}{616(1 - 0.2)1.5} = \frac{432.4}{739.2} = 0.585$$

Entonces

Rec=0.585 En términos del aceite inicial "in situ" y para un tiempo de inyección de 400 días.

Otra manera de encontrar la recuperación en términos del aceite inicial "in situ" es por medio de las saturaciones.

$$Rec = \frac{S_{oi} - \bar{S}_{ofx400}}{S_{oi}}$$

Donde

$$\bar{S}_{ofx400} = 1 - \bar{S}_{wf}$$

\bar{S}_{ofx400} → Saturación media de aceite en el frente a los 400 días.

$$\bar{S}_{ofx400} = 1 - 0.66 = 0.34$$

$$Rec = \frac{0.8 - 0.34}{0.8} = \frac{0.46}{0.8} = 0.575$$

b) Cuando WOR=17.2%

$$WOR = \frac{f_w}{1 - f_w}$$

Sustituyendo

$$17.2 = \frac{f_{w1}}{1 - f_{w1}}$$

$$17.2 - 17.2f_{w1} = f_{w1} \rightarrow 18.2f_{w1} = 17.2 \rightarrow f_{w1} = \frac{17.2}{18.2} = 0.9450$$

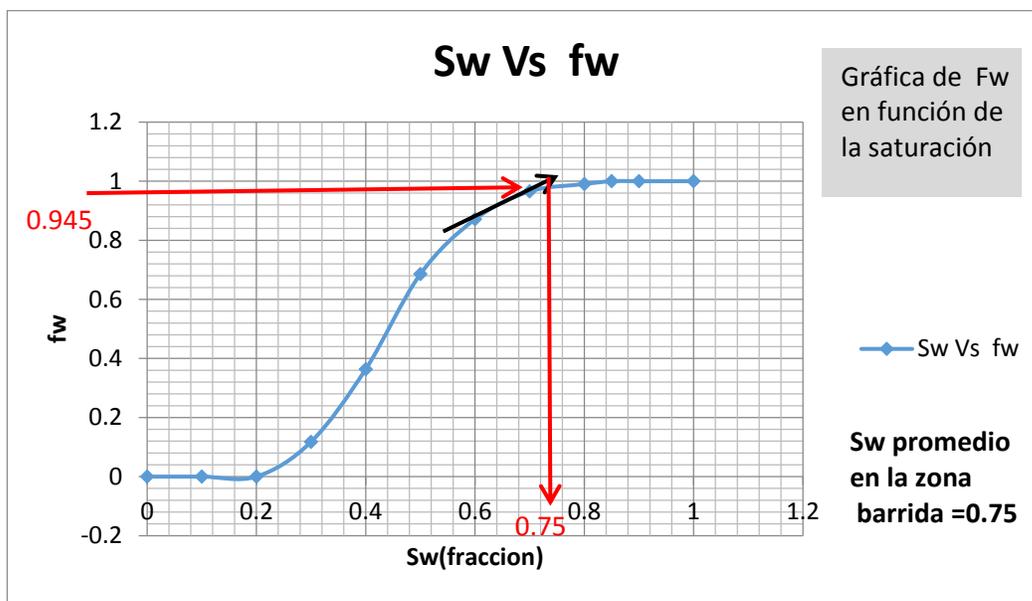


Figura 99 Gráfica del flujo fraccional en función de la saturación de agua donde se obtiene la saturación de agua a cierto flujo fraccional.

Con el valor de 0.945 se entra en la curva de la Figura 99 (inciso a) y se lee S_{w1} que corresponde a f_{w1} , si por este punto se traza una recta tangente a la curva y se prolonga hasta que corte $f_w = 1$, se obtiene entonces la \bar{S}_{w1} que es la saturación media de agua detrás del frente, por lo que la recuperación en términos del aceite "in situ" recuperable será.

Sabiendo que

$$S_{oi} = 1 - S_{wi} = 1 - 0.2 = 0.8$$

$$Rec = \frac{\bar{S}_{w1} - S_{wi}}{S_{oi}} = \frac{0.75 - 0.20}{0.8} = 0.6875$$

g) ¿Cuál será la producción fraccional de agua a condiciones atmosféricas cuando el frente de

$$\text{invasión circunda al pozo?; sea } B_o = 1.5 \left[\frac{bls}{STB} \right], B_w = 1.05 \left[\frac{bls}{STB} \right] \text{ y } f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_o \mu_w B_w}{k_w \mu_o B_o}}$$

Como $S_{wf} = 0.56$, en la Figura 113 se observa que para esa S_{wf} se tiene una $\frac{k_o}{k_w} = 1$

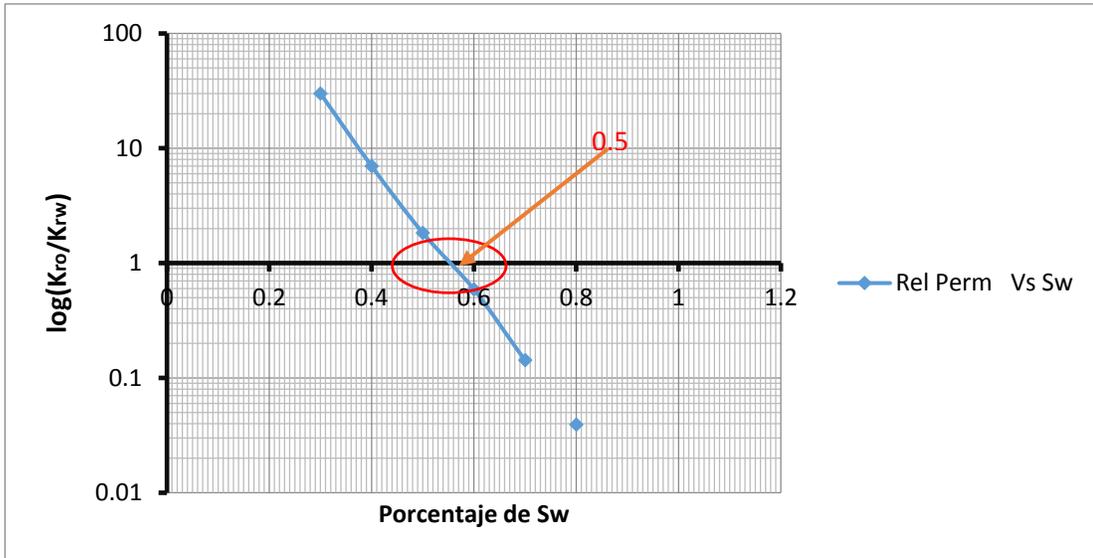


Figura 100 Gráfica de $\log(kro/Krw)$ Vs Sw mostrando la relación de permeabilidades relativas una vez alcanzada la saturación de agua a la que ocurre la irrupción del frente de invasión.

$$f_w = \frac{1}{1 + 1 \left(\frac{0.62}{2.48} \right) \left(\frac{1.05}{1.5} \right)} = \frac{1}{1 + 1 \times 0.25 \times 0.7} = 0.85$$

h) ¿Dependen las respuestas de las partes f) y g) de la distancia recorrida por el frente? Explicar.

No, porque las respuestas f y g dependen de las saturaciones y esta es constante en el frente.

i) Calcular la recuperación de aceite a la ruptura considerando una $E_A = 75\%$ y una $E_V = 75\%$

La recuperación en términos de las saturaciones y considerando las eficiencias mencionadas será:

$$Rec = \frac{\bar{S}_{wf} - S_{wi}}{S_{oi}} \times E_A \times E_{vertical} \rightarrow Rec = \frac{0.66 - 0.20}{0.8} \times 0.75 \times 0.75 = 0.323$$

j) ¿Cuál es el volumen de aceite recuperable a la ruptura en barriles?

$$\text{Recuperación a la surgencia} = \frac{VP(S_{oi} - \bar{S}_{of})}{B_o} \times E_A \times E_V$$

Para representar el volumen de poros en barriles se sabe que: $1[bf] = 5.615 [pies^3]$

$$VP = \text{Volumen de poros} \rightarrow AxLx\phi \rightarrow VP = \frac{50000 \times 616 \times 0.18}{5.615} = 987355.3 [bls]$$

$$\bar{S}_{of} = 1 - \bar{S}_{wf} = 1 - 0.66 = 0.34 \quad ; \quad S_{oi} = 1 - S_{wi} = 1 - 0.2 = 0.8$$

Por lo tanto

$$Vol.aceite_{surgencia} = \frac{987355.3(0.8 - 0.34)}{1.5} \times 0.75 \times 0.75 = 170318.79 [bls]$$

k) Calcular el tiempo requerido para alcanzar esta surgencia.

Cuando se han considerado las eficiencias de desplazamiento, el tiempo requerido es:

$$t_r = \frac{\text{Vol. aceite recuperado a la ruptura}}{\text{Gasto total de aceite}}$$

Se sabe que $q_r t_{BT} = V_{wi} = V_{or}$; es decir, el gasto de inyección por el tiempo a la ruptura, es el volumen inyectado de agua (igual al volumen de aceite recuperado). Si se considera que al presionar los fluidos, el gas entrará en solución en el aceite, se puede despreciar $(R_p - R_s)$ en la ecuación de balance de materia, por tanto se tiene:

$$q_{wi} B_w = q_o B_o + \cancel{q_o (R_p - R_s) B_{gi}^0} \quad \text{porque } R_p = R_s \quad \text{Queda } q_w B_w = q_o B_o \quad ; \quad q_o = \frac{B_w q_{wi}}{B_o}$$

$$q_o = \frac{(1.05)1000}{1.5} = 700 [BPD]$$

$$t_r = \frac{170318.79 [bls]}{700 \left[\frac{bls}{día} \right]} = 243.312 \text{ días (tiempo a la ruptura)}$$

l) Calcular el valor de aceite recuperable, cuando se tiene la WOR=17.2%. Considere la eficiencia volumétrica de desplazamiento.

$$E_{vol} = E_A \times E_v \quad \text{y} \quad \bar{S}_{oi} = 1 - \bar{S}_{wi} = 1 - 0.75 = 0.25$$

\bar{S}_{oi} → Saturación de aceite promedio detrás del frente.

Entonces

$$Np_{WOR=17.2\%} = \frac{987355.3(0.8 - 0.25)}{1.5} \times 0.5625 = 203642.03 [bls@c.s]$$

- m) Calcular el volumen de agua acumulado, que se tenga, para cuando se alcance la WOR=17.2. Esto significa, en otras palabras, que se desea saber cuánta agua se necesita inyectar para alcanzar este valor de WOR.

$$x = \frac{5.615q_i t}{\phi A} \left(\frac{dfw}{dS_w} \right)$$

Si se despeja $\left(\frac{dfw}{dS_w} \right)$ y se obtiene su recíproco:

$$\frac{1}{\left(\frac{dfw}{dS_w} \right)} = \frac{5.615q_i t}{x\phi A} = \frac{\text{Vol. de agua inyectada}}{\text{Volumen de poros}}$$

Que representa el volumen de agua inyectada en función del volumen de poros; éste volumen lo podemos calcular evaluando la pendiente de la curva, de f_w Vs S_w , en el punto donde $f_w = 0.945$, que es el correspondiente a WOR=17.2%.

$$\frac{dfw}{dS_w} = \tan 37^\circ = 0.75355$$

Por lo que el volumen de agua inyectado en función del volumen de poros será igual a:

$$W_i = \frac{1}{\left(\frac{dfw}{dS_w} \right)} = \frac{1}{0.75355} = 1.327$$

Esto representa 1.327 el volumen de poros.

El volumen de agua acumulado = $W_i \times VP \times E_{vol} = 1.327 \times 987355.3 \times 0.5625 = 736999.0217 [bls]$

- n) Calcular el tiempo que se requiere para alcanzar este valor de WOR=17.2%

$$\text{tiempo} = \frac{\text{Volumen de agua acumulado}}{\text{Gasto de agua}}$$

$$\text{tiempo} = \frac{736999.0217}{1000} = 736.9990217 \approx 737 \text{ días}$$

Nota: (Abreu M., Muñoz A., Silva, & Loreto M., 1985)

- 1) Las eficiencias de barrido areal y vertical son difíciles de determinar.
- 2) Cuando se desea saber en qué momento se emplea el término de segregación gravitacional, se puede adoptar el siguiente criterio:

Si $\frac{k_o}{\mu_o} \Delta \rho s e n \alpha > 10$ se considera el término gravitacional, en caso contrario, no deberá considerarse.

5.7 Cálculos en Yacimientos estratificados (variación vertical de la permeabilidad)

5.7.1 Método de W. Stiles

Este método fue propuesto en 1949 para el caso de proyectos de recuperación secundaria en yacimientos estratificados en los que no existe comunicación entre los estratos y hay una variación vertical de la permeabilidad absoluta.

El método considera una serie de capas o zonas paralelas de espesor h_1, h_2 , etc., y permeabilidades k_1, k_2 , etc., colocadas en orden decreciente, de manera que el agua invadirá primero la capa 1, luego la capa 2, y así sucesivamente.

Suposiciones planteadas por Stiles

- El yacimiento se representa mediante una serie de estratos sin comunicación entre ellos.
- El comportamiento del yacimiento es igual a la sumatoria del comportamiento de las capas.
- El desplazamiento en cada capa es del tipo pistón sin fugas.
- Los efectos gravitacionales son despreciables.
- No existe saturación de gas residual (ni en el banco de aceite ni detrás del frente). Esto implica que, el gas originalmente libre fue disuelto completamente en el aceite.
- Los ritmos de producción de aceite y de inyección de agua son proporcionales a la permeabilidad absoluta de cada capa y, por tanto, a la movilidad del fluido que es producido.
- La eficiencia de barrido de cualquier capa no cambia después de la irrupción del agua inyectada.
- Se tiene un sistema lineal en donde con la excepción de la permeabilidad, todas las capas presentan las mismas propiedades tanto de la roca como del sistema roca-fluidos.
- La posición del frente de desplazamiento en una capa es proporcional a la permeabilidad de esa capa.
- El flujo fraccional de agua en un instante dado depende de la capacidad de flujo (kh) total del yacimiento que ha experimentado irrupción del agua inyectada.
- A partir del momento de irrupción en una capa determinada la producción que se obtiene de ella es solo agua.
- Todas las capas poseen igual espesor aunque puede aplicarse a capas con diferentes espesores.

Las variaciones de permeabilidad en un yacimiento pueden ser representadas por una curva de distribución de permeabilidad y una curva de distribución de la capacidad de flujo. Las ecuaciones se han derivado para incorporar matemáticamente el efecto de la distribución de la permeabilidad en el cálculo de la recuperación en la inyección de agua. Ciertas limitaciones del método se presentan, el método es esencialmente una aproximación para tener en cuenta principalmente la distribución de la permeabilidad en un yacimiento. (Stiles, 1949)

Procedimiento

Ordenar los estratos en orden descendente de permeabilidad para obtener la siguiente distribución:

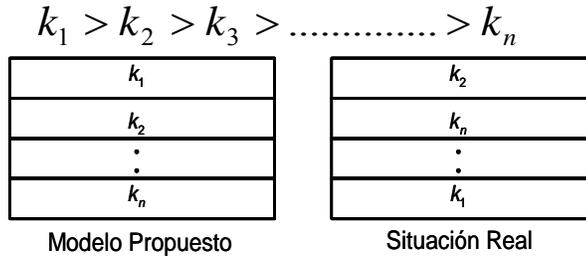


Figura 101 Acomodo descendente de los estratos de acuerdo a su permeabilidad absoluta según Stiles. (Pérez García, 2013)

Calcular la recuperación de aceite:

El sistema a considerar es el mostrado en la Figura 102:

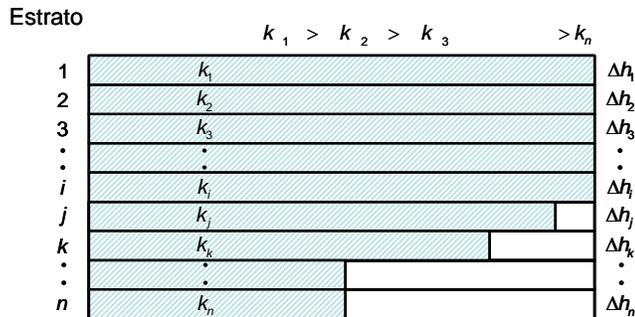


Figura 102 Esquema que muestra el arreglo para el método de Stiles. (Pérez García, 2013)

El volumen total de aceite desplazable es:

$$LA\phi h_i (1 - S_{wi} - S_{or}) = VP\Delta S_f \dots \dots (5-15)$$

La recuperación de aceite es función del cambio de saturaciones y la capacidad de almacenamiento del yacimiento. Y entonces el volumen de aceite desplazable en la *i*ésima capa es el cambio de saturación que sufre la capa por su capacidad de almacenamiento. Extrapolando es entendible que:

La recuperación fraccional en la capa “*k*” será considerada en función de la posición del frente y el avance de las capa anteriores que han sido invadidas, es decir:

$$\text{Recuperación} = \frac{\text{Espesor Totalmente Invasado} + \sum_{i=k}^n \text{Rec.Frac.}_i \times \Delta h_i}{\text{Espesor Total}}$$

En palabras simples sería:

$$R = \left(\begin{array}{c} \text{Aceite proveniente de la} \\ \text{región completamente} \\ \text{invasada} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{c} \text{Aceite proveniente de} \\ \text{la zona parcialmente} \\ \text{invasada} \end{array} \right)$$

Definiendo:

$$C_t = \sum_{i=1}^n k_i h_i \dots \dots (5-16) \quad ; \quad C_j = \sum_{i=1}^j k_i h_i \dots \dots (5-17)$$

Donde

C_t → Capacidad total de la formación (Sumatoria de todas las capacidades de flujo de las capas)

C_j → Capacidad de la parte de la formación invadida completamente (las que ya se han invadido)

k_i → Permeabilidad absoluta del estrato i. ; h_i → Espesor del estrato i.

$k_i h_i$ → Capacidad de flujo del estrato i.

La ecuación que permite calcular la recuperación de aceite al invadirse el estrato "j" es la siguiente:

$$R = \frac{\sum_{i=1}^j h_i}{h_t} + \frac{(C_t - C_j)}{k_j h_t} = \frac{\left(\sum_{i=1}^j h_i \right) \cdot k_j + [C_t - C_j]}{k_j h_t} \dots \dots (5-18)$$

Donde

C_j → Capacidad de flujo acumulada hasta el "jotaésimo" estrato. ; h_t → Espesor total.

C_t → Capacidad de flujo total. ; k_j → Permeabilidad absoluta del "jotaésimo" estrato.

La razón de movilidades entre el fluido desplazante y el desplazado en condiciones estándar es:

$$M @ c.s = M' = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w} B_o \quad M @ c.y = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w}$$

Y entonces

$$f_{w@cy} = \frac{M C_j}{M C_j + (C_t - C_j)} @ c.y \dots \dots (5-19)$$

$$f_{w@cs} = \frac{M' C_j}{M' C_j + (C_t - C_j)} @ c.s \dots \dots (5-20)$$

Cálculo de la relación agua-aceite:

$$WOR = \frac{M' C_j}{(C_t - C_j)} \left(\frac{1}{B_w} \right) \dots \dots (5-21)$$

El gasto de aceite se puede estimar mediante:

$$Q_o = \frac{(1-fw)Q_T}{Bo} \dots\dots(5-22)$$

Donde

$Q_T = Q_{wi}$ → Gasto de agua inyectado.

La saturación de aceite remanente después del comportamiento primario:

$$S_{opp} = \left(1 - \frac{N_p}{N}\right) \left(\frac{Bo}{Boi}\right) (1 - S_{wi}) \dots\dots(5-23)$$

El aceite recuperable se puede estimar con la siguiente fórmula

$$N_{pr} = \frac{A \times h \times \phi (S_{opp} - S_{ore}) \times E_v}{Bo} \dots\dots(5-24)$$

Donde

A → Área horizontal a barrer (Longitud x ancho del yacimiento).

h → Espesor de la zona productora. ; S_{ore} → Saturación de aceite residual después de la ruptura.

El tiempo de llenado se determina como:

$$t_T = \sum_n^1 \frac{\Delta N_p}{Q_o} + t_\mu \dots\dots(5-25)$$

Donde

$$t_\mu = \frac{Ah\phi S_g}{Q_{wi}} \dots\dots(5-26)$$

Finalmente la saturación de gas es:

$$S_g = (1 - S_{wi} + S_{opp}) \dots\dots(5-27)$$

Donde

S_{wi} → Saturación de agua inicial al comienzo del proyecto de inyección.

S_{opp} → Saturación de aceite después del comportamiento primario.

Las ecuaciones mostradas, son las ecuaciones que ayudarán a predecir el comportamiento de este tipo de yacimientos en donde se comienza a cuantificar la heterogeneidad de los mismos asumiendo que el yacimiento se encuentra constituido de n estratos y que cada uno tiene diferente permeabilidad absoluta.

5.7.2 Ejemplos de cálculo para Stiles

Problema I

Se planea una inyección de agua en un campo de 80 acres, donde el espesor neto promedio de la zona productora es 50 pies y tiene el siguiente perfil de permeabilidad determinado en el análisis de núcleos.

Profundidad bajo el nivel del mar [ft]	Permeabilidad absoluta [mD]
2050—2055	35
2055—2060	51
2060—2065	27
2065—2070	116
2070—2075	60
2075—2080	237
2080—2085	519
2085—2090	98
2090—2095	281
2095—2100	164

Datos adicionales del yacimiento:

Porosidad promedio= 25%

Saturación promedio de agua congénita=23%

Recuperación por explotación primaria= $140.5 \left[\frac{BIs}{Acre \cdot pie} \right]$

$B_{oi} = 1.251$ (No existe casquete de gas inicial).

$B_o = 1.085$ A la presión de agotamiento

$K_{ro} = 0.85$ En el banco de aceite.

$K_{rw} = 0.25$ Detrás del frente o banco de aceite.

$\mu_o = 0.45 [cP]$ $\mu_w = 0.79 [cP]$

$S_{or} = 15.6\%$ (Después del barrido).

$E_v = 82\%$ Eficiencia volumétrica (De barrido).

Realizar las siguientes operaciones usando el método de Stiles y trabajando los datos en forma tabular.

- a) Colocar las capas en orden decreciente de permeabilidad.
- b) Graficar la permeabilidad y la capacidad acumulativa como función del espesor acumulativo.
- c) Calcular la recuperación fraccional y producción fraccional de agua en la superficie después del surgimiento en cada capa sucesiva.
- d) Graficar la producción fraccional de agua como función de la recuperación fraccional.
- e) Calcular el aceite inicial in-situ en la unidad de 80 acres.
- f) Calcular la saturación de aceite después de la explotación primaria
- g) Calcular el aceite recuperable por la invasión usando una eficiencia de barrido de 82%.
- h) Calcular la producción acumulativa de aceite después de cada surgimiento sucesivo.
- i) Calcular los incrementos de recuperación de aceite entre las irrupciones sucesivas ΔN_p .
- j) Calcular la producción fraccional de agua en el yacimiento antes de los surgimientos.
- k) Si el gasto total de inyección para la unidad de 80 acres es $1000 \left[\frac{b/s}{dia} \right]$ ¿Cuál es el volumen y tiempo de llenado?, sea $B_w=1.0$
- l) Calcular el gasto diario de producción de aceite entre el surgimiento sucesivo en las capas.
- m) Calcular el tiempo, en días, entre las sucesivas invasiones de las capas.
- n) Calcular el tiempo acumulativo, en días, incluyendo el tiempo de llenado.
- o) Calcular la inyección acumulativa de agua para cada irrupción, W_i
- p) Calcular la razón acumulativa producida agua-aceite, de la producción $\frac{W_i}{N_p}$
- q) En una gráfica registrar las siguientes variables como función de tiempo: Gasto de producción de aceite, producción acumulativa de aceite, producción acumulativa de agua y producción fraccional de agua en la superficie. Evaluar el tiempo desde el comienzo de la inyección.

Solución

- a) Colocar las capas en orden decreciente de permeabilidad

Superior [pies]	Inferior [pies]	Total [h]	Espesor Acumulado Σh	Permeabilidad proporcionada K	K(decreciente)
2050	2055	5	5	35	519
2055	2060	5	10	51	281
2060	2065	5	15	27	237
2065	2070	5	20	116	164
2070	2075	5	25	60	116
2075	2080	5	30	237	98
2080	2085	5	35	519	60
2085	2090	5	40	98	51
2090	2095	5	45	281	35
2095	2100	5	50	164	27

b) Graficar la permeabilidad y capacidad acumulativa como función del espesor acumulativo.

Para graficar esto se debe determinar la capacidad acumulativa de cada espesor realizando la sumatoria de

la capacidad de flujo de cada capa: $\sum_{i=1}^j k_i h_i = C_j$

(1) # de estrato i	(2) Espesor de la capa h_i	(3) Espesor acumulado $\sum_{i=1}^n h_i$	(4) k_i	(5) k_i (Decreciente)	(6) $k_i h_i$	(7) Capacidad acumulada C_j
1	5	5	35	519	2595	2595
2	5	10	51	281	1405	4000
3	5	15	27	237	1185	5185
4	5	20	116	164	820	6005
5	5	25	60	116	580	6585
6	5	30	237	98	490	7075
7	5	35	519	60	300	7375
8	5	40	98	51	255	7630
9	5	45	281	35	175	7805
10	5	h_t=50	164	27	135	C_t=7940

Quedando graficado de la siguiente forma:

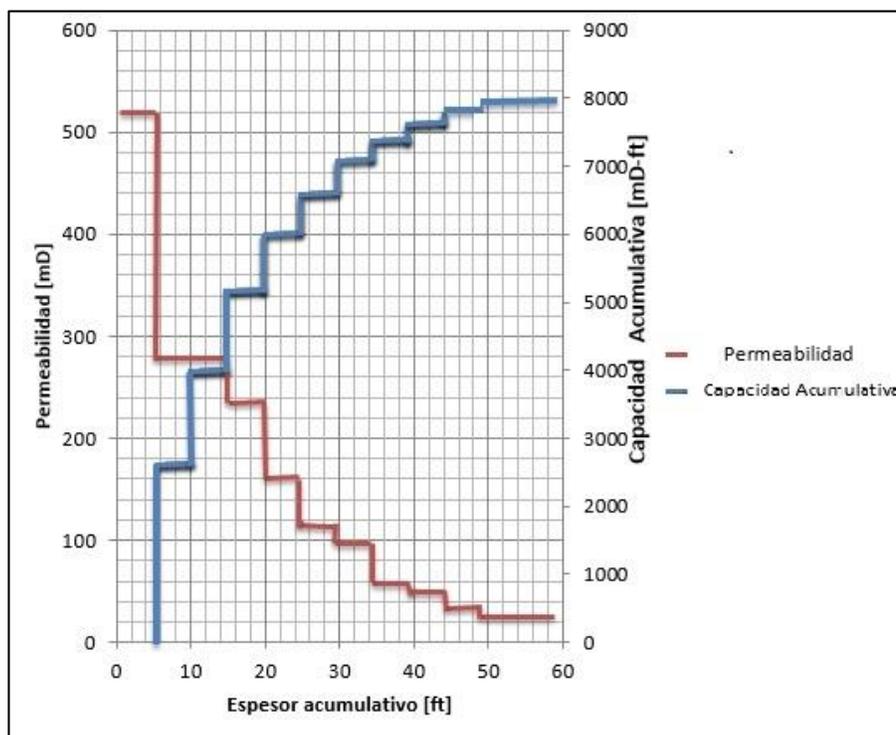


Figura 103 Permeabilidad y capacidad acumulativa como función del espesor acumulativo.

- c) Calcular la recuperación fraccional y producción fraccional de agua en la superficie después de la irrupción en cada capa sucesiva.

Para calcular la recuperación fraccional se usa la ecuación:

$$REC = \frac{\sum_{i=1}^j h_i * k_j + (C_t - C_j)}{h_t K_j}$$

Para la primera capa invadida será:

$$\sum h = 5[\text{pies}] ; K_j = 519 ; C_t = 7940 ; C_j = 2595 ; h_t = 50$$

$$REC = \frac{\sum_{i=1}^j h_i * k_j + (C_t - C_j)}{h_t K_j} = \frac{5 \times 519 + (7940 - 2595)}{50 \times 519} = \frac{2595 + 5345}{25950} = 0.305973$$

Para la segunda capa invadida se tiene:

$$\sum h = 10[\text{pies}] ; K_j = 281 ; C_t = 7940 ; C_j = 4000 ; h_t = 50$$

$$REC = \frac{\sum_{i=1}^j h_i * k_j + (C_t - C_j)}{h_t K_j} = \frac{10 \times 281 + (7940 - 4000)}{50 \times 281} = \frac{2810 + 3940}{14050} = 0.48043$$

Para la tercera capa se tiene:

$$\sum h = 15[\text{pies}] ; K_j = 237 ; C_t = 7940 ; C_j = 5185 ; h_t = 50$$

$$REC = \frac{\sum_{i=1}^j h_i * k_j + (C_t - C_j)}{h_t K_j} = \frac{15 \times 237 + (7940 - 5185)}{50 \times 237} = \frac{3555 + 2755}{11850} = 0.53248$$

Y así sucesivamente hasta llegar al cálculo de la capa 10 que será:

$$\sum h = 50[\text{pies}] ; K_j = 27 ; C_t = 7940 ; C_j = 7940 ; h_t = 50$$

$$REC = \frac{\sum_{i=1}^j h_i * k_j + (C_t - C_j)}{h_t K_j} = \frac{50 \times 27 + (7940 - 7940)}{50 \times 27} = \frac{1350}{1350} = 1.000$$

$\sum h$	K (decreciente)	$\sum K_j$	$\sum_{i=1}^j h_i \cdot k_j$	Capacidad acumulada (C_j)	$REC = \frac{\left(\sum_{i=1}^j h_i\right) * k_j + (c_i - c_j)}{h_i k_j}$
5	519	519	2595	2595	0.305973025
10	281	800	2810	4000	0.480427046
15	237	1037	3555	5185	0.532489451
20	164	1201	3280	6005	0.63597561
25	116	1317	2900	6585	0.73362069
30	98	1415	2940	7075	0.776530612
35	60	1475	2100	7375	0.888333333
40	51	1526	2040	7630	0.921568627
45	35	1561	1575	7805	0.977142857
50	27	1588	1350	7940	1

Para determinar el flujo fraccional de agua en superficie se emplea la siguiente fórmula:

$$f_w @c.s = \frac{M' C_j}{M' C_j + (C_t - C_j)} @c.s$$

Donde

$$M' = \frac{K_{rw} \mu_o}{K_{ro} \mu_w} \times B_o = \frac{(0.25)(4.5)}{(0.85)(0.79)} \times 1.085 = 1.817758749 \approx 1.8177$$

Y entonces el flujo fraccional de agua en superficie se calcula como

$$f_{w_1} @c.s = \frac{(1.8177)(2595)}{(1.8177)(2595) + (7940 - 2595)} = 0.468789863$$

$$f_{w_2} @c.s = \frac{(1.8177)(4000)}{(1.8177)(4000) + (7940 - 4000)} = 0.648560$$

$$f_{w_3} @c.s = \frac{(1.8177)(5185)}{(1.8177)(5185) + (7940 - 5185)} = 0.773811$$

Finalmente para el último estrato se tiene

$$f_{w_{10}} @c.s = \frac{(1.8177)(7940)}{(1.8177)(7940) + (7940 - 7940)} = 1$$

$\sum h$	$K_{(decreciente)}$	$\sum K_j$	$K_j \cdot h_j$	Capacidad acumulada (C_j)	$f_w @ c.s = \frac{M' C_j}{M' C_j + (C_t - C_j)}$
	519	519	2595	2595	0.468798
10	281	800	2810	4000	0.648560
15	237	1037	3555	5185	0.773811
20	164	1201	3280	6005	0.849424
25	116	1317	2900	6585	0.898311
30	98	1415	2940	7075	0.936979
35	60	1475	2100	7375	0.959559
40	51	1526	2040	7630	0.978137
45	35	1561	1575	7805	0.990574
50	27	1588	1350	7940	1

d) Graficar la producción fraccional de agua en la superficie como función de la recuperación fraccional.

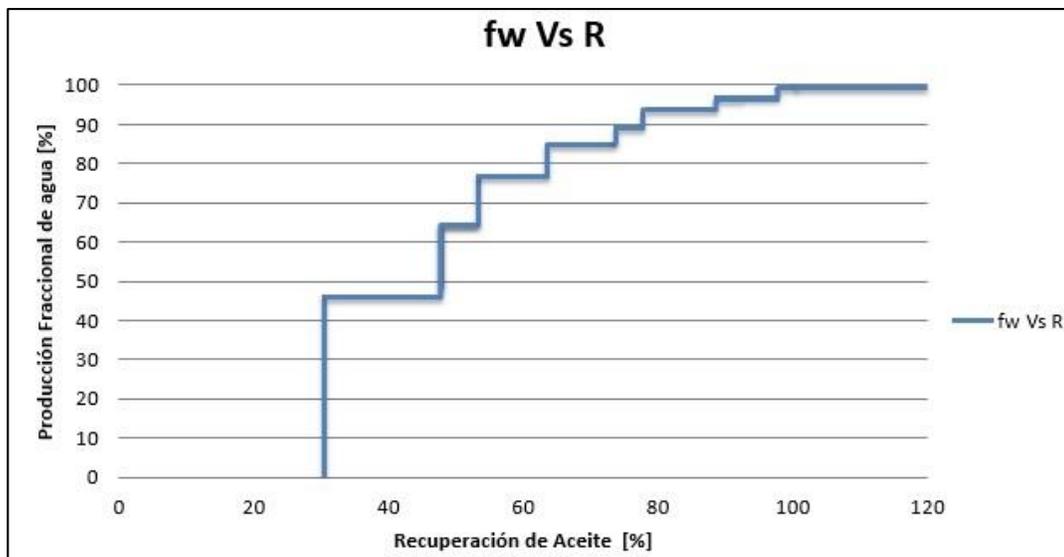


Figura 104 Producción fraccional de agua como función de la recuperación fraccional.

e) Calcular el aceite inicial in-situ en la unidad de 80 acres.

Para resolver el inciso se usa la siguiente fórmula:

$$N = \frac{A_y h_t \phi (1 - S_{wi})}{B_{oi}}$$

Donde

A_y → Área horizontal del yacimiento. ; h → Espesor total impregnado.

ϕ → Porosidad promedio. ; $1 - S_{wi}$ → Saturación de aceite.

B_{oi} → Factor de volumen del aceite al comenzar el proceso de recuperación secundaria.

Sustituyendo en la fórmula se tiene:

$$N = \frac{80 \text{ acres} \left(\frac{43560 \text{ pies}^2}{1 \text{ acre}} \right) (50 \text{ pies}) \left(\frac{1 \text{ bls}}{5.615 \text{ pies}^3} \right) 0.25 (1 - 0.23)}{1.251} = 4,774,979.66 [\text{bls}] @ \text{cs}$$

Que es el aceite "in situ" en la unidad de 80 acres representado en barriles.

f) Calcular la saturación de aceite después de la explotación primaria

Usando la ecuación

$$S_{opp} = \left(1 - \frac{N_p}{N} \right) \left(\frac{B_o}{B_{oi}} \right) (1 - S_{wi})$$

Donde

N_p → Recuperación de comportamiento primario.

B_o → Factor de volumen del aceite después del comportamiento primario.

B_{oi} → Factor de volumen del aceite al comenzar la producción por comportamiento primario.

$$N_p = \left(140.5 \left[\frac{\text{bls}}{\text{acre} - \text{pie}} \right] \right) \times (80 [\text{acres}]) \times (50 [\text{pies}]) = 562,000 [\text{bls}]$$

$$S_{opp} = \left(1 - \frac{562,000}{4,774,979.66} \right) \left(\frac{1.085}{1.251} \right) (1 - 0.23) = 0.589696142 \approx 0.5897$$

g) Calcular el aceite recuperable por la invasión usando una eficiencia de barrido de 82%

$$N_p = \frac{A h_t \phi (S_{opp} - S_{or})}{B_o} \times \text{Eficiencia}$$

$$N_p = \frac{(80 [\text{acres}]) \left(\frac{43560 \text{ pies}^2}{1 \text{ are}} \right) \times (50 \text{ pies}) \times \left(\frac{1 \text{ bl}}{5.615 \text{ pies}^3} \right) \times (0.25) (0.5897 - 0.156)}{1.085} \times 0.82 = 2,542,796.745 [\text{bls}] @ \text{cs}$$

Calcular la producción acumulativa de aceite después de cada surgimiento sucesivo.

$$N_p = N_p * \times \text{Rec} \quad N_p * = 2,542,796.745 [\text{bls}] @ \text{cs}$$

Recuperación Fraccional	N_p
0.305973025	778027.212
0.480427046	1221628.33
0.532489451	1354012.44
0.63597561	1617156.71
0.73362069	1865448.3
0.776530612	1974559.51
0.888333333	2258851.11
0.921568627	2343361.71
0.977142857	2484675.68
1	2542796.75

i) Calcular los incrementos de recuperación de aceite entre las irrupciones sucesivas ΔN_p .

$$\Delta N_p = N_{pn} - N_{pn-1}$$

N_p	ΔN_p
778027.2122	778027.212
1221628.329	443601.117
1354012.444	132384.115
1617156.71	263144.266
1865448.302	248291.591
1974559.513	109111.211
2258851.108	284291.595
2343361.706	84510.5977
2484675.677	141313.97
2542796.745	58121.0685

j) Calcular la producción fraccional de agua en el yacimiento antes de los surgimientos.

Al referirse antes del surgimiento, se establece que la producción de agua será medida a condiciones de yacimiento, por lo tanto multiplicar f_w por B_o no es necesario.

$$f_w@c.y = \frac{MC_j}{MC_j + (C_t - C_j)}$$

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} = \frac{\frac{k_w}{\mu_w}}{\frac{k_o}{\mu_o}} = \frac{k_w \mu_o}{\mu_w k_o}$$

$$M = \frac{0.25 \times 4.5}{0.85 \times 0.79} = 1.6753$$

Capacidad acumulada C_j	$f_w @ c.y$	$F_w' @ c.y$
2595	0.4485372	0.0000
4000	0.62974101	0.4485372
5185	0.75920843	0.62974101
6005	0.83868516	0.75920843
6585	0.8906098	0.83868516
7075	0.93198481	0.8906098
7375	0.95627049	0.93198481
7630	0.97632239	0.95627049
7805	0.98978102	0.97632239
7940	1.0	0.98978102

- k) Si el gasto total de inyección para la unidad de 80 acres es $1000 \left[\frac{bls}{dia} \right]$ ¿Cuál es el volumen y tiempo de llenado?, sea $B_w = 1$.

$$S_g + S_w + S_o = 1 \rightarrow S_g = 1 - (S_w + S_o) \rightarrow S_g = 1 - (0.23 + 0.59) = 0.18$$

$$t = \frac{\text{volumen de llenado}}{q_i} = \frac{Ah\phi S_g}{q_i}$$

$$Ah\phi S_g = (80[\text{acres}]) \left(\frac{43560 \text{pies}^2}{1 \text{acres}} \right) (50 \text{pies}) \left(\frac{1 \text{bl}}{5.615 \text{pies}^3} \right) (0.25)(0.18) = 1,396,402.493 [\text{bls}]$$

$$= \frac{(80[\text{acres}]) \left(\frac{43560 \text{pies}^2}{1 \text{acres}} \right) (50 \text{pies}) \left(\frac{1 \text{bl}}{5.615 \text{pies}^3} \right) (0.25)(0.18)}{1000 \left[\frac{bls}{dia} \right]} = 1396.4025 [\text{dias}]$$

$$t = 1396.4025 [\text{dias}] \approx 3.83 [\text{años}]$$

- l) Calcular el gasto diario de producción de aceite en la superficie entre el surgimiento sucesivo en las capas.

$$q_o @ c.s = \frac{q_i(1 - f'w)}{B_o} = \frac{1000(1 - f'w)}{B_o}$$

Nota: Antes de que en la capa uno se alcance la ruptura se tendrá un flujo fraccional de agua en el yacimiento de cero. Para el cálculo de $f'w$ antes del surgimiento por la capa 2, se toma la $C_j=C1$ y así sucesivamente.

f'_w	$f'_w a$	$q_o @ c.s$
0.4485372	0.000000	921.6590
0.62974101	0.4485372	508.2606
0.75920843	0.62974101	341.2525
0.83868516	0.75920843	221.9277
0.8906098	0.83868516	148.6773
0.93198481	0.8906098	100.8205
0.95627049	0.93198481	62.6868
0.97632239	0.95627049	40.3037
0.98978102	0.97632239	21.8227
1.0	0.98978102	9.4184

m) Calcular el tiempo, en días, entre las sucesivas invasiones de las capas.

$$\Delta t = \frac{\Delta N_p}{q_o @ cs}$$

ΔN_p	$q_o @ c.s$	Δt
778027.212	921.659	844.159
443601.117	508.261	872.783
132384.115	341.252	387.936
263144.266	221.928	1185.721
248291.591	148.677	1670.004
109111.211	100.820	1082.233
284291.595	62.687	4535.110
84510.5977	40.304	2096.845
141313.97	21.823	6475.555
58121.0685	9.418	6171.005

n) Calcular el tiempo acumulativo, en días, incluyendo el tiempo de llenado.

Se calcula sumando al tiempo de llenado el tiempo entre las invasiones sucesivas de las capas.

$$t = \frac{\text{volumen de llenado}}{q_i} = \frac{Ah_t \phi S_g}{q_i}$$

$$\frac{Ah_t \phi S_g}{q_i} + \sum \Delta t \qquad \Delta t = \frac{\Delta N_p}{q_o @ cs}$$

$$t = \frac{(80[acres])\left(\frac{43560pies^2}{1acres}\right)(50pies)\left(\frac{1bl}{5.615pies^3}\right)(0.25)(0.18)}{1000\left[\frac{bls}{dia}\right]} = 1396.4025[dias]$$

$$1396.4025 + \sum \Delta t$$

Entonces para cada uno de los estratos se suma el t obtenido y el Δt obtenido en el inciso m para llenar la tabla que se muestra a continuación.

Δt	1396.4025 + $\Sigma \Delta t$
844.159525	2240.562025
872.782733	3113.344758
387.935923	3501.280681
1185.72062	3290.598804
1670.00366	4960.602466
1082.23286	6042.835327
4535.11025	10577.94558
2096.84497	12674.79055
6475.55534	19150.34589
6171.00548	25321.35136

o) Calcular la inyección acumulativa de agua para cada irrupción, W_i

Para determinarlo se toma el valor de **1396.4025 + $\Sigma \Delta t$** y se multiplica por el gasto de inyección para obtener el volumen inyectado.

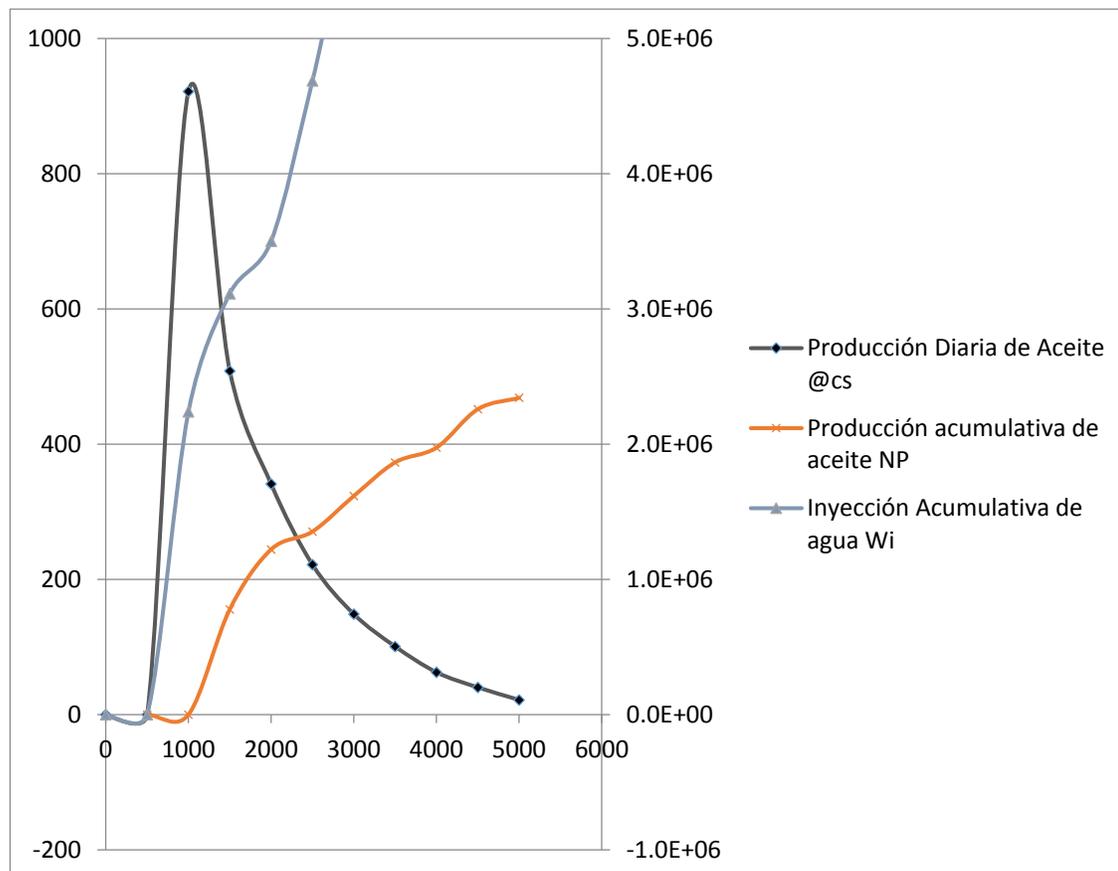
$q_i = 1000[BPD]$ de agua.

1396.4025 + $\Sigma \Delta t$	W_i
2240.562025	2240562.03
3113.344758	3113344.76
3501.280681	3501280.68
4687.001304	4687001.3
5960.602466	5960602.47
6042.835327	6042835.33
10577.94558	10577945.6
12674.79055	12674790.5
19150.34589	19150345.9
25321.35136	25321351.4

p) Calcular la razón acumulativa producida agua-aceite, de la producción $\frac{W_i}{N_p}$

N_p	W_i	$\frac{W_i}{N_p}$
778027.2122	2240562.03	2.87979905
1221628.329	3113344.76	2.54852043
1354012.444	3501280.68	2.58585562
1617156.71	4687001.3	2.89829753
1865448.302	5960602.47	3.19526543
1974559.513	6042835.33	3.06034601
2258851.108	10577945.6	4.68288748
2343361.706	12674790.5	5.40880672
2484675.677	19150345.9	7.70738252
2542796.745	25321351.4	9.95807133

q) En una gráfica registrar las siguientes variables como función de tiempo: Gasto de producción de aceite, producción acumulativa de aceite, producción acumulativa de agua y producción fraccional de agua en la superficie. Evaluar el tiempo desde el comienzo de la inyección.



Problema II

En el yacimiento maduro **Tatooie** se plantea una inyección de agua en un espesor de 107 [ft], que tiene el siguiente perfil de permeabilidades determinado en el análisis de núcleos.

Número de capa	Espesor del Intervalo [pies]	K_{abs}
1	5	70
2	12	190
3	15	30
4	18	3
5	30	10
6	7	50
7	20	210

Datos adicionales del yacimiento:

$$B_w = 1.02 \quad B_o = 1.37$$

$$\mu_w = 0.6 [cP] \quad \mu_o = 0.83 [cP]$$

Aceite recuperable = 100 000 [bls@c.s.]

$$k_{rw} = 0.35 [Darcy] \quad k_{ro} = 0.93 [Darcy]$$

Determine por el método de Stiles:

- La relación de movilidades @c.s y @c.y
- La recuperación a la ruptura en cada estrato (R).
- La producción fraccional a condiciones de superficie en cada estrato (Np).
- El flujo fraccional de cada estrato @c.s

Solución

- La relación de movilidades @c.y y @c.s

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} = \frac{\frac{k_{rw}}{\mu_w}}{\frac{k_{ro}}{\mu_o}} = \frac{\mu_o k_{rw}}{\mu_w k_{ro}} @c.y \quad \text{y} \quad M' = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} \cdot Bo = \frac{\frac{k_{rw}}{\mu_w}}{\frac{k_{ro}}{\mu_o}} \cdot Bo = \frac{\mu_o k_{rw}}{\mu_w k_{ro}} \cdot Bo @c.s$$

Sustituyendo

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} = \frac{\frac{k_{rw}}{\mu_w}}{\frac{k_{ro}}{\mu_o}} = \frac{(0.83)(350)}{(0.6)(930)} = 0.52061 @c.y$$

$$M' = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} = \frac{\frac{k_{rw}}{\mu_w}}{\frac{k_{ro}}{\mu_o}} \cdot \frac{Bo}{Bw} = \frac{(0.83)(350)}{(0.6)(930)} \cdot 1.37 = 0.52061 \cdot 1.37 = 0.713236 @c.s$$

- b) La recuperación a la ruptura en cada estrato.
- c) La producción fraccional a condiciones de superficie en cada estrato.

Estos son los valores ordenados en orden decreciente de permeabilidad siguiendo el procedimiento que marca el método de Stiles.

Capa	K decreciente	h
1	210	20
2	190	12
3	70	5
4	50	7
5	30	15
6	10	30
7	3	18

Una vez hecho esto se procede a calcular la capacidad de flujo de cada estrato y se hace la sumatoria de espesores, quedando de la siguiente manera:

Capa	K decreciente	h	Σh	kh
1	210	20	20	4200
2	190	12	32	2280
3	70	5	37	350
4	50	7	44	350
5	30	15	59	450
6	10	30	89	300
7	3	18	107	54
			ht	

Al realizar la sumatoria de espesores se obtiene h_t que es el espesor acumulado total del yacimiento estratificado.

Por los postulados del método de Stiles, la recuperación de aceite es proporcional a la capacidad de flujo (kh) de los estratos, se calcula la sumatoria de la recuperación fraccional C_j para llegar a la capacidad total que presenta el yacimiento estratificado C_t , quedando de la siguiente manera:

Capa	K decreciente	h	Σh	kh	$\Sigma Kh (C_j)$
1	210	20	20	4200	4200
2	190	12	32	2280	6480
3	70	5	37	350	6830
4	50	7	44	350	7180
5	30	15	59	450	7630
6	10	30	89	300	7930
7	3	18	$h_t = 107$	54	$C_t = 7984$

La recuperación fraccional de cada estrato está dada por la fórmula:

$$R = \frac{\sum_{i=1}^j h_i \cdot k_j + [C_t - C_j]}{h_t \cdot k_j}$$

Para el estrato 1 se tiene entonces

$$R = \frac{4200 + [7984 - 4200]}{107 \cdot 210} = \frac{4200 + 3784}{22470} = 0.35532$$

Si en el ejercicio se menciona como dato que el aceite recuperable es 100 000 [bls@c.s], entonces al realizar la multiplicación de la recuperación fraccional aportada y los 100 000 [bls@c.s] recuperables, se obtiene la recuperación de aceite del primer estrato, quedando:

$$\text{Rec} = 0.35532 \times 100,000 [\text{bls}] = 35532 [\text{bls}]$$

Para el siguiente estrato (estrato 2):

$$R = \frac{(32 \cdot 190) + [7984 - 6480]}{107 \cdot 190} = \frac{6080 + 1504}{20330} = 0.373045$$

Entonces al realizar la multiplicación de la recuperación fraccional aportada y los 100,000 [bls] recuperables, se calcula la recuperación de aceite acumulada al segundo estrato:

$$\text{Rec} = 0.373045 \times 100,000 [\text{bls}] \approx 37304.5 [\text{bls}]$$

Y así sucesivamente para los siguientes estratos. Entonces la tabla muestra los resultados:

Capa	K decreciente	h	Σh	kh	$\Sigma kh (C_j)$	R	Np-Stb
1	210	20	20	4200	4200	0.35531	35531.8202
2	190	12	32	2280	6480	0.37304	37304.4761
3	70	5	37	350	6830	0.49986	49986.6489
4	50	7	44	350	7180	0.56149	56149.5327
5	30	15	59	450	7630	0.66168	66168.2243
6	10	30	89	300	7930	0.88224	88224.2991
7	3	18	$h_t = 107$	54	$C_t = 7984$	1	100000

Con esto quedan resueltos los incisos **b** y **c** respectivamente.

d) El flujo fraccional de cada estrato @c.s

Para resolver este inciso se tiene que considerar la fórmula de flujo fraccional a condiciones de superficie que plantea Stiles en su método que es la siguiente:

$$f_w = \frac{M' \cdot C_j}{M' \cdot C_j + (C_t - C_j)}$$

Donde

$$M' = \frac{\mu_o k_{rw}}{\mu_w k_{ro}} \cdot B_o$$

Para el primer estrato, considerando $M' = 0.713236@c.s$ se tiene:

$$f_w@c.s = \frac{M' \cdot C_j}{M' \cdot C_j + (C_t - C_j)}$$

Donde

$$M' = \frac{\mu_o k_{rw}}{\mu_w k_{ro}} \cdot B_o = 0.713236@c.s$$

Entonces

$$f_{w_1}@c.s = \frac{0.713236 \cdot C_j}{0.713236 \cdot C_j + (C_t - C_j)} = \frac{0.713236 \cdot 4200}{0.713236 \cdot 4200 + (7984 - 4200)} = 0.4419$$

Para el segundo estrato:

$$f_{w_2}@c.s = \frac{0.713236 \cdot C_j}{0.713236 \cdot C_j + (C_t - C_j)} = \frac{0.713236 \cdot 6480}{0.713236 \cdot 6480 + (7984 - 6480)} = 0.7545$$

Y así sucesivamente, por lo que al final se tiene

Capa	K decreciente	h	Σh	kh	$\Sigma kh (C_j)$	Np-Stb	$f_w @ c.s$
1	210	20	20	4200	4200	35531.8202	0.4419
2	190	12	32	2280	6480	37304.4761	0.7545
3	70	5	37	350	6830	49986.6489	0.8085
4	50	7	44	350	7180	56149.5327	0.8643
5	30	15	59	450	7630	66168.2243	0.9389
6	10	30	89	300	7930	88224.2991	0.9905
7	3	18	$h_t = 107$	54	$C_t = 7984$	100000	1

Con lo que el inciso **d** queda solucionado el ejercicio.

Nomenclatura

$K \rightarrow$ Permeabilidad absoluta de la capa **i** mili Darcys [mD]

$h \rightarrow$ Espesor de la capa **i** [pies]

$\Sigma h \rightarrow$ Espesor acumulado a la capa **i** [pies]

$kh \rightarrow$ Capacidad de flujo de la capa **i** [mD-pie]

$N_p - stb \rightarrow$ Producción en barriles a condiciones estándar de la capa **i**.

5.7.3 Método de Dykstra-Parsons

Herman Dykstra y Richard L. Parsons en 1950 desarrollaron uno de los métodos más utilizados en la predicción del comportamiento de inyección de agua. Combinan consideraciones teóricas con resultados experimentales, toman en cuenta la influencia de la variación vertical de la permeabilidad.

En el método se considera al yacimiento estratificado y la recuperación de aceite se calcula en función de la razón de movilidades y la variación vertical de permeabilidad en el sistema. Este método se basa en las suposiciones siguientes:

- No hay flujo cruzado entre las capas.
- Formación estratificada horizontalmente de pozo a pozo.
- El desplazamiento es tipo pistón sin fugas
- El flujo se considera continuo, es decir, sin interrupciones (estado estable)
- Todos los estratos tienen los mismos valores de permeabilidad relativa al aceite y al agua, aun cuando pueden considerarse variables sin ninguna dificultad.
- Los fluidos son incompresibles.
- La caída de presión a través de cada estrato es la misma.
- La razón de movilidad en cada estrato es igual a uno (los fluidos se mueven igual)
- La saturación de gas en el aceite se considera nula.

Consideraciones teóricas

Se considera un sistema estratificado como se muestra en la Figura 105, en donde se aprecian los estratos acomodados de acuerdo a su permeabilidad.

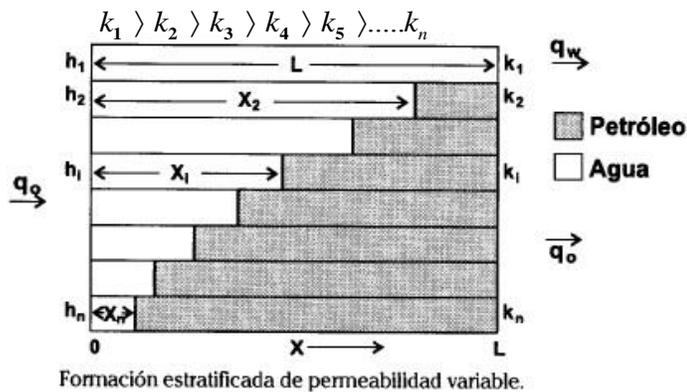


Figura 105 Diagrama de condiciones del método Dykstra-Parsons (Paris de Ferrer M. , 2001)

Las ecuaciones básicas de este método de predicción son:

- Posición adimensional del frente de invasión $\frac{x_i}{L}$
- Recuperación fraccional, por estrato C (La cantidad de agua que invade el estrato en un tiempo determinado).
- Relación Agua-aceite, WOR

El gasto de flujo antes de la ruptura a través de un sistema lineal con aceite y agua se estima mediante:

$$q_o = \frac{k \Delta p}{\frac{\mu_w}{k_{rw}} x_1 + \frac{\mu_o}{k_{ro}} (L - x_1)} \dots\dots(5-28)$$

Donde

$L \rightarrow$ Longitud entre el pozo inyector y productor. ; $x_1 \rightarrow$ Distancia recorrida por el frente del estrato.

De la definición de relación de movilidades, se tiene:

$$M_{w,o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\frac{k_{rw}}{\mu_w}}{\frac{k_{ro}}{\mu_o}} = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w}$$

Para calcular la posición del frente de invasión en cada estrato a un determinado tiempo, se aplica la Ley de Darcy para flujo lineal, se considera que las permeabilidades relativas son iguales y constantes para las capas, lo cual implica que las variaciones de saturación en cada estrato son iguales, es decir:

$$K_w = k_{rw1} = k_{rw2} ; k_{ro1} = k_{ro2} = k_{ro} \quad ; \quad \Delta S_{w1} = \Delta S_{w2} = \Delta S_w$$

La Figura 106 muestra un sistema de dos estratos, irrupción en el estrato 1 y el frente del estrato 2 a una distancia x_2 del pozo inyector.

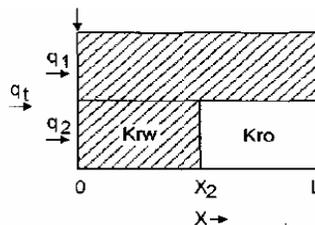


Figura 106 Esquema de la intrusión del agua en los estratos según Dykstra y Parsons. (Rios, 2014)

En la Figura 119 se muestra la invasión parcial de cada estrato, y es lo que ocurrirá en todos los estratos.

$$\frac{x_2}{L} = \frac{-M_{w,o} \pm \sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{K_2 \phi_1}{K_1 \phi_2} (1 - M_{w,o}^2)}}{(1 - M_{w,o})} \dots\dots(5-29)$$

Donde

$M_{w,o} \rightarrow$ Relación de movilidades de agua desplazando aceite.

$\frac{x_2}{L} \rightarrow$ Avance del frente de invasión en el estrato dos en relación a la longitud total.

Cuando los estratos tengan las mismas propiedades, $K_1 = K_2$ y $\phi_1 = \phi_2$, $\frac{x_2}{L}$ debe de ser 1 y esto sólo es posible cuando la raíz es positiva., por lo tanto, la ecuación general para calcular la posición del frente de invasión teniendo **n** estratos y ruptura en **m** de ellos es:

$$\frac{x_i}{L} = - \frac{M_{w,o} + \sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{K_i \phi_m}{K_m \phi_i} (1 - M_{w,o}^2)}}{(1 - M_{w,o})} \dots\dots(5-30)$$

La intrusión o recuperación fraccional, C

Para plantear la determinación de la intrusión fraccional, C, se debe observar la Figura 107 en donde se muestran dos estratos en los que se está inyectando agua y la posición de los frentes de invasión a determinado tiempo.

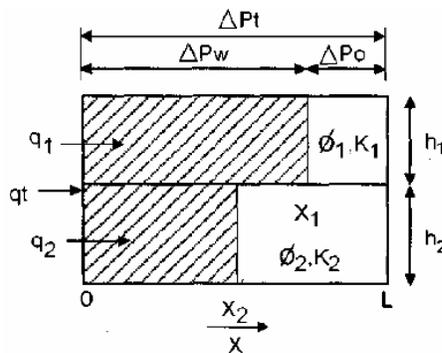


Figura 107 Dos estratos mostrando el avance de los frentes a un tiempo. (Rios, 2014)

La intrusión fraccional a un tiempo t , relaciona el área vertical invadida con el área vertical total, esto es:

$$C = \frac{\text{Área vertical invadida}}{\text{Área vertical total}} = \frac{A_{\text{Invadida}}}{A_{\text{Invadida}} + A_{\text{No invadida}}}$$

La ecuación de intrusión fraccional varía de acuerdo con:

- Irrupción en el primer estrato.
- Irrupción en **m** de **n** estratos.

Al llegar a la ruptura en el primer estrato, se tiene la situación siguiente

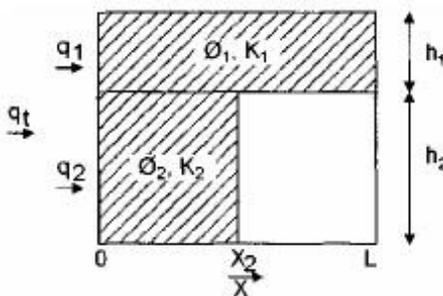


Figura 108 Situación de irrupción en primer estrato, método de Dykstra y Parsons. (Rios, 2014)

La ecuación de intrusión fraccional en el caso mostrado en la Figura 108 es:

$$C = \frac{Lh_1 + x_2h_2}{L(h_1 + h_2)} = \frac{h_1 + \left(\frac{x_2}{L}\right)h_2}{h_1 + h_2} \dots\dots(5-31)$$

Y el avance del estrato dos en relación a la longitud total es:

$$\frac{x_2}{L} = \frac{-M_{w,o}^2 + \sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{K_2\phi_1}{K_1\phi_2}(1 - M_{w,o}^2)}}{1 - M_{w,o}^2} \dots\dots(5-32)$$

Al considerar espesores iguales, es decir, $h_1 = h_2$ la ecuación se reduce a:

$$C = \frac{1 + \frac{x_2}{L}}{2} \dots\dots(5-33)$$

Al tener n estratos y cuando se produce la irrupción en el primero de ellos, la intrusión fraccional es:

$$C = \frac{h_1 + \sum_{i=2}^n h_i \frac{x_i}{L}}{\sum_{i=1}^n h_i} \dots\dots(5-34)$$

Si consideramos los espesores de estratos iguales, se puede simplificar a

$$C = \frac{1 + \sum_{i=2}^n \frac{x_i}{L}}{n} \dots\dots(5-35)$$

La irrupción en m de los n estratos

En la Figura 109 se observa la ruptura en más de un estrato, en m de los n , lo que modifica los cálculos para determinar la intrusión fraccional de cada estrato.

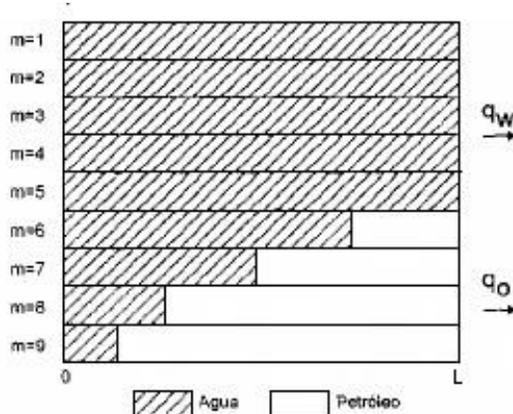


Figura 109 La intrusión fraccional cuando irrumpen m de los n estratos. (Rios, 2014)

La ecuación de la irrupción fraccional del sistema mostrado en la Figura 109 es:

$$C = \frac{\sum_{i=1}^m h_i + \sum_{i=m+1}^n h_i \frac{x_i}{L}}{\sum_{i=1}^n h_i} \dots\dots(5-36)$$

La distancia de avance en los frentes en este caso, se calcula por la expresión:

$$\frac{x_i}{L} = \frac{-M_{w,o} + \sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{\phi_m K_i}{K_m \phi_i} (1 - M_{w,o}^2)}}{1 - M_{w,o}} \dots\dots(5-37)$$

Donde

$m \rightarrow$ Último estrato donde ha ocurrido la irrupción de agua.

Al considerar espesores iguales, y que ha ocurrido la irrupción en m de n estratos se tiene:

$$C = \frac{m + \sum_{i=m+1}^n \frac{x_i}{L}}{n} \dots\dots(5-38)$$

Si se sustituye el $\frac{x_i}{L}$, que es la posición adimensional del estrato i se llega finalmente a:

$$C = \frac{m}{n} - \frac{(n-m)M_{w,o}}{n(1-M_{w,o})} + \frac{1}{n(1-M_{w,o})} \sum_{i=m+1}^n \sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{\phi_m K_i}{K_m \phi_i} (1 - M_{w,o}^2)} \dots\dots(5-39)$$

Relación Agua Aceite

Para calcular la WOR con el método de Dykstra & Parsons se debe tener en cuenta que al ordenar los estratos en orden decreciente de permeabilidad absoluta, se tiene la ruptura de los primeros estratos antes, por lo tanto no habrá WOR hasta que irrupa el primer estrato. En la Figura 110 se observa el planteamiento inicial de un yacimiento de dos estratos.

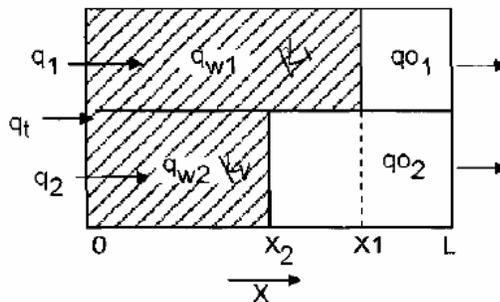


Figura 110 Diagrama para calcular la relación agua-aceite mediante el método de Dykstra y Parsons en un sistema de dos estratos durante un desplazamiento de aceite por agua. (Rios, 2014)

En la ruptura

Si se ha producido la ruptura en el estrato 1, dicho estrato sólo produce agua y el estrato 2 sólo aceite.

Si una formación está formada por **n** estratos y se ha producido la ruptura en el primero:

$$WOR@cy = \frac{q_{w1}}{\sum_{i=2}^n q_{oi}}$$

$$WOR@cy = \frac{K_1 A_1}{\sum_{i=2}^n \frac{K_i A_i}{\sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{\phi_1 K_i}{\phi_i K_1} (1 - M_{w,o}^2)}}} \dots\dots(5-40)$$

Si se ha producido la irrupción en **m** de **n** estratos:

$$WOR@cy = \frac{\sum_{i=1}^m K_i A_i}{\sum_{j=m+1}^n \frac{K_j A_j}{\sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{\phi_m K_j}{\phi_j K_m} (1 - M_{w,o}^2)}}} \dots\dots(5-41)$$

Si se considera a todos los estratos con iguales dimensiones, las áreas son iguales y la ecuación es:

$$WOR@cy = \frac{\sum_{i=j}^n K_i}{\sum_{i=m+1}^n \left[\frac{K_j}{\sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{K_j \phi_m}{K_m \phi_j} (1 - M_{w,o}^2)}} \right]} @c.y \dots\dots(5-42)$$

A condiciones de superficie habría que multiplicar por el factor de volumen del aceite y dividirlo entre el factor de volumen del agua, quedando:

$$WOR@cs = \frac{\sum_{i=j}^n K_i}{\sum_{i=m+1}^n \left[\frac{K_j}{\sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{K_j \phi_m}{K_m \phi_j} (1 - M_{w,o}^2)}} \right]} \bullet \frac{B_o}{B_w} \dots\dots(5-43)$$

Cálculo del coeficiente de variación de la permeabilidad

$$V = \frac{\sigma}{\bar{k}} = \frac{\text{Desviación estándar}}{\text{Media aritmética de permeabilidad}}$$

Se calcula por el siguiente procedimiento:

- Dividir el yacimiento en capas de igual espesor y diferentes permeabilidades absolutas.
- Ordenar las capas en orden decreciente de permeabilidad.
- Calcular en porcentaje el número total de permeabilidades que son "mayor que" cada permeabilidad en particular.
- Representar en un papel de probabilidades ($\log(k_i)$ Vs "% mayor que").
- Determinar la línea de tendencia a través de los puntos.
- Calcular las permeabilidades correspondientes al 50% y al 84.1% de las muestras.

Calcular V por la ecuación

$$V = \frac{K_{50\%} - K_{84.1\%}}{K_{50\%}}$$

En la Figura 111 se resumen los cálculos para la determinación de los puntos a graficar para obtener el coeficiente V.

Capa	K	"% mayor que"
1	K_1	$(0/n) 100 = (0/n)\%$
2	K_2	$(1/n) 100 = (1/n)\%$
3	K_3	$(2/n) 100 = (2/n)\%$
i	K_i	$(((i-1)/n)/n) 100 = [(i-1)/n]\%$
n	K_n	$[(n-1)/n] 100 = [(n-1)/n]\%$

Figura 111 Tabla para estimar puntos "% mayor que" en el método de Dykstra y Parsons. (Rios, 2014)

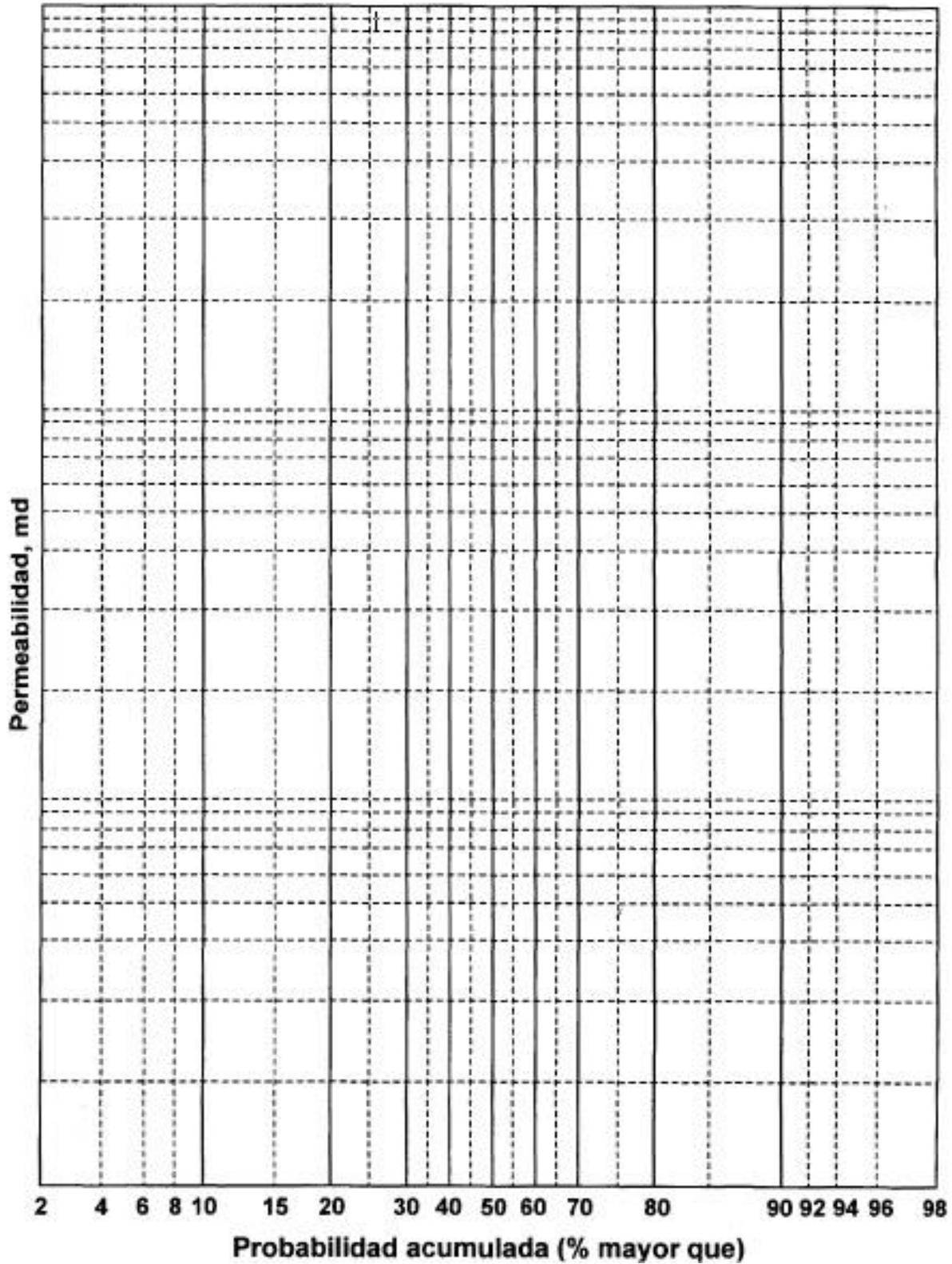


Figura 112 Hoja semilogarítmica para determinar el coeficiente de variación de Dykstra-Parsons. (Paris de Ferrer M. , 2001)

Dykstra y Parsons relacionaron las ecuaciones de intrusión fraccional, WOR y el concepto V que desarrollaron en unos gráficos (Figuras 113, 114, 115 y 116) que muestran la relación del coeficiente de variación V en función de la intrusión fraccional y la relación de movilidades a WOR (1, 5, 25 y 100).

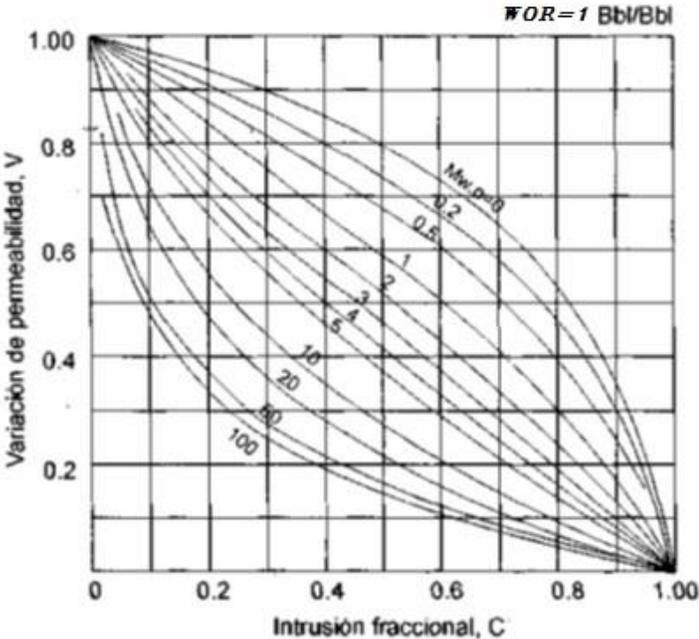


Figura 113 Intrusión fraccional para una WOR=1 en el método Dykstra-Parsons.

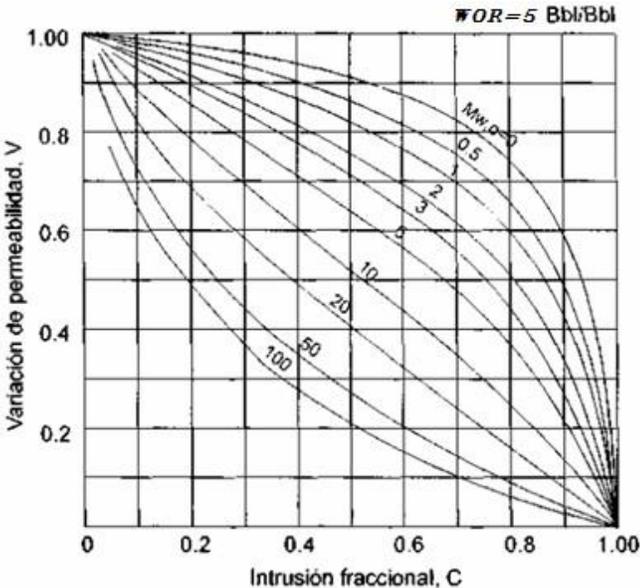


Figura 114 Intrusión fraccional para una WOR=5 en el método Dykstra-Parsons.

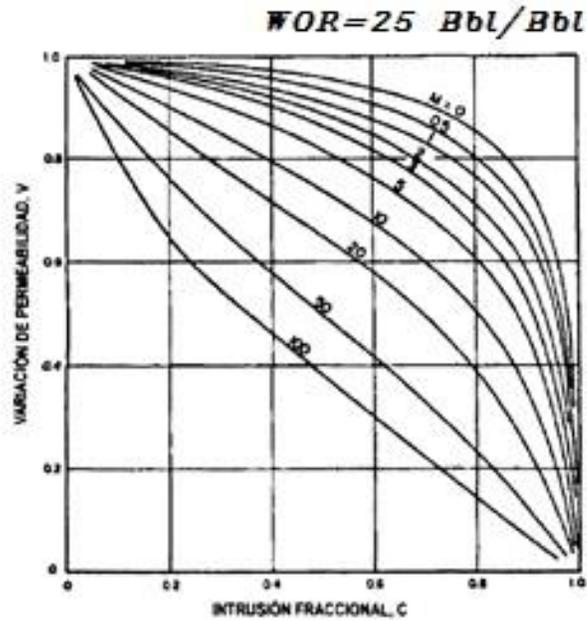


Figura 115 Intrusión fraccional para una WOR=25 en el método Dykstra-Parsons.

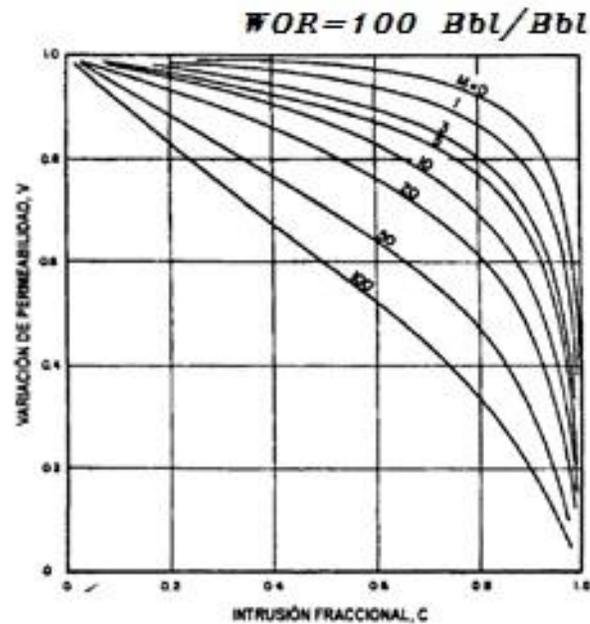


Figura 116 Intrusión fraccional para una WOR=100 en el método Dykstra-Parsons.

Dykstra y Parsons combinaron la ecuación que relaciona WOR con la intrusión fraccional (C) utilizando el coeficiente de variación de la permeabilidad (V) y la relación de movilidades M. Con estos valores elaboraron el gráfico:

$$R(1 - S_w WOR^{-0.2}) \text{ Vs. } \text{Log}(1 - C)$$

La Figura 117 muestra el gráfico del módulo de recuperación que determinaron Dykstra y Parsons.

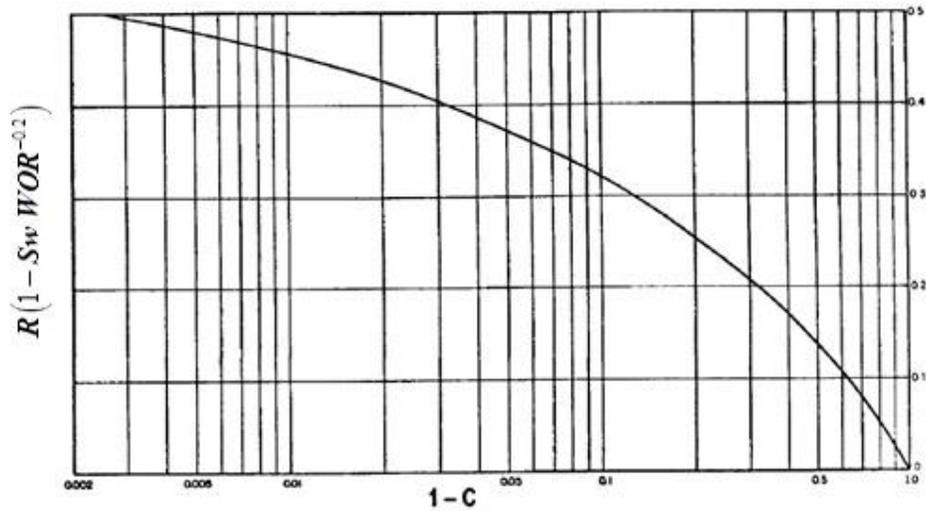


Figura 117 Gráfica para cálculo de recuperación usando Dykstra & Parsons. (Rios, 2014)

Entonces los pasos a seguir para la predicción mediante el método de Dykstra y Parsons son:

Calcular el coeficiente de variación de permeabilidad V .

Calcular la razón de Movilidades M .

Determinar la eficiencia de barrido areal E_A

Calcular el volumen teórico de aceite a recuperar:

$$N_p = \frac{V_p (S_{oi} - S_{or}) E_A}{B_o}$$

Calcular la intrusión fraccional C, para valores de WOR (1, 5, 25 y 100).

Calcular el aceite producido para cada valor de C a partir de la ecuación:

$$(N_p - C) N_{pr} \dots \dots \dots (5-44)$$

Representar gráficamente (WOR Vs N_p) para calcular por integración gráfica el agua producida, W_p

Calcular el agua inyectada.

• Si existe gas, la ecuación es:

$$W_i = (W_p + N_p) x (B_o + W_{ll}) \dots \dots \dots (5-45)$$

- Como no se considera gas, la ecuación es:

$$W_i = W_p + (N_p B_o) \dots\dots\dots (5-46)$$

La cantidad de agua necesaria para que ocurra el llene se denota por W_{ll} Y se calcula como:

$$W_{ll} = VP(S_{gi} - S_{gc}) \dots\dots\dots (5-47)$$

Para realizar la predicción mediante los datos experimentales obtenidos por Dykstra y Parsons; el procedimiento es similar al anterior sólo que el aceite recuperado se obtiene multiplicando el aceite en la zona invadida por el valor de R obtenido para cada C correspondiente a determinada RGA.

$$N_p = \frac{VP \times S_{oi} \times E_A \times R}{B_o} \dots\dots\dots (5-48)$$

La extensión del trabajo de Dykstra-Parsons por Carl E. Johnson Jr.

Herman Dykstra y Richard L. Parsons desarrollaron su método en 1950 y es ampliamente usado.

Su método es semi-empírico y correlaciona cuatro variables fundamentales: (Johnson Jr, 1956)

- Coeficiente de la variación vertical de la permeabilidad (V)
- La relación de movilidades "M" ó "α"
- La saturación inicial de agua S_{wi}
- La recuperación fraccional (Factor de recuperación) R

Todos dados a una relación agua-aceite dada (WOR). La correlación puede ser aplicada para todas las formaciones con una saturación inicial de 45% o más.

La relación entre las cuatro variables del método de Dykstra y Parsons a una WOR dada pueden ser representados mediante la gráfica de (V Vs M)

$$R(1 - S_w WOR^{-0.2}) \dots\dots\dots (5-49)$$

Donde

R → Recuperación fraccional. ; V → Coeficiente de la variación de la permeabilidad

S_w → Saturación de agua. ; M → Relación de movilidades.

WOR → Relación agua-aceite.

El método consiste en unas gráficas de la relación agua-aceite que se tiene en superficie, donde en el eje de las ordenadas se tiene el coeficiente de variación de la permeabilidad (V) y en las abscisas la relación de movilidades. Las Figuras 118, 119, 120 y 121 muestran las curvas para diferente WOR.

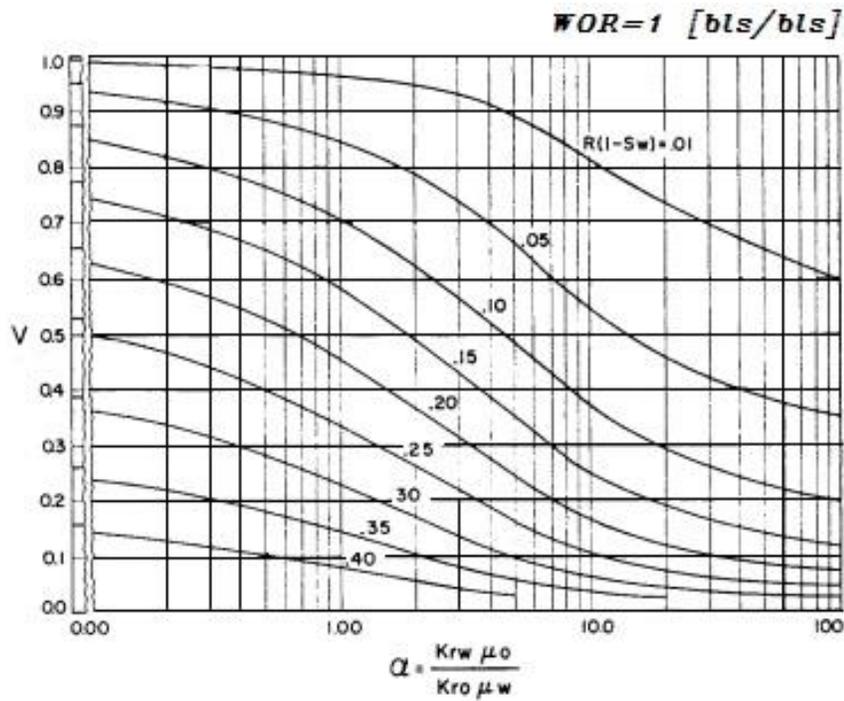


Figura 118 Variación de permeabilidad y relación de movilidades a $R(1-S_w)$ constante para $WOR=1$. (Johnson Jr, 1956)

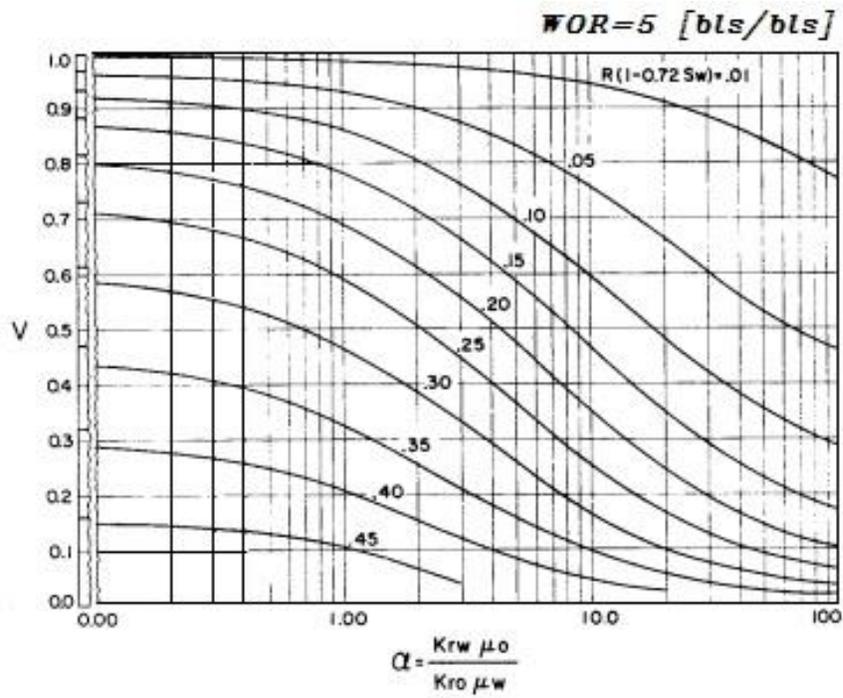


Figura 119 Variación de permeabilidad y relación de movilidades a $R(1-0.72S_w)$ constante para $WOR=5$. (Johnson Jr, 1956)

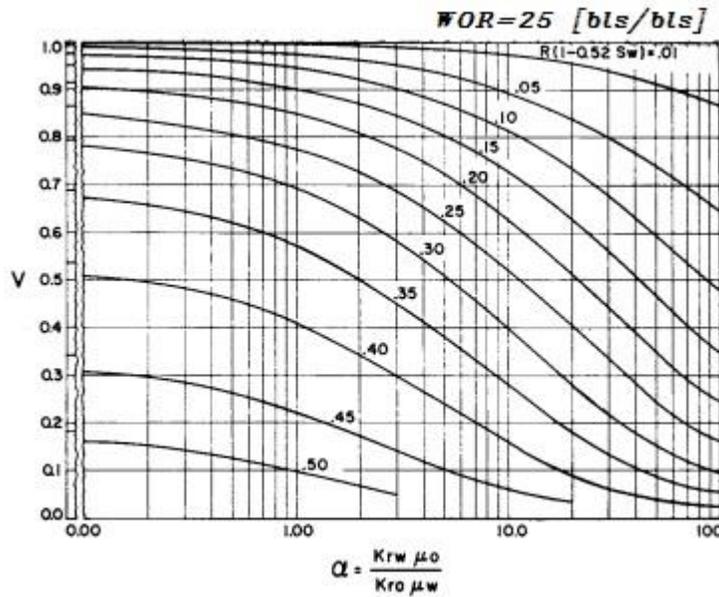


Figura 120 Variación de permeabilidad y relación de movilidades a $R(1-0.52S_w)$ constante para $WOR=25$. (Johnson Jr, 1956)

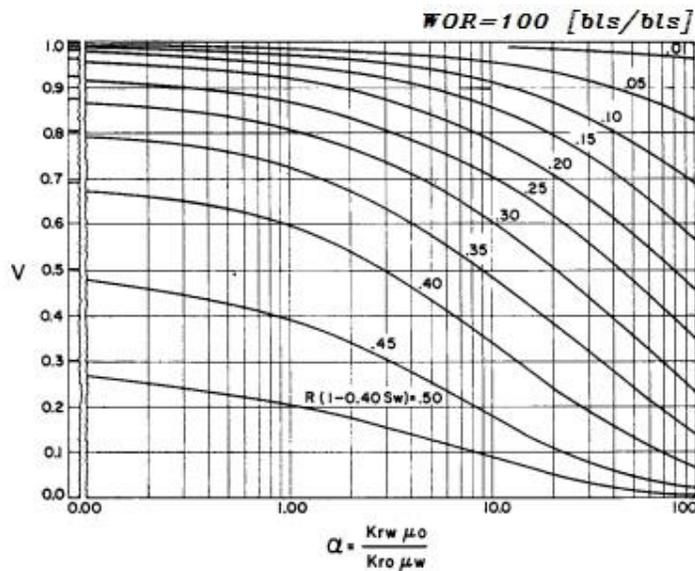


Figura 121 Variación de permeabilidad y relación de movilidades a $R(1-0.40S_w)$ constante a $WOR=100$. (Johnson Jr, 1956)

El procedimiento es sencillo:

1. Determinar el coeficiente de variación (V) y la razón de movilidades (M).
2. Si el WOR al que se quiere determinar la recuperación no coincide con las gráficas, se obtienen los valores extremos de WOR y R en las gráficas, se interpola y obtiene el valor de R buscado.

3. Se sustituye el valor en la ecuación; $N_p = \frac{A_{yac} h \phi S_{oi} "R"}{B_o}$ B_o es al WOR solicitado (laboratorio).

5.7.4 Ejemplo de cálculo para Dykstra-Parsons

Problema I

Se tiene un yacimiento compuesto de 10 estratos con las características que se muestran en la tabla.

Propiedad	Valor	Unidades
S_{wi}	0.29	[fracción]
S_{oi}	0.71	[fracción]
ϕ	0.25	[fracción]
Área de inyección	10	[Acres]
μ_w	0.9	[cP]
μ_o	1.6	[cP]
S_{or}	0.28	[fracción]
B_o	1.12	$bls@cy/bls@cs$
B_w	1.05	$bls@cy/bls@cs$
Q_i	200	[BPD]
$K_{rw}@S_{or}$	0.4	[Darcys]
$K_{ro}@S_{wi}$	0.92	[Darcys]

Estrato	Superior [pies]	Inferior [pies]	Espesor h_j [pies]	K_{abs} [mD]
1	3280	3282	2	2
2	3282	3284	2	40
3	3284	3286	2	45
4	3286	3288	2	120
5	3288	3290	2	80
6	3290	3292	2	145
7	3292	3294	2	110
8	3294	3296	2	74
9	3296	3298	2	42
10	3298	3300	2	5

Obtener:

1. Obtener la intrusión fraccional C_j
2. Obtener el N_{pj} , es decir, el aceite que se ha recuperado de cada estrato a su irrupción
3. Los WOR's o RAP's al momento de la irrupción de cada estrato
4. Obtener los flujos fraccionales al momento de la irrupción de cada estrato

Solución:

1. Ordenar los estratos de manera descendente en función de la permeabilidad.

Estrato	K_j [mD]
1	145
2	120
3	110
4	80
5	74
6	45
7	42
8	40
9	5
10	2

Ahora se calcula el factor de recuperación al momento de la irrupción para cada estrato, considerando la siguiente ecuación para realizar el cálculo debido a que la porosidad se asume igual para todas las capas:

$$C_j = \frac{nM - J - \sum_{i=J+1}^n \sqrt{M^2 + \frac{K_j}{K_i}(1-M^2)}}{n(M-1)}$$

Donde

M, se considera como la razón de movilidades, y se calcula de la siguiente manera:

$$M_{w,o} = \frac{(k_{rw} / \mu_w)}{(k_{ro} / \mu_o)} = \frac{k_{rw}\mu_o}{k_{ro}\mu_w}$$

Sustituyendo valores:

$$M_{w,o} = \frac{400 \times 1.6}{920 \times 0.9} = 0.7729$$

Después se calcula la relación de permeabilidades $\frac{k_j}{k_i}$

PARA $i= 1$, considerando $k_i = 145[mD]$

$$\frac{K_2}{K_i} = \frac{120}{145} = 0.8276 ; \frac{K_3}{K_i} = \frac{110}{145} = 0.7586 ; \frac{K_4}{K_i} = \frac{80}{145} = 0.5517 ; \frac{K_5}{K_i} = \frac{74}{145} = 0.5103$$

$$\frac{K_6}{K_i} = \frac{45}{145} = 0.3103 ; \frac{K_7}{K_i} = \frac{42}{145} = 0.2897 ; \frac{K_8}{K_i} = \frac{40}{145} = 0.2759 ; \frac{K_9}{K_i} = \frac{5}{145} = 0.0345$$

$$\frac{K_{10}}{K_i} = \frac{2}{145} = 0.0138$$

PARA $i= 2$, considerando $k_i = 120[mD]$

$$\frac{K_3}{K_i} = \frac{110}{120} = 0.9167 ; \frac{K_4}{K_i} = \frac{80}{120} = 0.6667 ; \frac{K_5}{K_i} = \frac{74}{120} = 0.6167 ; \frac{K_6}{K_i} = \frac{45}{120} = 0.3750$$

$$\frac{K_7}{K_i} = \frac{42}{120} = 0.3500 ; \frac{K_8}{K_i} = \frac{40}{120} = 0.3333 ; \frac{K_9}{K_i} = \frac{5}{120} = 0.0417 ; \frac{K_{10}}{K_i} = \frac{2}{120} = 0.0167$$

PARA $i= 3$, considerando $k_i = 110[mD]$

$$\frac{K_4}{K_i} = \frac{80}{110} = 0.7273 ; \frac{K_5}{K_i} = \frac{74}{110} = 0.6727 ; \frac{K_6}{K_i} = \frac{45}{110} = 0.4091 ; \frac{K_7}{K_i} = \frac{42}{110} = 0.3818$$

$$\frac{K_8}{K_i} = \frac{40}{110} = 0.3636 ; \frac{K_9}{K_i} = \frac{5}{110} = 0.0455 ; \frac{K_{10}}{K_i} = \frac{2}{110} = 0.0182$$

PARA $i= 4$, considerando $k_i = 80[mD]$

$$\frac{K_5}{K_i} = \frac{74}{80} = 0.9250 ; \frac{K_6}{K_i} = \frac{45}{80} = 0.5625 ; \frac{K_7}{K_i} = \frac{42}{80} = 0.5250 ; \frac{K_8}{K_i} = \frac{40}{80} = 0.5000$$

$$\frac{K_9}{K_i} = \frac{5}{80} = 0.0625 ; \frac{K_{10}}{K_i} = \frac{2}{80} = 0.0250$$

PARA $i= 5$, considerando $k_i = 74[mD]$

$$\frac{K_6}{K_i} = \frac{45}{74} = 0.6081 ; \frac{K_7}{K_i} = \frac{42}{74} = 0.5676 ; \frac{K_8}{K_i} = \frac{40}{74} = 0.5405 ; \frac{K_9}{K_i} = \frac{5}{74} = 0.0676 ; \frac{K_{10}}{K_i} = \frac{2}{74} = 0.0270$$

PARA $i=6$, considerando $k_i = 45[mD]$

$$\frac{K_7}{K_i} = \frac{42}{45} = 0.9333 ; \frac{K_8}{K_i} = \frac{40}{45} = 0.8889 ; \frac{K_9}{K_i} = \frac{5}{45} = 0.1111 ; \frac{K_{10}}{K_i} = \frac{2}{45} = 0.0444$$

PARA $i=7$, considerando $k_i = 42[mD]$

$$\frac{K_8}{K_i} = \frac{40}{42} = 0.9524 ; \frac{K_9}{K_i} = \frac{5}{42} = 0.1190 ; \frac{K_{10}}{K_i} = \frac{2}{42} = 0.0476$$

PARA $i=8$, considerando $k_i = 40[mD]$

$$\frac{K_9}{K_i} = \frac{5}{40} = 0.1250 ; \frac{K_{10}}{K_i} = \frac{2}{40} = 0.0500$$

PARA $i=9$, considerando $k_i = 5[mD]$

$$\frac{K_{10}}{K_i} = \frac{2}{5} = 0.4000$$

Resultados:

	i=1	i=2	i=3	i=4	i=5	i=6	i=7	i=8	i=9	i=10
K_2 / K_i	0.8276									
K_3 / K_i	0.7586	0.9167								
K_4 / K_i	0.5517	0.6667	0.7273							
K_5 / K_i	0.5103	0.6167	0.6727	0.9250						
K_6 / K_i	0.3103	0.3750	0.4091	0.5625	0.6081					
K_7 / K_i	0.2897	0.3500	0.3818	0.5250	0.5676	0.9333				
K_8 / K_i	0.2759	0.3333	0.3636	0.5000	0.5405	0.8889	0.9524			
K_9 / K_i	0.0345	0.0417	0.0455	0.0625	0.0676	0.1111	0.1190	0.1250		
K_{10} / K_i	0.0138	0.0167	0.0182	0.0250	0.0270	0.0444	0.0476	0.0500	0.4000	

*La zona azul indica el avance que se va teniendo en cuanto a la irrupción de cada estrato.

A continuación se efectúa el cálculo de la raíz que se encuentra en el numerador de la ecuación (1):

$$\sqrt{M^2 + \frac{K_i}{K_r}(1-M^2)}$$

Para i= 1:

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.8276(1-(0.7729)^2)} = 0.9647 ; \sqrt{0.7729^2 + 0.7586(1-(0.7729)^2)} = 0.9502$$

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.5517(1-(0.7729)^2)} = 0.9053 ; \sqrt{0.7729^2 + 0.5103(1-(0.7729)^2)} = 0.8960$$

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.3103(1-(0.7729)^2)} = 0.8499 ; \sqrt{0.7729^2 + 0.2897(1-(0.7729)^2)} = 0.8450$$

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.2759(1-(0.7729)^2)} = 0.8417 ; \sqrt{0.7729^2 + 0.0345(1-(0.7729)^2)} = 0.7819$$

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.0138(1-(0.7729)^2)} = 0.7765$$

Para i= 2:

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.9167(1-(0.7729)^2)} = 0.9831 ; \sqrt{0.7729^2 + 0.6667(1-(0.7729)^2)} = 0.9305$$

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.6167(1-(0.7729)^2)} = 0.9196 ; \sqrt{0.7729^2 + 0.3750(1-(0.7729)^2)} = 0.8651$$

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.3500(1-(0.7729)^2)} = 0.8593 ; \sqrt{0.7729^2 + 0.3333(1-(0.7729)^2)} = 0.8554$$

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.0417(1-(0.7729)^2)} = 0.7837 ; \sqrt{0.7729^2 + 0.0167(1-(0.7729)^2)} = 0.7773$$

Para i= 3:

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.7273(1-(0.7729)^2)} = 0.9435 ; \sqrt{0.7729^2 + 0.6727(1-(0.7729)^2)} = 0.9318$$

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.4091(1-(0.7729)^2)} = 0.8730 ; \sqrt{0.7729^2 + 0.3818(1-(0.7729)^2)} = 0.8667$$

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.3636(1-(0.7729)^2)} = 0.8625 ; \sqrt{0.7729^2 + 0.0455(1-(0.7729)^2)} = 0.7847$$

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.0182(1-(0.7729)^2)} = 0.7777$$

Para i= 4:

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.9250(1 - (0.7729)^2)} = 0.9848 ; \sqrt{0.7729^2 + 0.5625(1 - (0.7729)^2)} = 0.9077$$

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.5250(1 - (0.7729)^2)} = 0.8993 ; \sqrt{0.7729^2 + 0.5000(1 - (0.7729)^2)} = 0.8937$$

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.0625(1 - (0.7729)^2)} = 0.7891 ; \sqrt{0.7729^2 + 0.0250(1 - (0.7729)^2)} = 0.7794$$

Para i= 5:

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.6081(1 - (0.7729)^2)} = 0.9177 ; \sqrt{0.7729^2 + 0.5676(1 - (0.7729)^2)} = 0.9088$$

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.5405(1 - (0.7729)^2)} = 0.9028 ; \sqrt{0.7729^2 + 0.0676(1 - (0.7729)^2)} = 0.7903$$

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.0270(1 - (0.7729)^2)} = 0.7800$$

Para i= 6:

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.9333(1 - (0.7729)^2)} = 0.9865 ; \sqrt{0.7729^2 + 0.8889(1 - (0.7729)^2)} = 0.9774$$

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.1111(1 - (0.7729)^2)} = 0.8014 ; \sqrt{0.7729^2 + 0.0444(1 - (0.7729)^2)} = 0.7844$$

Para i= 7:

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.9524(1 - (0.7729)^2)} = 0.9904 ; \sqrt{0.7729^2 + 0.1190(1 - (0.7729)^2)} = 0.8033$$

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.0476(1 - (0.7729)^2)} = 0.7852$$

Para i= 8:

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.1250(1 - (0.7729)^2)} = 0.8048 ; \sqrt{0.7729^2 + 0.0500(1 - (0.7729)^2)} = 0.7859$$

Para i= 9:

$$\sqrt{0.7729^2 + 0.4000(1 - (0.7729)^2)} = 0.8709$$

Tabulando los valores y obteniendo la suma total de cada uno, se tiene:

	i=1	i=2	i=3	i=4	i=5	i=6	i=7	i=8	i=9	i=10
K_2 / K_i	0.9647									
K_3 / K_i	0.9502	0.9831								
K_4 / K_i	0.9053	0.9305	0.9435							
K_5 / K_i	0.8960	0.9196	0.9318	0.9848						
K_6 / K_i	0.8499	0.8651	0.8730	0.9077	0.9177					
K_7 / K_i	0.8450	0.8593	0.8667	0.8993	0.9088	0.9865				
K_8 / K_i	0.8417	0.8554	0.8625	0.8937	0.9028	0.9774	0.9904			
K_9 / K_i	0.7819	0.7837	0.7847	0.7891	0.7903	0.8014	0.8033	0.8048		
K_{10} / K_i	0.7765	0.7773	0.7777	0.7794	0.7800	0.7844	0.7852	0.7859	0.8709	
Total	7.8112	6.9739	6.0398	5.2540	4.2996	3.5497	2.5790	1.5907	0.8709	0.0000

Finalmente con todos los datos requeridos, se calcula el factor de recuperación para cada estrato al momento de la irrupción en cada uno de ellos aplicando toda la ecuación (1):

$$C_1 = \frac{10(0.7729) - 1 - 7.8112}{10(0.7729 - 1)} = 0.48 ; \quad C_6 = \frac{10(0.7729) - 6 - 3.5497}{10(0.7729 - 1)} = 0.80$$

$$C_2 = \frac{10(0.7729) - 2 - 6.9739}{10(0.7729 - 1)} = 0.55 ; \quad C_7 = \frac{10(0.7729) - 7 - 2.5790}{10(0.7729 - 1)} = 0.81$$

$$C_3 = \frac{10(0.7729) - 3 - 6.0398}{10(0.7729 - 1)} = 0.58 ; \quad C_8 = \frac{10(0.7729) - 8 - 1.5907}{10(0.7729 - 1)} = 0.82$$

$$C_4 = \frac{10(0.7729) - 4 - 5.2540}{10(0.7729 - 1)} = 0.67 ; \quad C_9 = \frac{10(0.7729) - 9 - 0.8709}{10(0.7729 - 1)} = 0.94$$

$$C_5 = \frac{10(0.7729) - 5 - 4.2996}{10(0.7729 - 1)} = 0.69 ; \quad C_{10} = \frac{10(0.7729) - 10 - 0}{10(0.7729 - 1)} = 1.00$$

Por lo tanto, el factor de recuperación para cada una de las capas quedara de la siguiente forma:

Capa	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
C_j	0.48	0.55	0.58	0.67	0.69	0.80	0.81	0.82	0.94	1.00

Para calcular Np_j al momento de la irrupción de cada estrato, se utiliza la siguiente ecuación:

$$C_j = Np_j / Np_{TOTAL}$$

Despejando a Np_j :

$$Np_j = C_j \cdot Np_{TOTAL}$$

Recordando que Np_{TOTAL} se calcula de la siguiente forma:

$$Np_{TOTAL} = \frac{(7758)(10)(20)(0.25)(0.71 - 0.28)(0.72)}{1.12} = 107,226.64 [bls] @cs$$

Obteniendo Np_j para cada estrato:

$$Np_1 = (0.48)(107,226.64) = 51,087.215 \quad ; \quad Np_6 = (0.80)(107,226.64) = 85,959.344$$

$$Np_2 = (0.55)(107,226.64) = 58,769.229 \quad ; \quad Np_7 = (0.81)(107,226.64) = 87,343.220$$

$$Np_3 = (0.58)(107,226.64) = 61,881.689 \quad ; \quad Np_8 = (0.82)(107,226.64) = 87,897.221$$

$$Np_4 = (0.67)(107,226.64) = 71,996.138 \quad ; \quad Np_9 = (0.94)(107,226.64) = 101,129.89$$

$$Np_5 = (0.69)(107,226.64) = 74,151.753 \quad ; \quad Np_{10} = (1.00)(107,226.64) = 107,226.64$$

Se puede entonces calcular las WOR para cada estrato al momento de la irrupción:

$$\sum K_1 = 145$$

$$\sum K_2 = 145 + 120 = 265$$

$$\sum K_3 = 145 + 120 + 110 = 375$$

$$\sum K_4 = 145 + 120 + 110 + 80 = 455$$

$$\sum K_5 = 145 + 120 + 110 + 80 + 74 = 529$$

$$\sum K_6 = 145 + 120 + 110 + 80 + 74 + 45 = 574$$

$$\sum K_7 = 145 + 120 + 110 + 80 + 74 + 45 + 42 = 616$$

$$\sum K_8 = 145 + 120 + 110 + 80 + 74 + 45 + 42 + 40 = 656$$

$$\sum K_9 = 145 + 120 + 110 + 80 + 74 + 45 + 42 + 40 + 5 = 661$$

$$\sum K_{10} = 145 + 120 + 110 + 80 + 74 + 45 + 42 + 40 + 5 + 2 = 663$$

Ahora se realiza el cociente de la ecuación para el cálculo de WOR:

Para i=1:

$$\frac{120}{0.9647} + \frac{110}{0.9502} + \frac{80}{0.9053} + \frac{74}{0.8960} + \frac{45}{0.8499} + \frac{42}{0.8450} + \frac{40}{0.8417} + \frac{5}{0.7819} + \frac{2}{0.7765} = 570.259052$$

Para i=2:

$$\frac{110}{0.9831} + \frac{80}{0.9305} + \frac{74}{0.9196} + \frac{45}{0.8651} + \frac{42}{0.8593} + \frac{40}{0.8554} + \frac{5}{0.7837} + \frac{2}{0.7773} = 434.950323$$

Para i=3:

$$\frac{80}{0.9435} + \frac{74}{0.9318} + \frac{45}{0.8730} + \frac{42}{0.8667} + \frac{40}{0.8625} + \frac{5}{0.7847} + \frac{2}{0.7777} = 319.535345$$

Para i=4:

$$\frac{74}{0.9848} + \frac{45}{0.9077} + \frac{42}{0.8993} + \frac{40}{0.8937} + \frac{5}{0.7891} + \frac{2}{0.7794} = 225.081381$$

Para i=5:

$$\frac{45}{0.9177} + \frac{42}{0.9088} + \frac{40}{0.9028} + \frac{5}{0.7903} + \frac{2}{0.7800} = 148.44558$$

Para i=6:

$$\frac{42}{0.9865} + \frac{40}{0.9774} + \frac{5}{0.8014} + \frac{2}{0.7844} = 92.2899265$$

Para i=7:

$$\frac{40}{0.9904} + \frac{5}{0.8033} + \frac{2}{0.7852} = 49.159892$$

Para i=8:

$$\frac{5}{0.8048} + \frac{2}{0.7859} = 8.75740728$$

Para i=9:

$$\frac{2}{0.0.8709} = 2.2964729$$

$\sum K_i @ c.s.$	570.25	434.95	319.5	225.08	148.44	92.28	49.15	8.75	2.296	0
$\left(\frac{Bo}{Bw}\right)(\sum K_i @ c.y)$	154.66	282.66	400	485.33	564.26	612.26	657.06	699.73	705.06	707.2

El WOR para cada estrato se obtiene de la siguiente manera:

$WOR_1 = 154.66 / 570.25 = 0.27122177$	$WOR_6 = 612.26 / 92.280 = 6.63416572$
$WOR_2 = 282.66 / 434.95 = 0.64988265$	$WOR_7 = 657.06 / 49.150 = 13.3659095$
$WOR_3 = 400.00 / 319.53 = 1.25181770$	$WOR_8 = 699.73 / 8.7500 = 79.9018831$
$WOR_4 = 485.33 / 225.08 = 2.15625714$	$WOR_9 = 705.06 / 2.2960 = 307.021540$
$WOR_5 = 564.26 / 148.44 = 3.80116860$	$WOR_{10} = 707.2 / 0.0000 = \infty$

Estrato	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
WOR	0.2712	0.6499	1.2518	2.1563	3.8012	6.6342	13.3659	79.9019	307.0215	∞

Por último se calcula el flujo fraccional para cada capa, con la siguiente ecuación:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{1}{WOR}}$$

Sustituyendo:

$$f_{w1} = \frac{1}{1 + \frac{1}{0.2712}} = 0.2133 \quad ; \quad f_{w2} = \frac{1}{1 + \frac{1}{0.6498}} = 0.3938 \quad ; \quad f_{w3} = \frac{1}{1 + \frac{1}{1.2518}} = 0.5559$$

$$f_{w4} = \frac{1}{1 + \frac{1}{2.1562}} = 0.6831 \quad ; \quad f_{w5} = \frac{1}{1 + \frac{1}{3.8011}} = 0.7917 \quad ; \quad f_{w6} = \frac{1}{1 + \frac{1}{6.6341}} = 0.8690$$

$$f_{w7} = \frac{1}{1 + \frac{1}{13.365}} = 0.9303 \quad ; \quad f_{w8} = \frac{1}{1 + \frac{1}{79.901}} = 0.9876 \quad ; \quad f_{w9} = \frac{1}{1 + \frac{1}{307.02}} = 0.9967$$

$$f_{w10} = \frac{1}{1 + \frac{1}{\infty}} = 1.000$$

Estrato	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
f_w	0.2133	0.3938	0.5559	0.6831	0.7917	0.8690	0.9303	0.9876	0.9967	1.00

6. Recuperación Mejorada

6.1 Definición y clasificación de Enhanced Oil Recovery (EOR)

La recuperación mejorada es la inyección de sustancias que pueden o no estar presentes en el yacimiento pero se inyectan a condiciones específicas con el fin de alterar las propiedades de los fluidos contenidos, o bien, modifican las interacciones de los fluidos con la roca que los almacena, es decir, el sistema roca-fluidos, todo con el fin de elevar el factor de recuperación.

La recuperación mejorada o EOR, se considera como perteneciente a la recuperación avanzada (IOR) e implica una reducción en la saturación de aceite por debajo de la saturación residual. La elección del método empleado y la recuperación esperada depende de muchas consideraciones, tanto económicas como tecnológicas. La movilización del aceite residual está influenciada por dos grandes factores, el número capilar (N_{ca}) y la relación de movilidades (M). (Thomas, 2007)

En 1992 (Figura 122) se publicó un esquema que clasifica los mecanismos de recuperación de aceite en donde se muestra SAP (Sistemas artificiales de producción) como perteneciente, a comportamiento primario, esto está mal, puesto que los sistemas artificiales de producción pueden aplicarse en cualquier momento, ya sea recuperación primaria, secundaria o mejorada.

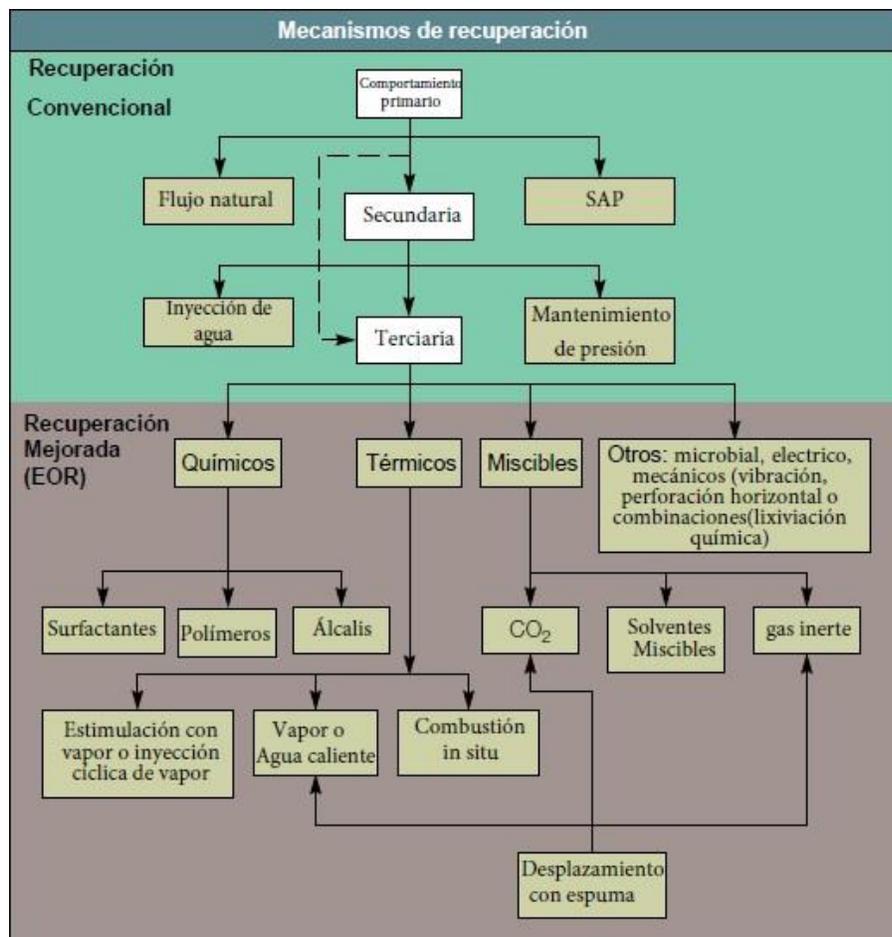


Figura 122 La clasificación de los mecanismos de recuperación. Adaptada de (Lake, Schmidt, & Venuto, Enero 1992).

Thomas S. en un artículo que publicó en la revista "Oil & Gas Science And Technology" en 2008 estableció que:

La recuperación mejorada se divide de manera general en dos grandes categorías que son métodos térmicos y no térmicos, cada una de estas puede ser dividida en diferentes procesos. Esto se muestra en la Figura 123 que es la clasificación presentada por Thomas.

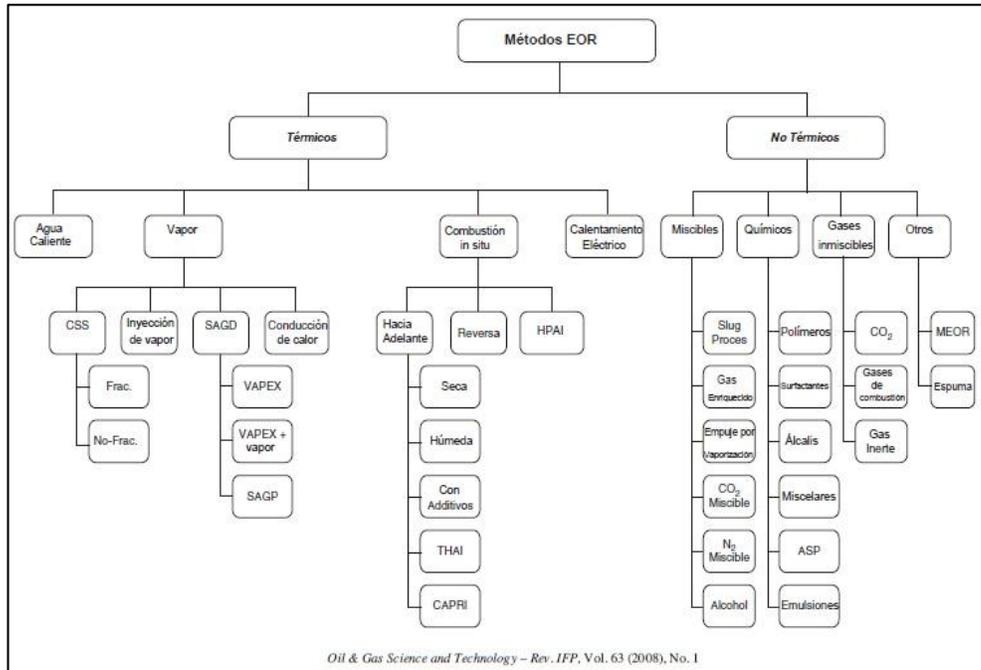


Figura 123 Clasificación de Recuperación Mejorada según Thomas S. (Thomas, 2007)

Al combinarse las clasificaciones anteriores y organizando de manera sencilla, se puede realizar una clasificación más adecuada, tomando en consideración los aciertos de Thomas, Lake, Schmidt, Venuto y otros, llegando a lo expresado en la Figura 124 que realizó personal de PEMEX, la clasificación incluye los mecanismos de recuperación por comportamiento primario.

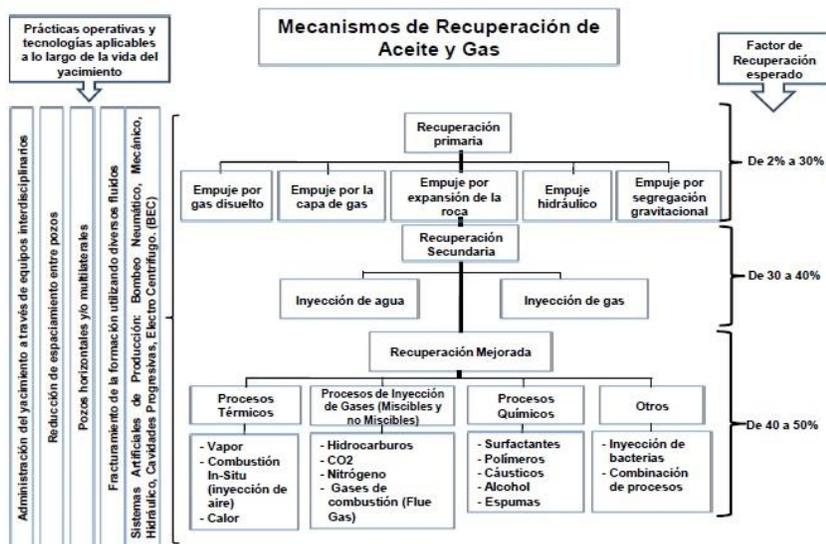


Figura 124 Mecanismos de recuperación. (PEMEX, 2013)

Como se puede observar, la clasificación de la recuperación mejorada puede ser muy extensa como en el caso de (Thomas, 2007), o puede ser muy compacta como la de (Lake, Schmidt, & Venuto, Enero 1992). Pero lo importante a destacar es que se debe saber distinguir a qué procesos pertenecen las diferentes tecnologías de aplicación y en qué consisten básicamente. Es importante mencionar que los sistemas artificiales de producción son independientes y pueden ser aplicados en cualquier momento, así como la administración exhaustiva del yacimiento perteneciente a la recuperación avanzada, etc.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) en su artículo de “El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR” publica una propuesta de clasificación para IOR-EOR, esta clasificación deja en claro el aspecto de los sistemas artificiales de producción, ya que en otros esquemas se incluyen erróneamente como específicos de una etapa de explotación, esto se muestra en la Figura 125.

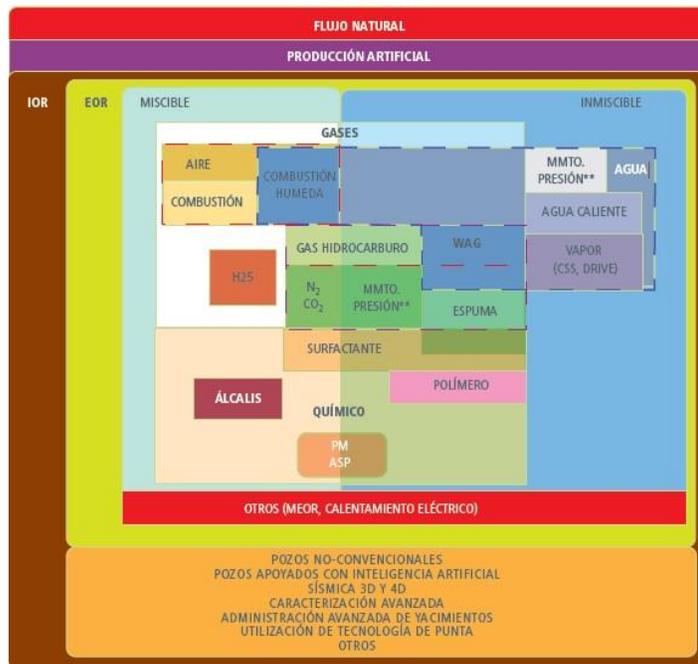


Figura 125 Clasificación de Mecanismos de producción propuesta por (CNH). (CNH, 2012)

También se presenta una novedosa clasificación de los métodos de recuperación secundaria y mejorada (Figura 139), donde se clasifican la mayoría de los métodos actuales en cinco categorías que son: Según (Aladasani & Bai, 2010)

- Basados en gas
- Basados en agua
- Basados en calor
- Otros
- Combinaciones

El cambio principal es el reemplazo de “métodos químicos” y nombrarlo “basados en agua” debido a la inclusión de dos tecnologías de aplicación que son:

- Inyección de agua de baja salinidad
- Alteración de la mojabilidad

Aceite Pesado
Yacimientos de carbonatos
Yacimientos de aceite pesado & Carbonatos

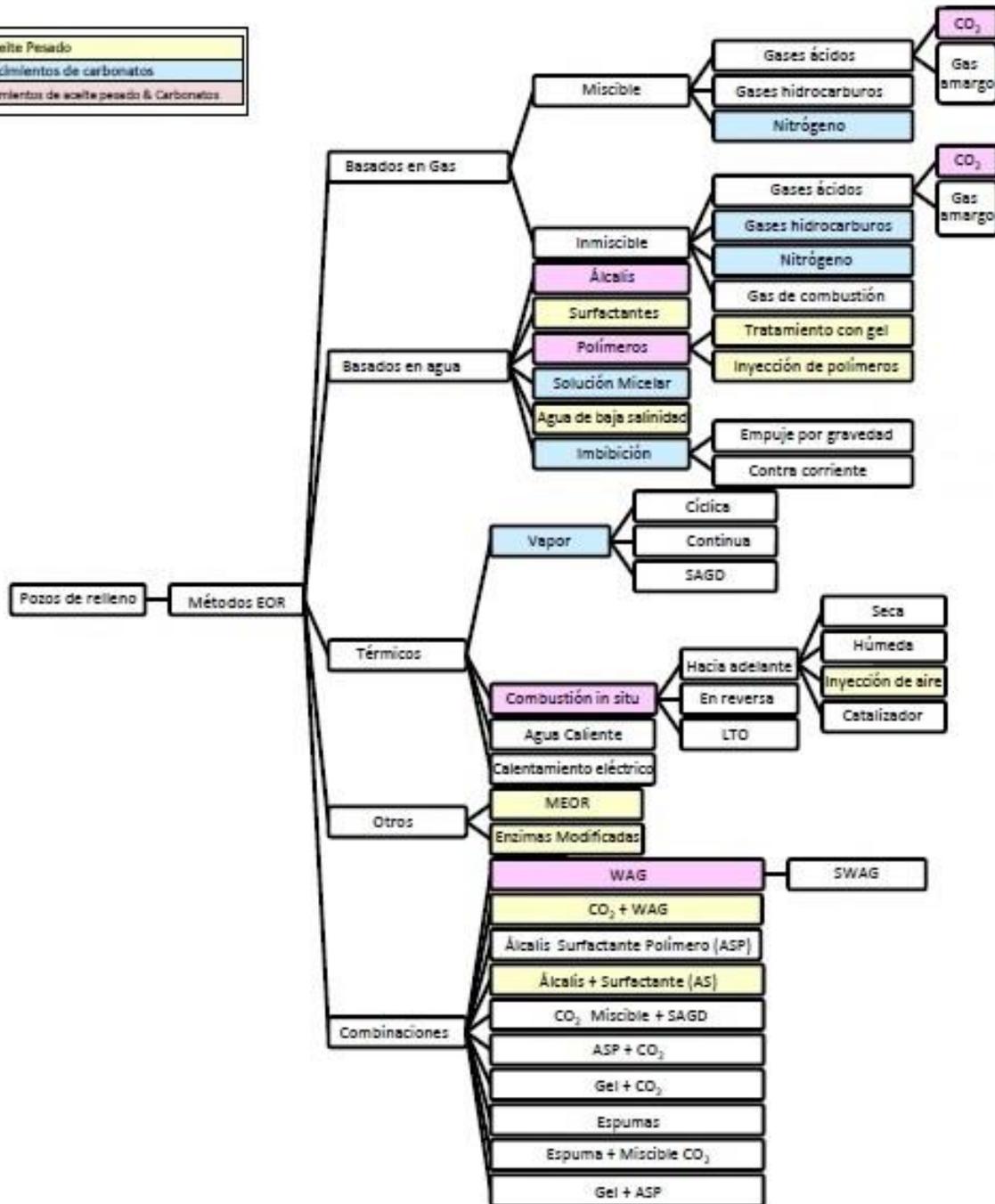


Figura 126 Clasificación EOR actualizada. Según (Aladasani & Bai, 2010)

Esta clasificación trató de incluir todas las tecnologías de aplicación recientes, así como las ya existentes y sus diversas combinaciones. Aladasani y Bai basan su trabajo en lo desarrollado por Taber, incluyendo 633 proyectos EOR reportados de 1998 a 2008 en *"The Oil and Gas Journal"* y publicaciones de SPE permitiéndoles actualizar los criterios de selección y publicarla en 2010.

6.2 Métodos térmicos

Los métodos térmicos son aplicados por lo general para aceites medios a pesados (densidades menores a 30° *API*) y con alto contenido de parafinas y/o sustancias resinosas. Los métodos de recuperación térmica consisten en la transmisión de calor a los fluidos y la roca del yacimiento, el objetivo principal de cualquier método térmico es:

- Disminuir la viscosidad de los fluidos del yacimiento para incrementar su movilidad.

Y es el resultado de la elevación de la temperatura, así como la vaporización de componentes ligeros.

De manera global se puede decir que los métodos térmicos de EOR son:

- Inyección de vapor.
- Inyección de aire.
- Inyección de agua caliente. (se considera más como una estimulación)

Las principales tecnologías de aplicación son:

- Inyección de vapor
 - Inyección cíclica
 - Inyección cíclica de vapor a alta presión (HPCSS)
 - Inyección cíclica de vapor asistida por solvente
 - Inyección continua
 - THSF(Toe to Heel Steam Flooding)
- Inyección de agua caliente
- Inyección de aire (Combustión in situ)
 - Adelante o convencional
 - Seca
 - Húmeda
 - Con aditivos
 - THAI (Toe to Heel Air Injection)
 - CAPRI(CAlytic upgrading PROcess In situ)
 - Reversa
- Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD)
 - SW-SAGD (SAGD en un solo pozo)
 - X-SAGD (SAGD cruzado)
 - SAGP
 - HP-SAGD (SAGD de alta presión)
 - LP-SAGD (SAGD de baja presión)
 - ES-SAGD (SAGD con solvente expansivo)
- Calentamiento eléctrico
- La adición de líquido al vapor para mejorar la recuperación (LASER)

Los proyectos de recuperación térmica se han concentrado en su mayoría en Canadá, la antigua Unión Soviética, Estados Unidos, Venezuela, Brasil y China en menor medida. (Alvarado & Manrique, 2010)

Los métodos térmicos son más caros que la inyección de agua, pero aun así, son más económicos que los demás métodos de recuperación mejorada. En 1990, el Instituto Francés del Petróleo publicó un gráfico realizado por los investigadores Simandoux P., Champlon D. y Valentin E., en donde se muestra la comparación costo-beneficio para los métodos de recuperación mejorada principales en ese entonces, esta imagen se muestra en la Figura 127.

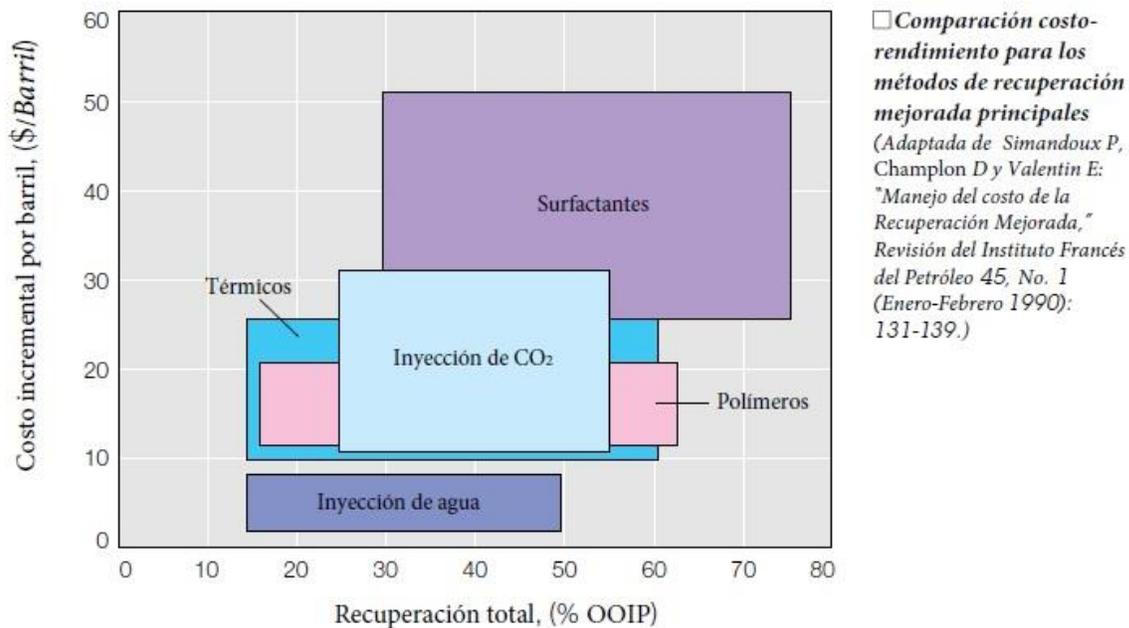


Figura 127 Comparación costo-recuperación para los principales métodos de recuperación mejorada. (Lake, Schmidt, & Venuto, Enero 1992)

6.2.1 Inyección de vapor

La inyección de vapor se realiza con el fin de disminuir la viscosidad del aceite y elevar su movilidad, inyectando este vapor en condiciones de al menos 80% de calidad, puede ser inyectado de manera continua o cíclica, generalmente la inyección continua de vapor va acompañada de inyección cíclica de vapor en los pozos productores para mejorar la producción.

El éxito en la inyección de vapor es que el agua es el producto más abundante en el planeta y tiene una capacidad calorífica excelente para propagar calor. El vapor condensa y destila las fracciones livianas del crudo, después de un tiempo, el vapor y los componentes ligeros condensan y reducen la viscosidad del aceite elevando su movilidad. (Vafaei, Eslamloueyan, Enfeali, & Ayatollahi, 2009)

La eficiencia en un proyecto de inyección de vapor está dada por:

- Alta porosidad (permeabilidad), es preferible que sea mayor en dirección hacia los productores.
- Bajo costo de los combustibles para generar vapor, incrementa relación costo-beneficio.
- Disponibilidad de pozos que puedan ser utilizados, disminución de costos.
- Calidad del agua empleada para generar vapor, eleva transmisión de calor y los costos bajan.
- La cantidad de pozos inyectoros y productores, disminuye el costo de desarrollo.
- Espesor considerable de inyección en relación al espesor total de la formación.
- Profundidad moderada si el vapor se genera en superficie.

Factores desfavorables

- Fuerte entrada de agua, disminuye la temperatura y reduce eficiencia notablemente.
- Permeabilidad vertical muy grande en comparación con la dirección hacia productores.
- Fracturas extensivas, estas generan canalización del vapor a través de ellas.
- Si hay arcillas sensibles al agua, su hinchamiento provocará baja inyectividad.

El agua de inyección para un proceso de vapor debe ser relativamente suave, ligeramente alcalina, libre de oxígeno, de sólidos, de aceite, de H_2S y de hierro disuelto

La inyección cíclica de vapor

La inyección cíclica de vapor, conocida también como “*huff and puff*”, “*steam soak*” o “*cyclic steam stimulation*” se realiza en un solo pozo que alterna como inyector y productor, consiste en 3 etapas:

- Etapa de Inyección
- Etapa de remojo
- Etapa de producción

Etapa de inyección

Consiste en la inyección de vapor durante un periodo corto de tiempo, regularmente dos o tres semanas, es decir, cerca de un mes.

Etapa de remojo (Soaking)

Posterior a la inyección el pozo se cierra para que el vapor inyectado transfiera el calor a la formación y los fluidos en la vecindad del pozo.

Etapa de producción

Después del tiempo de remojo (soaking) el pozo es abierto a producción, es normal que tenga una producción alta durante un periodo corto de tiempo para después decaer nuevamente hasta un gasto establecido al inicio del proyecto y es entonces cuando el ciclo comienza de nuevo.

Convencional.- El vapor se inyecta en todos los intervalos abiertos.

Selectiva.- La entrada de vapor se realiza a través de una porción de todo el intervalo abierto.

En la Figura 128 se muestra un diagrama de la inyección cíclica de vapor.

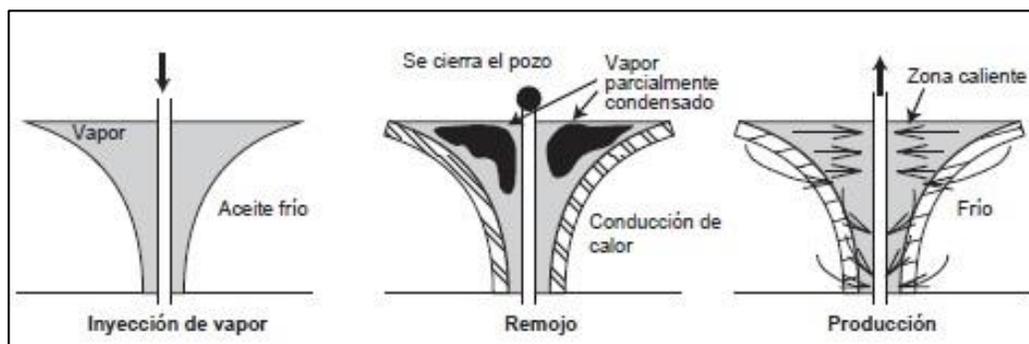


Figura 128 Esquema de inyección cíclica de vapor. (Thomas, 2007)

LASER CSS Adición de líquido al vapor para mejorar la recuperación.

También llamado "*Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery*" y debido a esto, la abstracción LASER-CSS para denominar a la adición de líquidos; particularmente diluyente a la inyección cíclica de vapor, la Figura 129 muestra la comparación entre el empleo de sólo vapor y la combinación solvente-vapor, se observa la condensación del solvente en las zonas más alejadas del frente de invasión en donde evidentemente ocurre esto debido a la menor temperatura, así como el beneficio.

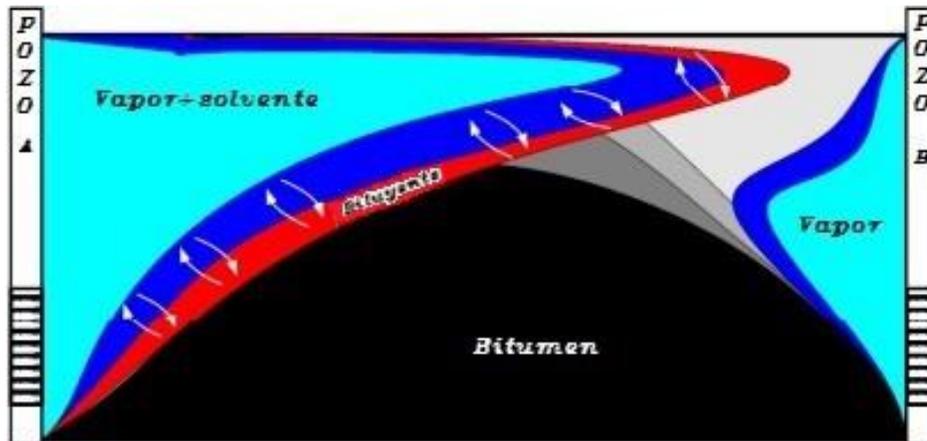


Figura 129 Comparación de inyección cíclica de vapor adicionando líquido (izquierda) en comparación con la inyección cíclica convencional. (S. Law, 2011)

Este proceso patentado involucra la adición de una relativa cantidad pequeña (por volumen) de solvente al vapor que es inyectado como parte del proceso de inyección cíclica de vapor (típicamente 3 a 10% de volumen medido a condiciones estándar). La simulación ha predicho un reto en la recuperación de solvente durante los primeros ciclos de inyección cíclica; sin embargo, el proceso se ha aplicado en pozos que tienen al menos seis ciclos. El solvente usado a la fecha es un hidrocarburo ligero condensado o diluyente, que es el mismo solvente usado para mezclar el bitumen para producir una mezcla de venta para cumplir especificaciones de tubería. (Denney, Marzo, 2012)

La inyección continua de vapor (VSD)

Conocida como VSD o "*Vertical Steam Drive*" por sus siglas en inglés (VSD), consiste en la inyección de vapor ininterrumpidamente (la calidad del vapor debe ser aproximadamente del 80%) formando un frente de invasión con dicho vapor que desplaza el aceite hacia los pozos productores, es decir, similar a la inyección de agua, disminuye la viscosidad del aceite y eleva su movilidad, conforme el frente de vapor se va alejando de la zona de inyección, el vapor comienza a condensar y paulatinamente se convierte en un desplazamiento por inyección de agua caliente primero, para finalmente convertirse en un desplazamiento de aceite por agua común en las zonas más alejadas de la fuente de vapor (pozo inyector). Su eficiencia depende principalmente del tamaño del arreglo y la geología. La Figura 130 muestra el arreglo de inyección.

Es común que en los proyectos de inyección continua de vapor, en los pozos productores se coloquen sistemas de inyección cíclica de vapor para favorecer la producción de aceite.

En la inyección de vapor el aceite se moviliza por:

- Reducción de la viscosidad gracias a la expansión térmica

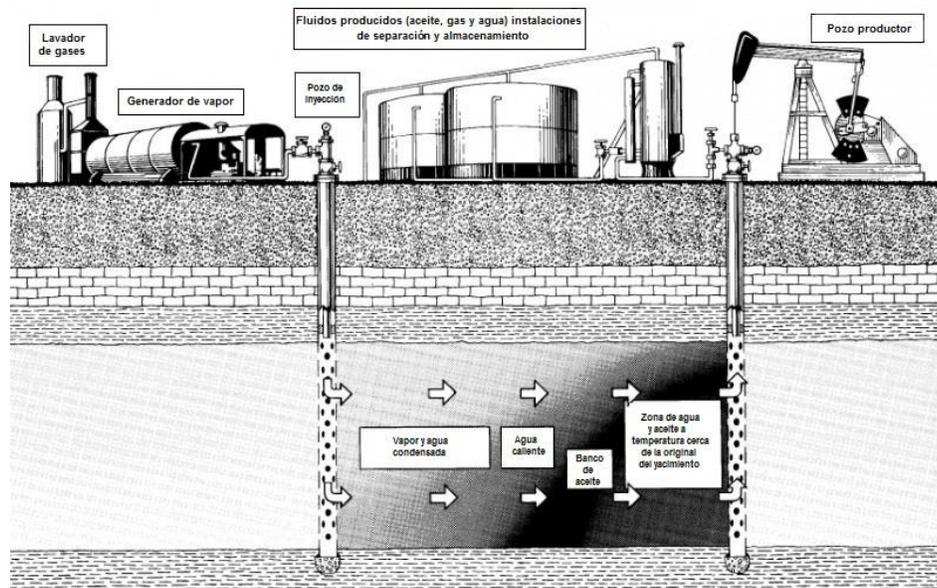


Figura 130 Esquema de inyección continua de vapor. (AI-EES, 2010)

La saturación de aceite en la zona barrida puede llegar a ser tan baja como 10%. El factor de recuperación común en la inyección de vapor es del 50-60% del aceite original (OIP), ya sea por inyección continua o por inyección cíclica. Por lo regular, la inyección cíclica de vapor es menos eficiente que la inyección continua de vapor. La inyección de vapor ha tenido éxito en yacimientos de aceite ligero. Los problemas principales son el “*gravity override*” del vapor (que se vaya a la parte superior del estrato debido a la diferencia de densidades) y las pérdidas de calor, por eso es tan importante el arreglo de pozos inyectoros y productores en el caso de inyección continua.

Inyección alternada de vapor en pozos horizontales (HWCSS)

Tecnología de aplicación HWCSS, en inglés “*Horizontal Well Cyclic Steam Stimulation*”, es en principio análoga a la tecnología de inyección cíclica de vapor, “*CSS*”, los cambios radican en que se emplean pozos horizontales y su operación, se enfoca en la extracción de aceite en estratos relativamente pequeños. HWCSS sigue con las tres etapas tradicionales de CSS, inyección, remojo y producción. Se ha probado con éxito en Alberta Canadá (Cold Lake).

6.2.2 Inyección de agua caliente

El agua caliente disminuye la viscosidad del aceite y lo desplaza de manera inmisible, el agua caliente puede mezclarse con agua connata y perder parte del calor, lo cual disminuirá su efectividad. Se aumenta la movilidad del aceite debido al aumento de la temperatura que causa como consecuencia la disminución de la viscosidad, así como la saturación residual de aceite.

La inyección de agua caliente es empleada principalmente en crudos viscosos. Durante la inyección de agua pueden distinguirse dos zonas:

Zona de inyección

Cercana al pozo inyector donde la temperatura del agua es la de inyección, en esta zona conforme aumenta la temperatura, disminuye la saturación de aceite residual, es decir que eligiendo un punto al azar, entre más cercano esté al punto de inyección, la saturación de aceite será menor.

Zona alejada al punto de inyección

En esta zona el agua pierde temperatura conforme se acerca al pozo productor, debido a que tiene transferencia de calor hacia la formación y los fluidos contactados en el trayecto desde su punto de inyección, a partir de una cierta posición, el desplazamiento continuará pero a temperatura de yacimiento, es decir, con los mismos beneficios de un desplazamiento de inyección de agua (recuperación secundaria).

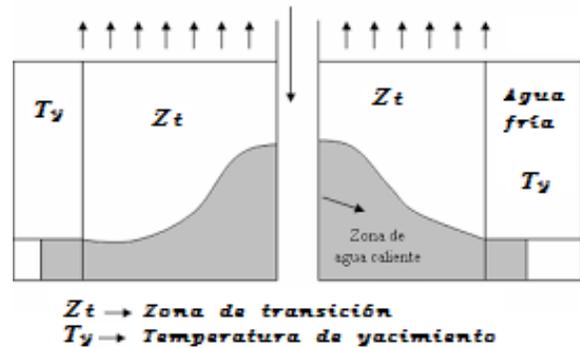


Figura 131 Esquema de inyección de agua caliente. (AI-EES, 2010)

La Figura 131 muestra cómo se realiza la pérdida de calor conforme el agua caliente avanza desde el punto de inyección hacia el pozo productor. Es claro que en la inyección de agua caliente conforme se va alejando el frente de invasión del punto caliente (inyección), el agua va perdiendo calor y paulatinamente el proceso se convierte en un desplazamiento de aceite por agua común de recuperación secundaria, es por este motivo en particular que es conveniente que la densidad de pozos productores e inyectores sea la óptima, se debe entender también que se requerirá un cierto número de pozos inyectores para que la pérdida de calor sea compensada por la interferencia de frentes de invasión de pozos inyectores vecinos y el efecto de la temperatura tenga una vida más prolongada.

6.2.3 Inyección de aire (Combustión In-Situ)

La inyección de aire o combustión *in situ* es un proceso único, una porción de aceite original en sitio es quemado para originar el frente de combustión. El proceso tiene una alta eficiencia térmica y es aplicable preferencialmente a aceite moderadamente pesado.

Los mecanismos de acción en la combustión *in situ* son:

1. Empuje miscible por gas generado (expansión térmica del gas).
2. Represionamiento del yacimiento debido al gas y los fluidos inyectados.
3. Hinchamiento del aceite al aceptar gas en solución y su dilatación térmica.
4. Reducción de la viscosidad debido al aumento de temperatura e hinchamiento.
5. Craqueo térmico del aceite.
6. Elevación de movilidad debido a la reducción de viscosidad.

Se emplea aire (aire enriquecido con oxígeno, agua o incluso puro oxígeno) inyectado para oxidar el aceite. Como resultado, grandes volúmenes de gas de combustión son producidos causando problemas mecánicos como una baja eficiencia de bombas, corrosión, erosión, así como restricciones al flujo. Tan pronto como se lleva a cabo el proceso de combustión, el calor se genera con una zona de combustión a una temperatura muy alta (alrededor de $600\text{ }^{\circ}\text{C}$)

Directamente delante de la zona de combustión, ocurre el craqueo del aceite, dejando depositada la fracción pesada (coque) que sirve para mantener la combustión.

La zona de combustión, actúa como un pistón y debe quemar o desplazar todo delante del frente antes de avanzar. Es claro que el aceite cerca de los pozos productores está a la temperatura original por mucho tiempo y debe ser móvil para poder ser producido. Usualmente hay “*gravity override*” en la zona de combustión aunque es más del tipo horizontal que vertical como se muestra en la Figura 132.

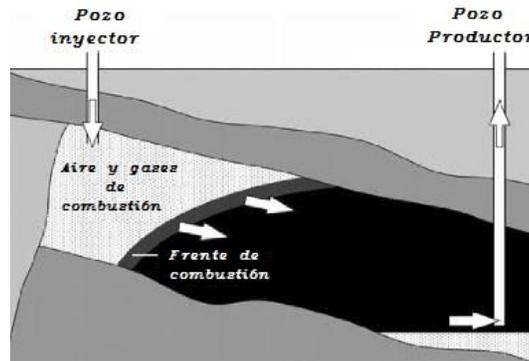


Figura 132 Esquema de un proceso de combustión in situ convencional. (Hart, 2014)

Cuando ocurre la irrupción en un pozo productor, la temperatura del pozo aumenta paso a paso y la operación se vuelve difícil y costosa. Al mismo tiempo, sin embargo, la viscosidad del aceite es disminuida grandemente así que los gastos de producción también se encuentran en un máximo. La combustión también se puede iniciar en el pozo productor y en dirección opuesta a la inyección de aire, se le denomina, combustión in situ en reversa o inversa.

Las reacciones químicas predominantes durante la combustión *in situ* son: Según(Hart, 2014)

- Craqueo termal (pirolisis)
 - Combustión → Aceite ligero + coque
- Oxidación del residuo pesado (coque)
 - Residuo pesado + O₂ → CO + CO₂ + H₂O

La inyección de aire y agua tiene un gran potencial para mejorar los proyectos de combustión *in situ*, ya que elevan la vida del proyecto. La corrosión es un problema en la combustión in situ y se vuelve más severa al usar agua. Cuando se emplea aire enriquecido, la irrupción prematura del oxígeno es un problema común.

Combustión *in situ* húmeda

En este tipo de combustión la inyección no es sólo de aire, sino de agua con aire. El agua ayuda a transportar el calor acumulado en la arena por donde ya pasó el frente de combustión y entonces debido a esto incrementa la eficiencia termal del proceso.

Al inyectar agua y aire se puede extender la vida del proyecto en comparación con la inyección continua de aire, gracias a que se presenta variación en la distribución de oxígeno si se realiza alternada. Los efectos de la alternancia de inyección de aire con agua son comparables con los proyectos WAG (agua alternando gas), la saturación en las áreas barridas cambia debido a la invasión alternada de gas y agua. (van Batenburg, de Zwart, & Doush, 2010)

THAI

El proceso THAI fue desarrollado en los 90's por el grupo de recuperación avanzada de la universidad de Bath, Inglaterra. Las siglas THAI significan "*Toe to Heel Air Injection*", lo que traducido es Inyección de aire de la punta al talón, la Figura 133 muestra el arreglo, así como la ubicación de la punta y el talón. Nótese que se trata de un pozo inyector vertical y un pozo horizontal productor. La combustión se realiza en el pozo vertical y el aceite movilizado por el calor transferido cae al pozo productor.

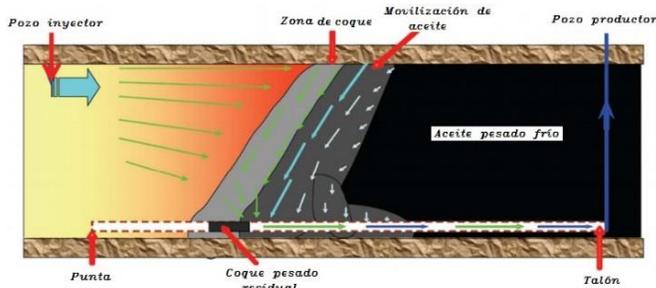


Figura 133 Esquema de proceso THAI. (AI-EES, 2010)

CAPRI

El proceso CAPRI (*CA*talytic *u*pgrading *PR*ocess *I*n *s*itu) es una modificación o mejora al proceso THAI, es decir que tiene el mismo arreglo y el único cambio es que en el pozo productor (el horizontal) se agrega un empacamiento de grava con catalizador alrededor del pozo productor que tiene el objetivo de realizar un "*upgrading*" del aceite recuperado a fracciones más ligeras antes de ser producido. La Figura 134 muestra el arreglo.

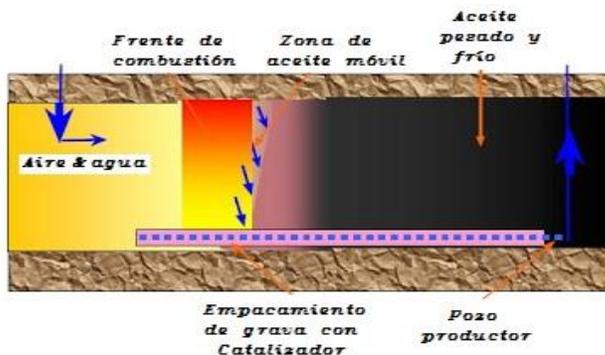


Figura 134 Esquema de método CAPRI. (González, 2015)

La Figura 135 muestra un corte transversal del pozo productor con el empacamiento de grava donde se realiza el "*upgrading*" del aceite producido.

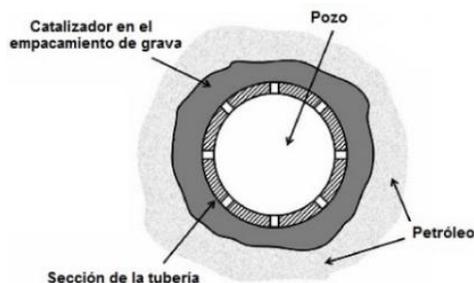


Figura 135 Corte transversal del pozo productor en el proceso CAPRI. (Hart, 2014)

Al entrar el aceite al empacamiento en el pozo productor, éste reacciona con el catalizador y se lleva a cabo un craqueo térmico conforme se encuentra fluyendo, llegando al pozo productor como un aceite de mejor calidad y es producido.

Hart y su equipo. Han reportado el uso de un protector de catalizador a base de carbón activado en la parte superior del catalizador, como un remedio para reducir la formación de coque y extender la vida útil del catalizador. En un estudio se investigó el efecto del vapor en la sección de “*upgrading*” o mejoramiento y su contribución en la reducción de formación de coque. El vapor es un donante de hidrógeno a través de la reacción de desplazamiento agua-gas y esta fuente de hidrógeno podría promover hidrocrqueo y reacciones de hidroconversión. (Hart, Leeke, Greaves, & Wood, 2014)

El hidrógeno generado *in situ* potencialmente podría mejorar la economía del proceso en comparación con el tratamiento en superficie. Además de reducir la viscosidad del aceite pesado, se ha informado que hay reacciones químicas entre el vapor y el petróleo pesado que cambia la composición del aceite pesado para convertirse en ligero. (Hart, Leeke, Greaves, & Wood, 2014)

HPAI (LTO)

High-pressure air injection, es la variante de combustión *in situ* en la que se realiza una oxidación a baja temperatura del aceite. No hay ignición. El proceso todavía es probado en yacimientos de aceite ligero.

6.2.4 Drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD)

El Dr. Roger Butler desarrolló SAGD alrededor de los años setenta, el concepto es el drenaje gravitacional del vapor junto con una cantidad de aceite que ha disminuido su viscosidad al ser calentado por el vapor inyectado. Consiste en un par de pozos horizontales, separados entre 16 y 23 pies aproximadamente, es decir 19.5 pies más o menos, el equivalente a casi seis metros colocados en el mismo plano vertical.

La inyección de vapor se lleva a cabo en el pozo superior, donde el vapor es inyectado y tiende a formar una cámara de vapor como la mostrada en la Figura 136 la recuperación se lleva a cabo en el pozo inferior, donde cae el vapor condensado arrastrando una fracción importante de bitumen calentado con una viscosidad mucho menor que la que presenta a condiciones de yacimiento, por lo que fluye al pozo productor.

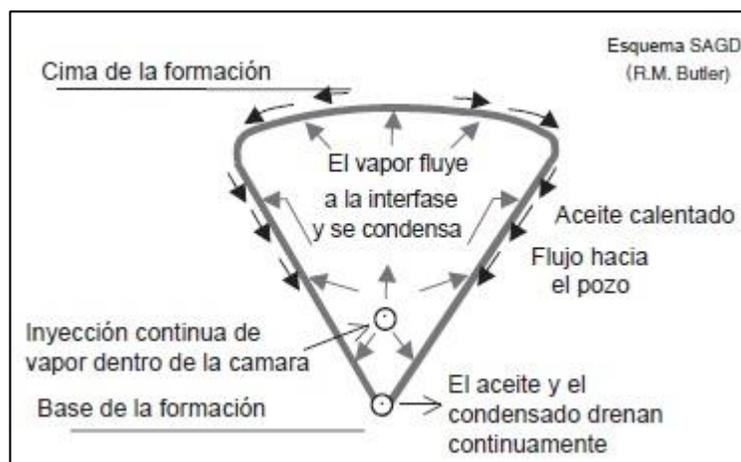


Figura 136 Esquema del corte transversal de un sistema SAGD. (Thomas, 2007)

La inyección continua de vapor en el pozo superior causa que la cámara de vapor se expanda lateralmente en el yacimiento. La permeabilidad en el sentido vertical debe ser muy buena para favorecer la segregación gravitacional. El proceso es mejor para bitumen y aceite con baja movilidad.

La baja movilidad requerida es esencial puesto que favorece la formación de la cámara de vapor, si el aceite tiene alta movilidad, el vapor tenderá a canalizarse y disminuirá la eficiencia del proceso.

En la Figura 137 se muestra el arreglo de los pozos horizontales que forman parte del proceso SAGD.

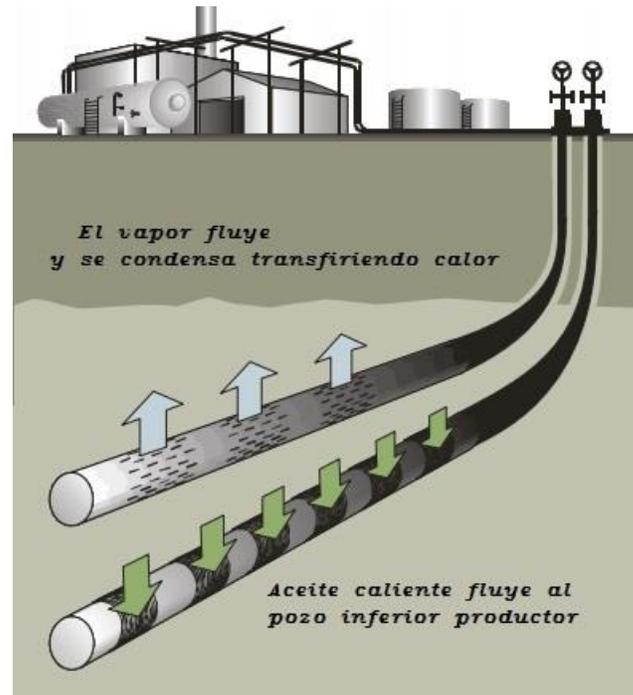


Figura 137 Esquema del proceso SAGD. (AI-EES, 2010)

El proceso de SAGD consume mucha energía, sobre todo para la generación de la cantidad de vapor necesaria, los rangos de consumo para la generación de vapor oscilan entre 200 a 500 toneladas de gas por metro cúbico de bitumen @C.S (Thomas, 2007)

Para incrementar la rentabilidad del proceso o solucionar problemas particulares, se han desarrollado numerosas variantes de SAGD, por ejemplo VAPEX, SW-SAGD, ES-SAGD, SAGP, X-SAGD, HP-SAGD, etc.

Las variantes de SAGD son también basadas en la segregación gravitacional, recibiendo apoyo de otros mecanismos de producción con el mismo objetivo, disminuir la viscosidad del aceite y hacerlo fluir al pozo productor. Una variante en particular es empleada para disminuir el costo operacional para generar el vapor empleado, consiste en la adición de GNC (gas no condensable) como el gas natural (metano) o nitrógeno y así rentabilizar más el proyecto.

Algunas de las variantes de SAGD serán comentadas en el apartado de **Métodos miscibles** (solventes) ya que los procesos se apoyan en el uso de solventes para maximizar la recuperación de aceite; tal es el caso de VAPEX, BEST, CSP y otros.

6.3 Métodos químicos

Los métodos químicos empleados en la recuperación mejorada se pueden clasificar como:

- Alcalis
- Surfactantes
- Polímeros

Los métodos químicos son mejores para la extracción de aceite ligero (<100[cP]), en algunos casos, son aplicables para aceite moderadamente viscoso (<2000[cP])

Las interacciones con los minerales de la roca son el mayor problema de los métodos químicos de recuperación mejorada. Los objetivos principales de los métodos químicos son:

- Disminuir la tensión interfacial.
- Alterar la mojabilidad (ángulo de contacto o cambio total)
- Mejorar la relación de movilidades.

6.3.1 Inyección de soluciones alcalinas

Un álcali, en el sentido estricto de la palabra es una base en solución acuosa y así la palabra se limita a bases solubles. Una sustancia que reacciona con iones hidrógeno en una reacción de neutralización es un álcali. (Hargreaves, 2003)

Es una importante categoría en los métodos químicos, un alcalino adecuado (usualmente hidróxido de sodio, carbonato de sodio, silicato de sodio, fosfato sódico, hidróxido de potasio, amonio, etc.) se inyecta diluido en una solución acuosa que reacciona con los componentes de PH bajo (ácidos) en el aceite para formar surfactantes *in situ*, es decir:

El principal mecanismo de la inyección de soluciones alcalinas es la formación de surfactante y sus principales propiedades son:

- Solubles en agua.
- PH mayor a 7
- Los álcalis disueltos conducen la electricidad (Son electrolitos)
- Jabonosos al tacto.

Se pueden alterar las concentraciones de iones hidrógeno e hidróxido en las soluciones dando como resultado soluciones ácidas o alcalinas, dependiendo de la cantidad añadida de químico, para cuantificar el potencial hidrógeno o qué tan base o ácida es una sustancia, se emplea la escala de pH, su fórmula es:

$$pH = -\log_{10} [H^+]$$

Donde

$[H^+]$ → Concentración de iones de hidrógeno $\left[\frac{mol}{lt} \right]$

En la Figura 138 se muestra la escala de pH en donde se observa que entre menor sea el pH más ácido es el componente analizado.

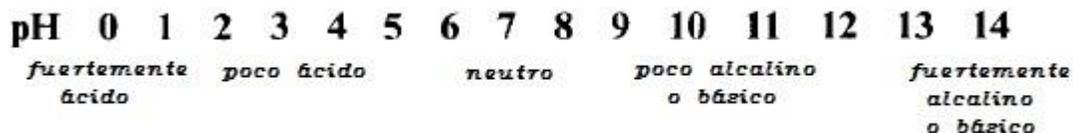


Figura 138 Escala de potencial hidrógeno (pH). (Hargreaves, 2003)

Los surfactantes que se forman participan en la reducción de la tensión interfacial y también, las emulsiones formadas como un resultado ayudan al mejoramiento de la relación de movilidades. (Farouq & Thomas, 1994)

Uno de los problemas en la inyección de álcalis es el consumo del químico (álcali o cáustico) por la roca, denominado adsorción, esto debido a sus interacciones con ella, incluyendo las reacciones con las arcillas. Los estudios de la tensión interfacial usando álcalis muestran que es necesaria una proporción de al menos 1% de concentración para afectar significativamente la tensión interfacial.

Los Álcalis se pueden combinar con inyección de polímeros y surfactantes (proceso denominado ASP) para realizar un desplazamiento más efectivo y distribución del químico de manera más uniforme a través del yacimiento.

El patrón de inyección es muy importante en la inyección de álcalis debido a que debe reaccionar con el aceite, recordando que el número capilar se vuelve infinito debido a los surfactantes generados gracias al álcali; entonces entre mayor sea la porción del yacimiento contactado por los álcalis, se tendrá una mayor eficiencia global del proceso a pesar de que en realidad no se producirá todo el aceite contactado.

Los álcalis o bases neutralizan los ácidos, produciendo sal, agua y surfactantes principalmente.



Factores que afectan a las soluciones alcalinas:

- La salinidad. (Entre más iones, la concentración micelar crítica será menor para los surfactantes generados gracias a los álcalis)
- Proporción álcali/salmuera (al menos 1% es necesario de álcalis para obtener efectos)
- Contenido de minerales metálicos (principalmente calcio y magnesio ya que producen precipitados sólidos insolubles que generan taponamiento)

El número ácido es importante definirlo ya que es empleado en los procesos de inyección de álcalis, el número ácido (N_{ac}) es la cantidad de base, expresada en miligramos de hidróxido de potasio necesarios para neutralizar los ácidos en un gramo de formación. Para que una inyección de álcalis sea efectiva, se debe considerar que el número ácido (N_{ac}) sea $0.5 \frac{mgKOH}{g}$ o mayor. Los aceites pesados parecen ser mejores para este proceso. (Thomas, 2007)

La Figura 139 muestra el esquema de inyección para álcalis en un arreglo de 5 pozos.

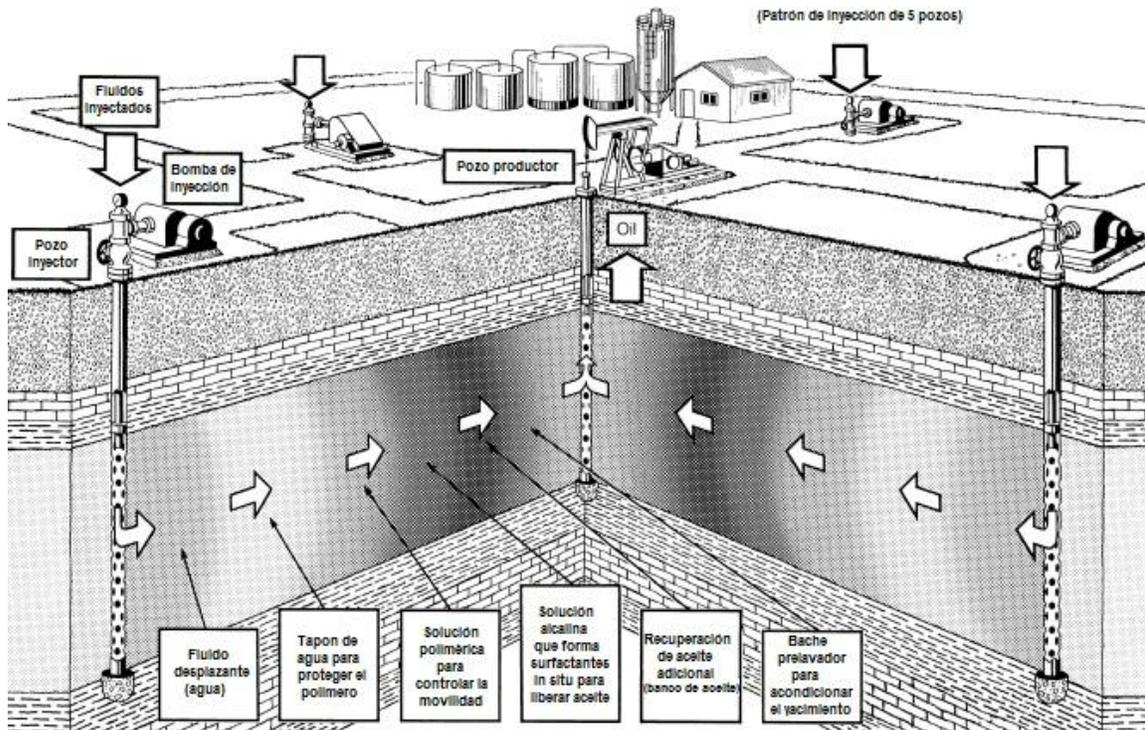


Figura 139 Esquema de inyección para álcalis o cáusticos. (NIPER, 1986)

6.3.2 Inyección de surfactantes

La inyección de surfactantes busca disminuir la tensión interfacial entre el aceite y el agua, incrementar el número capilar para así reducir la saturación de aceite residual. Se lleva a cabo usando la inyección de baches con alta y/o baja concentración de surfactantes, posteriormente se realiza un desplazamiento con polímeros para completar el proceso.

Las principales características esperadas en un surfactante para ser aplicado en métodos de recuperación mejorada (según (Aoudia, Al-Maamari, Nabipour, Al-Bemani, & Shahab, 2010)) son:

- Compatibilidad con las condiciones del yacimiento (salinidad y temperatura)
- Tensión interfacial ultra baja entre el agua y el aceite.

Definición de surfactante

Un surfactante es un agente tenso activo, o bien, una molécula anfifílica o anfipática, en palabras simples se puede decir como aquellas moléculas que tienen un extremo polar o iónico hidrofílico (soluble en agua) y un extremo no polar olifílico o hidrofóbico. La Figura 140 muestra un esquema.

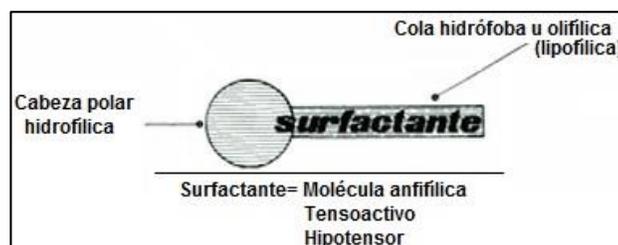


Figura 140 Esquema de un surfactante. (CIAT, 1980)

La cadena de hidrocarburo interactúa pobremente con las moléculas de agua en un ambiente acuoso, mientras que la cabeza polar o iónica del grupo interactúa fuertemente con las moléculas de agua a través de interacciones de dipolo o ión-dipolo. El equilibrio entre las partes hidrofílicas e hidrófobas da a estos sistemas sus propiedades especiales, por ejemplo, acumulación en distintas interfaces y de asociación en solución (para formar micelas) (Tharwat F., 2005)

Los surfactantes se clasifican en cuatro grandes grupos de acuerdo a su tipo molecular (la carga en la cabeza polar):

- No-iónicos (sin carga).-Usados principalmente para mejorar el comportamiento de las fases.
- Aniónicos (carga negativa).-Es el más empleado debido a su casi nula adsorción en areniscas.
- Catiónicos (carga positiva).-Alta adsorción en areniscas (carga negativa), se usan generalmente carbonatos y areniscas para cambiar la mojabilidad y como inhibidores de corrosión.
- Anfóteros
 - (sustancia que puede ganar o ceder un protón, dependiendo del pH en el medio, si es básico el medio, actúan como aniónicos, si es un medio ácido, actuarán como catiónicos, altamente resistentes a la salinidad y temperatura)

Cada vez se ha incrementado el uso de sulfonatos como surfactantes. Estos son más efectivos que los surfactantes convencionales y menos susceptibles a la adsorción en la superficie de la roca y a las interacciones con los minerales de la roca que es un problema significativo en los métodos químicos de recuperación mejorada.

Efectos de los surfactantes

Los efectos de los surfactantes dependen de varios factores como su naturaleza química, la orientación de los extremos polares, colocación en la interfase, si forman o no micelas, etc. Dichos efectos se pueden catalogar como:

- Detersivos
 - Adsorción en la interfase para disminuir la tensión interfacial estabilizándola.
- Emulsificación
 - Permiten que al agua y el aceite emulsionen y así desplacen el aceite que queda al centro de la micela a través del medio.
- Espumación
 - Al haber variación de la tensión interfacial entre los fluidos, se favorece la formación de espuma al no haber coalescencia entre las micelas formadas, el nivel de espuma depende del tipo de surfactante.
- Mojabilidad
 - Debido a la adsorción de surfactantes, estos pueden alterar la mojabilidad de la roca.

Inyección de micelares

Los surfactantes se agregan formando micelas, y la micelación es la reducción de la energía libre del sistema, que es el contacto entre la cadena de hidrocarburos y agua en el sistema (reducción de la tensión interfacial, cuando ya no hay interfase disponible, los surfactantes se agrupan en micelas y se dice que se ha llegado a la concentración micelar crítica CMC).

En la micela, los surfactantes hidrófobos están dirigidos hacia el interior del agregado y la parte hidrofílica se orienta hacia el portador (agua). La Figura 141 muestra un esquema de una micela.

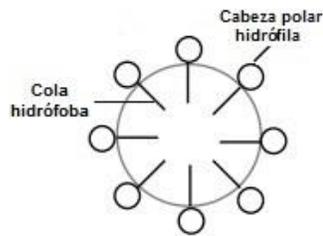


Figura 141 Esquema de una micela.

Los surfactantes se pueden agrupar también en diferentes estructuras, en base al tipo de surfactante y primordialmente de las características del medio en el que se introduzcan, la Figura 142 muestra un esquema de distintas asociaciones de surfactantes.

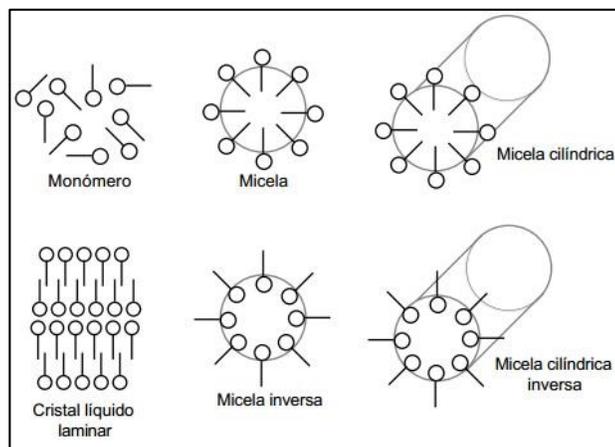


Figura 142 Diferentes agrupaciones de surfactantes.

La inyección de micelares o microemulsiones es un método complejo de recuperación mejorada para aceite ligero. Consiste en la inyección de un bache de 5% del volumen poral seguido por un bache de solución polimérica (alrededor del 50% del VP) que es conducido por inyección de agua. A menudo se inyecta un bache lavador primero para acondicionar la formación.

La solución micelar es el elemento clave del proceso. Consiste en agua, un hidrocarburo y 10-15% de surfactantes, junto con pequeñas cantidades de sal y alcohol para controlar la viscosidad del fluido y asimismo vigilar el comportamiento de fase.

Para favorecer la formación de micelas, es necesario que se inyecte una solución electrolítica que disminuya los efectos eléctricos a nivel intermolecular (Van der Waals), así se reducirán las fuerzas y como consecuencia se favorecerá la formación de las micelas al disminuir el punto de concentración micelar crítica (CMC) que se muestra en la Figura 143.

La solución micelar es única de acuerdo al yacimiento en el que se va a aplicar, requiere numerosos estudios de laboratorio para cuantificar las interacciones de la solución con la mineralogía presente, así como con el aceite y la salmuera, se realizan de igual manera numerosos desplazamientos en núcleos para determinar las cantidades de surfactante, alcohol y salmuera ideales.

La Figura 143 muestra la variación en la solubilización de aceite como una función de la concentración de surfactante, se puede observar que al alcanzar la concentración micelar crítica, la solubilización de aceite crece abruptamente, esto debido a que comienza la formación de micelas que hacen soluble el aceite manteniéndolo en la parte no polar de la micela (centro lipofílico).

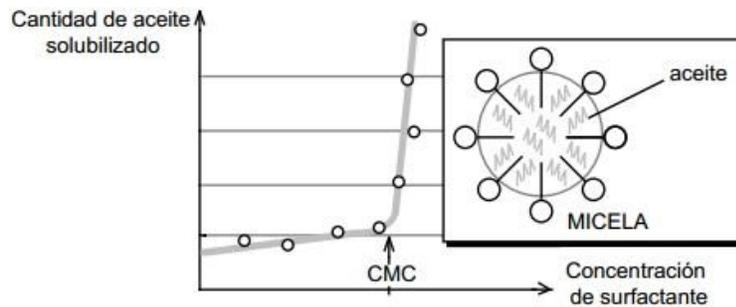


Figura 143 Aceite solubilizado en relación de la concentración de surfactante. (Salager, 1992)

Al aumentar la temperatura decrece el valor de CMC (**C**oncentración **M**icelar **C**rítica) por la deshidratación del grupo polar hidrofílico, lo cual favorece la formación de micelas. Se tiene aumento del CMC al aumentar la temperatura debido a la creciente desorganización de las moléculas de agua, por tanto, son efectos opuestos.

Bajo condiciones óptimas, una solución micelar debe ser menos móvil que el agua y el aceite in situ para desplazar el aceite y la salmuera de forma miscible que sería similar al alcohol que es miscible a las dos fases. El bache de polímero inyectado al final del proceso es menos móvil que el bache micelar para evitar la dilución del bache de agua empleado para desplazar y disminuir la concentración micelar, es decir, el bache polimérico es una importante parte del éxito en el proceso. El diseño de inyección micelar requiere mucho trabajo, pero una vez diseñado correctamente, el proceso es muy eficiente. Uno de los índices de éxito es la relación:

$$\frac{\text{Petróleo recuperado}}{\text{Bache empleado}}$$

En el campo esta relación es mayor a tres.

El impedimento mayor para el uso de soluciones micelares es el costo de los materiales y pozos inyectoros, puesto que se necesita cercanía entre los pozos. El proceso de inyección de micelares es el único método de recuperación mejorada eficaz para la recuperación de aceite ligero de yacimientos que han sido barridos con agua. (Farouq & Thomas, 1994)

6.3.3 Inyección de polímeros

En este proceso, una cantidad muy pequeña (200 a $1000 \frac{mg}{l}$ o ppm) de un componente de alto peso molecular (2 a 5 millones) que puede ser poli(acrilamida) o polisacárido (biopolímero) se agrega al agua en una operación similar a la inyección de agua. (Thomas, 2007)

Es importante destacar que los polímeros no disminuyen la saturación de aceite residual, pero incrementan la recuperación debido a que:

- Incrementa la eficiencia de barrido (disminuyendo la movilidad del fluido desplazante)

La principal ventaja de los polímeros es incrementar la eficiencia de barrido, especialmente la eficiencia vertical, ya que el fluido polimérico disminuirá el avance del frente de invasión en las zonas más permeables (digitación del frente) y estabilizará esta zona de transición, provocando que el desplazamiento sea llevado a cabo lo más cercano a uno del tipo pistón que como se ha visto es benéfico para la eficiencia de barrido. La Figura 144 muestra un esquema de inyección de polímeros.

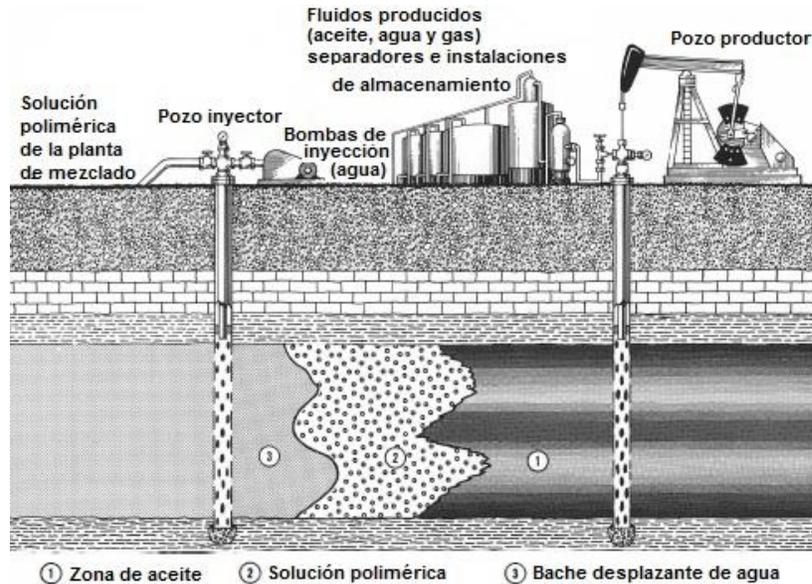


Figura 144 Esquema de inyección de polímeros. (National Petroleum Council, 1984)

Están disponibles una muy amplia variedad de polímeros para su utilización pero se necesitan pruebas exhaustivas de laboratorio para validar la selección adecuada del polímero que entregue los mejores resultados. Después de una cuidadosa preselección en laboratorio, se debe aplicar al campo buscando resultados similares a los obtenidos en las pruebas realizadas.

La elección del polímero a emplear y la concentración son los pasos críticos en el diseño de un proyecto de polímeros.

Tipos de polímeros más empleados

- Polisacáridos
 - Goma de Xantano o Xantana (polisacárido estable al cambio de pH, Figura 145)
- Poliacrilamida

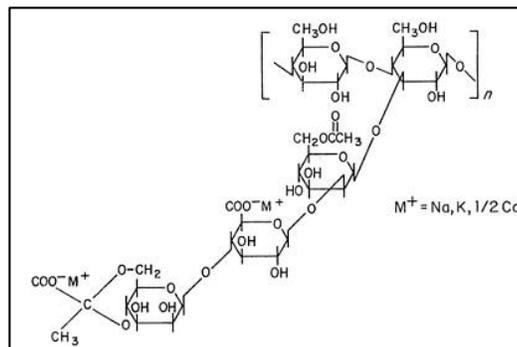


Figura 145 Unidad estructural de la goma Xantano. (García Garibay, Quintero Ramírez, & López-Munguía Canales, 1993)

El objetivo primordial de la inyección de polímeros es disminuir la movilidad del fluido desplazante. Es el resultado de incrementar la viscosidad aparente del agua.

Las cadenas largas de polímeros disminuyen la movilidad del agua por un factor de 10 o más,

Factores que afectan la recuperación por inyección de polímeros

- Degradación del polímero debido
 - Alta salinidad del agua
 - Temperatura
 - Envejecimiento del polímero
 - Formación de gel polimérico
 - Alta velocidad de corte
- Pérdida del polímero
 - Adsorción de la roca
 - Entrampamiento
 - Canalización a través de fracturas o compartimentalización

El incremental de recuperación que se obtiene es del orden del 5% en promedio. Se puede llegar a taponar el medio poroso debido al entrecruzamiento de las moléculas poliméricas.

La presencia de electrolitos (sales) y cationes divalentes (calcio y magnesio), más que cationes monovalentes (sodio), en el agua de formación también lleva a una reducción en la viscosidad efectiva de soluciones poliméricas. Esto es en parte debido a que las cadenas largas de polímeros se enrollan y entonces las moléculas toman una forma casi esférica. Los polisacáridos son más resistentes a enrollarse, pero requieren un cuidadoso filtrado y la adición de bactericidas como el formaldehído (20-100 ppm). (García Garibay, Quintero Ramírez, & López-Munguía Canales, 1993)

Se puede perder polímero debido a la adsorción que es dominada por:

- Incremento de la salinidad.
- Contenido de arcillas.
- Falta de consolidación en la formación.
- Entrampamiento mecánico debido a que el polímero se enrolla.

Otro papel importante de los polímeros es que funcionan como agentes de control de movilidad, por ejemplo, en las emulsiones micelares.

6.3.4 Combinaciones ASP

Existen diferentes combinaciones de métodos químicos (Álcali-Surfactante-Polímero), pueden ser dos de ellos, principalmente surfactante-polímero o los tres inyectados a diferente tiempo en baches.

Álcali-Surfactante-Polímero

Las inyecciones de Álcali-Surfactante-Polímero, es la inyección en baches de químicos, primero se puede inyectar un bache pre-lavador, después se inyecta un bache de álcali y surfactante con la finalidad de reducir la tensión interfacial, finalmente los polímeros para realizar un barrido de forma estabilizada de la zona tratada, se inyecta agua dulce para evitar la contaminación del bache de álcali y surfactantes, al final agua para continuar el desplazamiento de los fluidos inyectados.

Surfactante-Polímero

Se realiza la inyección de surfactante y con el fin de desplazar eficientemente, se inyecta un bache de polímeros solubles en agua, generalmente se continúa inyectando agua después del polímero para continuar el desplazamiento de los fluidos.

El esquema de inyección en la Figura 146 corresponde a una inyección SP, los surfactantes disminuyen la tensión interfacial entre los fluidos y los polímeros estabilizarán la zona, así el flujo de surfactantes es más eficiente (contacta de mejor manera).

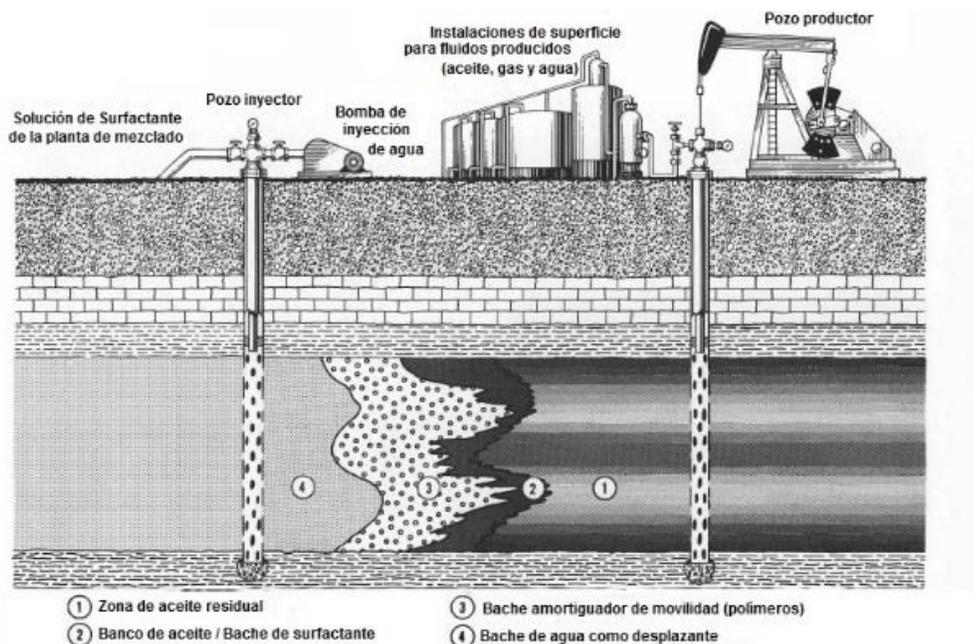


Figura 146 Esquema de inyección SP (surfactante-polímero). (National Petroleum Council, 1984)

Los factores que influyen en la interacción entre los surfactantes y los polímeros son principalmente:

- Temperatura
 - Incrementar T generalmente incrementa el punto de concentración micelar crítica y la interacción se vuelve menos favorable.
- Adición de electrolitos
 - Generalmente decrece la concentración micelar crítica y eso aumenta la unión.
- La estructura del surfactante
 - Cadenas complejas disminuyen las interacciones.
- Peso molecular del polímero
 - Para tener una interacción óptima es necesario calcular las proporciones adecuadas
- Cantidad de polímero
 - La concentración micelar crítica no es muy dependiente de la concentración de polímeros. La temperatura aumenta linealmente con la concentración.

Como con las soluciones micelares, la principal fuerza de empuje se basa en la reducción del área de contacto entre el aceite y el agua con el surfactante disuelto.

Se genera un balance delicado entre las fuerzas responsables de la asociación polímero/surfactante. (Tharwat F., 2005)

En la Figura 147 se muestra la interacción entre los surfactantes y polímeros en la zona de transición entre los baches inyectados.



Figura 147 Interacción entre surfactantes y polímeros en la zona de transición. (Tharwat F., 2005)

Los resultados de campo son de aproximadamente 25 a 30% del aceite in situ.

6.3.5 Inyección de espumas

Una espuma es una mezcla entre un gas y un líquido o sólido en donde la fase dispersa es el gas, separando las burbujas de gas por una pequeña película de líquido o sólido denominada lamela. La porción gaseosa de la espuma es regularmente CO₂, N₂, gas natural, aire o vapor. La porción líquida es agua con surfactantes, los cuales debido a sus características espumantes ayudan a la formación de espuma y su estabilidad. En el caso de un sólido, existen espumas de poliuretano empleadas en la industria de la construcción, en este tema se entenderá espuma como la formada por una mezcla de un gas y un líquido, en la que la parte funicular o continua es el líquido. Se ha evaluado como un agente de recuperación mejorada desde 1960.

Es un fluido complejo no-newtoniano con propiedades y características muy variables. La Figura 148 esquematiza una espuma señalando el borde de Plateau (o borde de mesetas) entre las burbujas de gas, que es la zona donde se encuentra la mayor cantidad de líquido, se observa la lamela y los surfactantes asociados a la superficie del líquido por dentro de la burbuja.

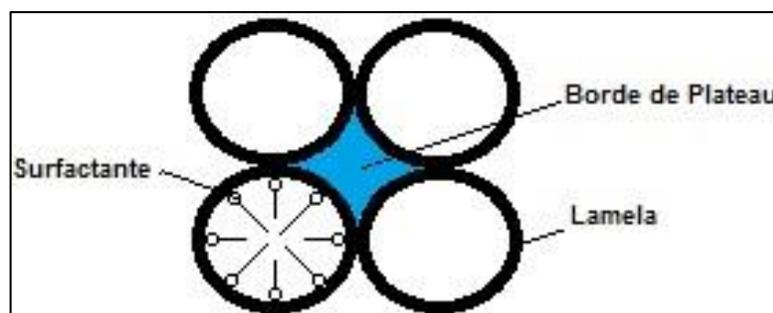


Figura 148 Esquema en vista superior de una espuma que muestra el borde de Plateau y surfactantes estabilizando la lamela.

Los requerimientos para generación de una espuma son:

- Energía mecánica.- Agitación o burbujeo de la fase gaseosa en el líquido para favorecer su formación.
- Agente espumante.- Se trata de surfactantes que se ubican en la superficie de contacto dentro de la lamela para dar estabilidad a la espuma.
- Velocidad de formación.- La velocidad de formación debe ser tal, que supere el colapso de las burbujas preexistentes para que su volumen aumente y cumplir los requerimientos.

La inyección simultánea de los puntos mencionados genera espuma in situ, aunque también se puede generar de las siguientes maneras:

- Preformada.- La espuma se genera en superficie y después se inyecta
- Co-inyección.- El líquido y el gas se mezclan en superficie, pero la espuma se genera en la formación, es decir, con un efecto de generación retardado.
- Espuma bacheada (SAG).- La espuma es generada al inyectar baches de surfactante y gas, se emplea para zonas más alejadas del punto de inyección.

Se puede generar espuma de dos formas:

- Inyección de agua con surfactantes del tipo espumante.
- Inyección de gas con surfactantes del tipo espumante.

La presencia de aceite inhibe la formación de espuma, y es entonces no efectiva para movilizar aceite residual. En los bordes de Plateau se pueden tener pequeñas cantidades de aceite, esto afecta a la estabilidad de la espuma, ya que al tener una densidad mayor el borde de Plateau, se asentará el fluido a través de estos y ocurrirá una succión capilar en las lamelas, lo cual mermará la estabilidad de la espuma y se volverá frágil, acortando su periodo de vida.

También la concentración de surfactantes en la lamela tiene una gran influencia en la estabilidad de la espuma. Al encontrarse el agente espumante estabilizador en menor proporción a la ideal para evitar la coalescencia de la espuma, habrá lamelas más grandes y frágiles.

La Figura 149 muestra la presencia de los surfactantes estabilizando la superficie de las lamelas que contactan al gas, extendiendo así su tiempo de vida.

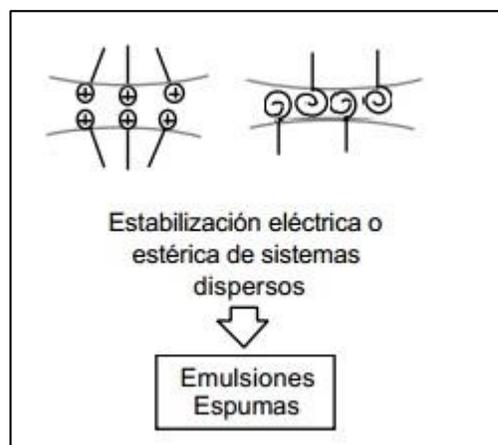


Figura 149 Surfactantes estabilizando la lamela, (izquierda) cationicos, (derecha) no-iónicos. Modificada de (Salager, 1992)

Mecanismos de recuperación

- Control de movilidad de gas debido a la viscosidad en la espuma.
- Segregación gravitacional.- Evita o disminuye el “*gravity override*” del gas.
- Canalización.- Bloqueo para evitar canalización de gas o zonas ladronas.
- Conificación.- Bloqueo para evitar la elevación de la producción de agua.
- Control de RGA.- Es resultado de controlar la movilidad del gas.
- Reducción de la k_{rg} , Evitar que el gas se deslice a través del aceite.
- Propiedades interfaciales.- Al usar surfactante, puede modificar el ángulo de contacto.

6.4 Inyección de miscibles

El uso de fluidos desplazantes miscibles, o inyección de solventes como se llama también, consiste en la inyección de un agente desplazante como un solvente que es miscible en cualquier proporción con el aceite in situ. Como resultado de esto, la tensión interfacial entre los dos fluidos es cero, es decir, la interfase desaparece. Los fluidos empleados para estos procedimientos EOR son:

1. Dióxido de Carbono por arriba de la presión mínima de miscibilidad.
2. Nitrógeno inyectado por arriba de la presión mínima de miscibilidad.
3. Gas Natural
4. Gases hidrocarburos (metano, etano, propano, etc.).
5. Gases de combustión.

En la inyección de miscibles, la tensión interfacial es cero, por tanto, el número capilar se vuelve infinito y 100% del aceite desplazado es el que se contacta con el solvente inyectado en el espacio poral barrido por el solvente, teóricamente todo el aceite contactado sería recuperado, sin embargo, esto no es así; si la relación de movilidades es favorable, se recuperará entre el 10 y 15% del aceite original in situ.

En condiciones ideales, el fluido desplazante y el aceite se mezclan en una zona que no es estrecha, denominada zona de transición o mezclado (Figura 150), en donde se desplaza teóricamente todo el aceite delante, debido al contacto que sufre con el químico, es posible que en la práctica, haya aceite que no se logre desplazar debido a las fuerzas capilares y/o posible alta heterogeneidad en la formación.

Los fluidos empleados pueden ser hidrocarburos ligeros como el propano o un gas a alta presión que alcance miscibilidad con el aceite por contacto múltiple. Puede ser incluso alcohol que es miscible tanto en agua como en aceite y de este modo lograr un verdadero desplazamiento tipo pistón para el aceite y el agua.

El dióxido de carbono y el nitrógeno pueden servir como agentes desplazantes miscibles, siempre y cuando se sobrepase la presión mínima de miscibilidad (p_{mm}) y sea mantenida durante el proceso de inyección.

Las soluciones micelares o microemulsiones, pueden actuar como fluidos del tipo miscible en donde el aceite no es completamente desplazado. Lo mismo es cierto para algunos alcoholes.

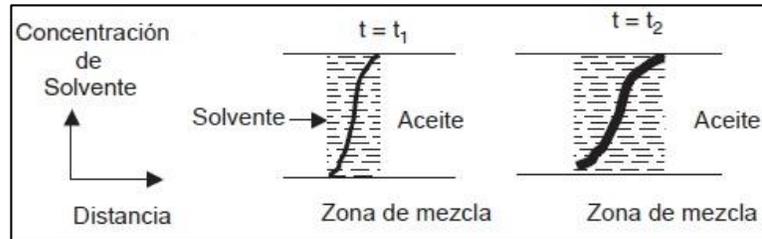


Figura 150 Diagrama de concentración de solvente en inyección miscible. (Thomas, 2007)

El desplazamiento miscible puede ser de dos tipos:

- Primer contacto
 - Los fluidos entran en miscibilidad en cualquier proporción en cuanto se contactan, por ejemplo utilizando aceite ligero o gas hidrocarburo.
- Contacto múltiple
 - Los fluidos entran en miscibilidad después de varias interacciones, generalmente al sobrepasar la presión mínima de miscibilidad (p_{mm}), por ejemplo al usar nitrógeno por encima de dicha presión.

La inyección de miscibles puede llevarse a cabo como:

- Proceso de baches miscibles.
- Empuje con gas enriquecido o condensado.
- Empuje por gas vaporizado.

Proceso de baches miscibles

En este caso, alrededor de 5% del volumen poral de hidrocarburos en un bache de gas LP se usa y es desplazado por gas más pobre, por ejemplo metano, gas natural o gas de combustión. A menudo se inyecta agua con el gas de impulsión en pequeños baches alternados.

Esto tiene el efecto de mejorar la relación de movilidades en la interfase gas-bache, el gas pobre menos viscoso, actúa como un fluido viscoso. El bache puede estar como líquido si la temperatura del yacimiento está debajo de la temperatura crítica del gas ($97^{\circ}C$ en el caso de propano).

Empuje con gas enriquecido o condensado

En este caso, un bache de 10 a 20% del volumen poral de hidrocarburos es enriquecido con fracciones de etano a hexano (mezcla de metano y propano, gas del separador, etc.) se inyecta, seguido por un gas más pobre o agua.

Si es el caso del método WAG (Agua alternada con gas), estas fracciones son transferidas al aceite cercano al punto de inyección y el gas pobre como desplazante.

Eventualmente se genera una zona de miscibilidad entre el gas inyectado y el aceite en el yacimiento que desplaza el aceite delante de esta zona de miscibilidad. La presión de operación para este proceso debe ser más alta que la del bache de propano, siendo en el rango de 10 a 20 MPa.

Proceso de solvente cíclico (CSP)

“*Cyclic Solvent Process*” (CSP) o bien, inyección cíclica de solventes (ICS). Es un proceso muy similar a la inyección cíclica de vapor, es decir, consiste en tres etapas, inyección, remojo y producción, la diferencia es la utilización de un hidrocarburo ligero solvente en lugar de vapor (etano, propano, butano, nafta, keroseno o incluso una combinación de estos) para reducir las emisiones de contaminantes al ambiente. El arreglo consta de un pozo horizontal cerca de la zona basal del yacimiento como se muestra en la Figura 151. El solvente se inyecta junto con vapor para elevar la eficiencia del proceso.

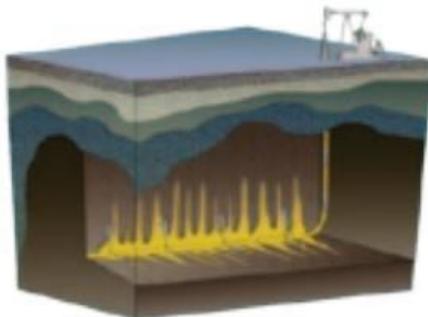


Figura 151 Inyección Cíclica de Solventes (ICS) o *Cyclic Solvent Process* (CSP). (Miller, 2012)

VAPEX

Es la contraparte no térmica del SAGD, trabaja con los mismos principios, en lugar de vapor, se inyecta un gas solvente o una mezcla de solventes, como etano, propano y butano se inyectan junto con un gas transportador que puede ser (Nitrógeno o dióxido de carbono).

La selección del solvente se realiza de acuerdo a la presión y temperatura del yacimiento que se someterá al proceso VAPEX. El gas se inyecta en su punto de rocío. El gas transportador tiene el propósito de elevar el punto de rocío del vapor del solvente, de modo que permanezca en la fase de vapor a la presión del yacimiento. Igual que en el SAGD se genera una cámara de vapor con el solvente y se propaga lateralmente como se muestra en la Figura 152.

El principal mecanismo de producción es la reducción de la viscosidad. El proceso se basa en la difusión molecular y la dispersión mecánica para transferir el solvente al bitumen y así reducir su viscosidad. La dispersión y la difusión son lentos, por lo tanto, son mucho menos eficientes que el calor para reducir la viscosidad.

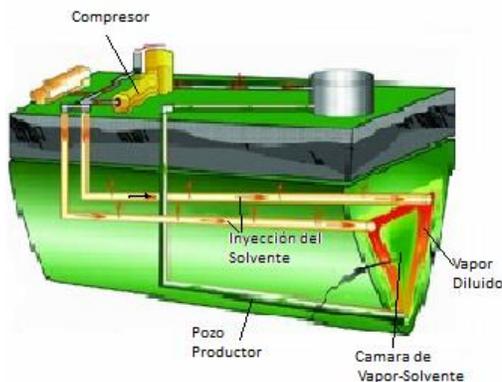


Figura 152 Esquema de sistema VAPEX. (Al-EES, 2010)

BEST (Bitumen Extraction Solvent Technology)

En Alberta Canadá, cerca de Fort McMurray, se habla de un proceso de extracción de bitumen novedoso que es probado desde 2013 en “Suncor Energy’s Dover” con la participación de “Sustainable Development Technology Canada” (SDTC). El nombre comercial del proceso es N-solv®, el arreglo de pozos es similar al de SAGD, el cambio consiste que en lugar de inyectar vapor para que por drenaje gravitacional dirija el aceite hacia el pozo productor, se emplea solvente, así como el energético a producir, que es bitumen.

La tecnología tiene como propósito disminuir la emisión de gases de efecto invernadero (CO_2) en un 80-85%, comparado con la extracción in situ por vapor. Se espera que la tecnología sea ampliamente aplicable a los varados recursos petroleros en las arenas petrolíferas de Alberta, además de ser útil en yacimientos que también pueden ser intervenidos utilizando la tecnología SAGD. La compañía espera que su proceso sea económicamente desarrollable en los yacimientos que presentan características tales como baja presión (muy baja), zonas de escasez, espesor pequeño, carbonatos, agua superior, gas superior, y agua de fondo. (Braswell, 2012)

La Figura 153 muestra el diagrama del arreglo BEST así como la acción del solvente inyectado.

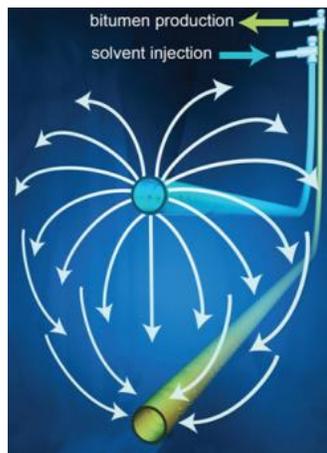


Figura 153 Arreglo de tecnología BEST (Bitumen Extraction Solvent Technology). (Braswell, 2012)

ES-SAGD

El proceso consiste en la adición de 10% de vapor a la mezcla de solvente usado en VAPEX, con ese 10% de vapor se aumenta 25% la eficiencia del proceso VAPEX. ES-SAGD significa “Expanding Solvent Steam Assisted Gravity Drainage”.

6.5 Otros métodos de recuperación Mejorada

6.5.1 Inyección de gases

La inyección de gases puede llevarse a cabo de manera inmisible o miscible, los fluidos empleados comúnmente son gases de combustión, gases inertes, o gases hidrocarburos, dependiendo del requerimiento de miscibilidad, gases como el nitrógeno son muy utilizados de manera inmisible. Para que el CO_2 o N_2 sean miscibles, es necesario que la inyección se realice por encima de la presión mínima de miscibilidad.

Mecanismos de desplazamiento en la inyección de gas: (Paris de Ferrer M. , 2001)

- Reducción de la viscosidad.
Si es gas hidrocarburo, es miscible y por tanto disminuye la viscosidad del aceite en zonas cercanas a los pozos inyectoros, lo cual beneficia al desplazamiento.
- Aumento de la energía del yacimiento.
Incrementa la energía en inyección central al incrementar el volumen del casquete de gas y en un desplazamiento por gas su efecto es transitorio, requiere mayor gasto de inyección en desplazamientos.
- Eliminación de depósitos sólidos
Se eliminan sólidos en zonas adyacentes a los pozos inyectoros, asfaltenos, por ejemplo.
- Vaporización.
Si hay las condiciones necesarias para vaporizar el aceite al contacto con el gas inyectado, el aceite vaporizado se moviliza hacia zonas de menor energía (pozos productores).

Inyección de Dióxido de carbono (CO₂)

El proceso de inyección de dióxido de carbono (CO₂) es aplicable a un amplio rango de yacimientos debido a su baja presión de miscibilidad en comparación con el empuje por gas. Puede inyectarse de manera inmisible pero esta práctica cada vez es menos empleada debido a los beneficios al hacerlo de manera miscible. La presión mínima de miscibilidad (*p_{mm}*) es determinada en laboratorio o bien, por correlaciones.

Los mecanismos principales por los que se inyecta son:

- Disminución de viscosidad.
- Hinchamiento del aceite.
- Desplazamiento miscible.
- Represionamiento del yacimiento.

Es utilizado comúnmente en estado gaseoso, el desplazamiento por dióxido de carbono (CO₂) es similar al de empuje por gas vaporizado, pero en este caso se extrae un amplio rango de fracciones, desde etano hasta C₃₀. Es también empleado alternando agua, es decir, método (WAG) que significa "**Water Alternating Gas**" en inglés. El dióxido de carbono disminuye la viscosidad del aceite debido al hinchamiento del aceite, pero el principal mecanismo en el caso de aceite ligero es el desplazamiento miscible.

Las fuentes de CO₂:

- **Antropogénico:** Gases de combustión industrial, el gas se separa, deshidrata, comprime y envía a las líneas de abasto.
- **Campos de gas natural:** se procesa, separa y comprime si es necesario para incorporarse a las líneas de abasto.
- **Reciclado del propio campo:** Los separadores en superficie separan el CO₂ y lo envían a la planta deshidratadora para ser reinyectado.

La vida de un proyecto típico de inyección de CO_2 es de 10 a 30 años, dependiendo de los aspectos técnicos y económicos, como la relación de CO_2 inyectado y aceite recuperado en el proceso, los precios del aceite y del CO_2 , costos operacionales y otros. (National Petroleum Council, 1984)

Un esquema de inyección para el CO_2 consiste en la inyección de un bache de 5% del volumen poral de hidrocarburos [HCPV], seguido por agua para complementar, en el caso que sea del tipo WAG (*Water Alternating Gas*) se inyecta 20% de dióxido de carbono junto con el agua (en baches).

Inyección de Nitrógeno

La inyección de Nitrógeno es muy similar a la inyección de dióxido de carbono, sin embargo hay unas diferencias que son la clave para seleccionar uno u otro método EOR, en el caso del Nitrógeno, para que sea miscible, es necesaria una presión mayor que en el caso del bióxido de carbono, su presión de miscibilidad es menor y por eso es preferible en inyección miscible.

La inyección de nitrógeno es empleada principalmente cuando económicamente no es viable el CO_2 , ya que el precio del nitrógeno es menor.

6.5.2 Inyección de agua alternando gas (WAG)

El proceso de inyección de agua alternando gas consiste en la inyección de estos dos fluidos en secuencia y tiene como objetivo el incremento de la eficiencia de barrido. La Figura 154 muestra el esquema de inyección WAG empleando agua y CO_2

Los ciclos de inyección alternada de gas y agua (WAG) mejoran la eficiencia de barrido mediante el incremento de la viscosidad del frente de invasión en las zonas donde se alcanza la presión mínima de miscibilidad entre el bache de gas y el aceite, el gas inyectado es seguido por un bache de agua para completar el proceso de empuje y desplazar los fluidos.

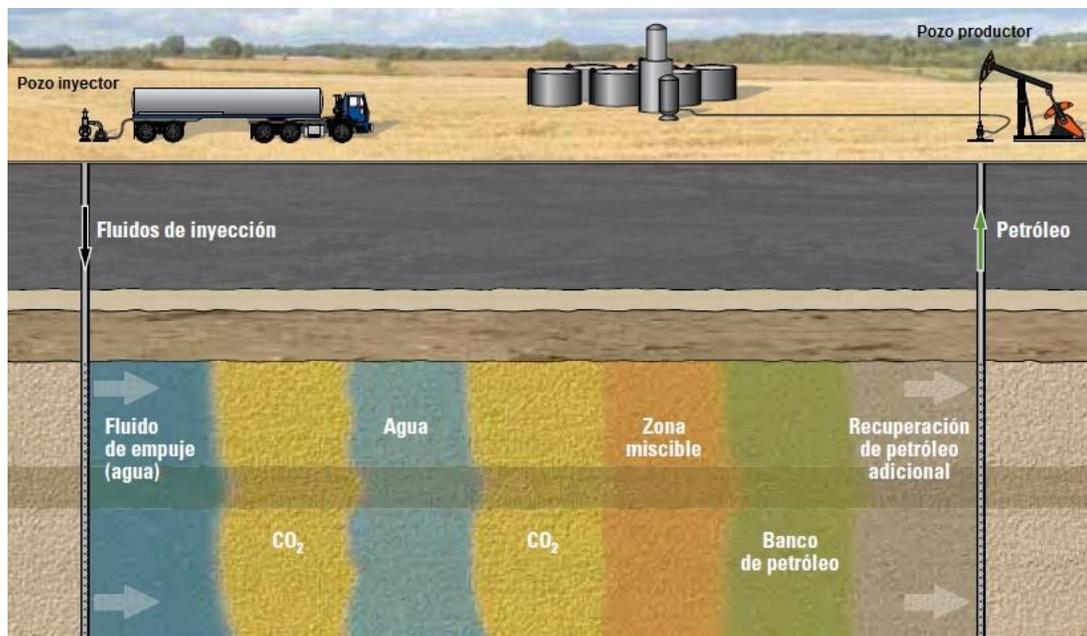


Figura 154 Esquema de inyección WAG empleando CO_2 y H_2O . (Al-Mjeni, y otros, 2011)

6.5.3 Recuperación Mejorada con Microorganismos (MEOR)

MEOR o “*Microbial Enhanced Oil Recovery*” ha sido investigado desde hace setenta años. Los microorganismos reaccionan con una fuente de carbono, tal como el aceite y producen surfactante, limos (polímeros), biomasa y gases como el metano, dióxido de carbono, nitrógeno e hidrógeno, así como solventes y ciertos ácidos orgánicos. Formalmente dichos productos de los microorganismos son llamados metabolitos y llevan el prefijo bio- de acuerdo a su naturaleza.

- Bio-polímeros
- Bio-surfactantes
- Bio-ácidos
- Bio-gas

Es debido a los metabolitos mencionados que la recuperación microbiana es tan popular, puesto que se generan a partir de los microorganismos inyectados y es obvio de esperarse que se dirijan a zonas dentro de la formación con mayor contenido de carbono para alimentarse. Los metabolitos generados *in situ* entonces son generados en la zona con mayor saturación de aceite, por lo que los bio-compuestos actúan más eficazmente y la recuperación de aceite adicional se prevé más exitosa que con los métodos convencionales de recuperación mejorada.

Mecanismos de recuperación microbiana (MEOR)	
Bio-polímeros	<ul style="list-style-type: none"> • Mejora relación de movilidades. • Taponamiento selectivo.
Bio-gases	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de la viscosidad. • Hinchamiento del aceite. • Represionamiento por los gases.
Bio-surfactantes	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de la tensión interfacial. • Emulsiones aceite-agua. • Alteración de la mojabilidad.

Los microorganismos pueden ser endógenos o exógenos. Los microbios exógenos necesitan adaptarse a la temperatura, salinidad y dureza del agua congénita. Los nutrientes como las melazas o nitrato de amonio son provistos para estimular el crecimiento de las colonias de microorganismos inyectadas en el yacimiento.

Tipo de Bacterias y su función en recuperación mejorada. Según (Sen, 2008)					
Bio-Surfactante	Bio-Polímero	Viscosidad		Bio-ácido	Reductor de parafina
Acinetobacter	Bacillus	Gas	Solvente	Clostridium	Pseudomonas
Arthrobacter	Leuconostoc	Clostridium	Clostridium	Enterobacter	Arthrobacter
Bacillus	Xanthomonas	Enterobacter	Zymomonas		
Pseudomonas		Desulfovibrio	Klebsiella		

Los proyectos de mayor éxito en MEOR se ha aplicado en yacimientos con temperaturas debajo de 55 grados centígrados, la biodegradación y la adsorción de los bio-surfactantes por la roca impactan negativamente el éxito. (Aladasani & Bai, 2010)

6.6 Los criterios de Selección EOR (“Screening”)

Los criterios de selección EOR son realizados en base a muchos experimentos y pruebas piloto, así como en base a las recomendaciones de investigadores en el método EOR del que se desea obtener parámetros de selección adecuados, ya sea para la realización de una prueba piloto, o bien, para la implementación de la tecnología de aplicación del método de recuperación mejorada candidato para el desarrollo de un yacimiento determinado.

Los parámetros principales a considerar son:

- Propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad, saturaciones de fluidos, etc.)
- Características del yacimiento (estáticas y dinámicas)
- Propiedades de los fluidos (viscosidad, densidad, composición, etc.)
- Aspectos económicos (relación costo-beneficio)

Los criterios de selección involucran la distinción entre las propiedades del aceite y las características del yacimiento en donde es mejor el desempeño de un método EOR determinado, posteriormente se continúa el estudio de las características más favorables del yacimiento para las diferentes tecnologías de aplicación, como es el caso de la inyección de vapor, que es empleada para desplazar aceite viscoso en formaciones poco profundas a menos que sea rentable la instalación de generadores de vapor en el fondo del pozo inyector, es decir, que el aspecto económico también juega un papel importante en los criterios de selección.

Los criterios de selección son basados en los principales mecanismos de desplazamiento de aceite y la compilación de éxitos obtenidos en la implementación de los proyectos EOR alrededor del mundo, así como los resultados de extensos estudios de laboratorio.

Los criterios de selección mostrados no deben ser considerados determinantes, ya que cada yacimiento es único y lo que se ha implementado resultando exitoso en un yacimiento, no es garantía de éxito en otro análogo, el “Screening” es únicamente una guía que ayuda a la selección del método EOR apropiado después de numerosas pruebas y evaluaciones siguientes al proceso de selección primario, es decir que:

- Los criterios de “Screening”, en realidad son criterios de pre-selección.

La mayoría de las compañías tienen sus propios criterios de pre-selección técnicos para recuperación mejorada.

Las directrices de las compañías son una combinación de los valores del NPC (*National Petroleum Council*) e incluyen parámetros que han sido ajustados para incluir los últimos datos de laboratorio y campo.

Después del *screening* técnico aplicado al prospecto, se aplica un riguroso proceso de *screening* económico antes tomar la decisión final. (Taber & Martin, *Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil*, 1983)

En la Figura 155 se muestran los criterios de selección de IEA (International Energy Agency) para algunos métodos de recuperación mejorada.

Método	Densidad (kg/cubic m)	Reservas remanentes recuperables (% de reservas iniciales recuperables)	Tipo de roca	Profundidad (m)	Permeabilidad (mD)	Temperatura (°C)	FR Esperado (%)
Inyección de Nitrógeno	>850	>40	Carbon	>2,000	190	-	n/a
Inyección de hidrocarburos	>904	>30	Carbon	>1,350	-	-	20 - 40
Inyección de CO ₂	>904	>20	Carbon	>700	-	-	5 - 25
Inyección de polímeros	>966	>70	Sand	<3,000	>10	<95	5 - 30
Inyección de surfactantes	>946	>35	Sand	<3,000	>10	<95	5 - 30
Térmicos/combustión bajo rápida oxidación	>1,000	>50	Sand	>50	>50	>40	n/a
Térmicos/Inyección de vapor	>1,014	>40	Sand	<1,500	>200	-	10 - 60

Fuente: International Energy Agency.

Figura 155 Criterios de Selección de la Agencia Internacional de Energía. (Ernst & Young Global Oil & Gas Center., 2013)

De acuerdo a la densidad del aceite contenido en el yacimiento se pueden señalar los métodos EOR aplicables, como muestra la Figura 156.

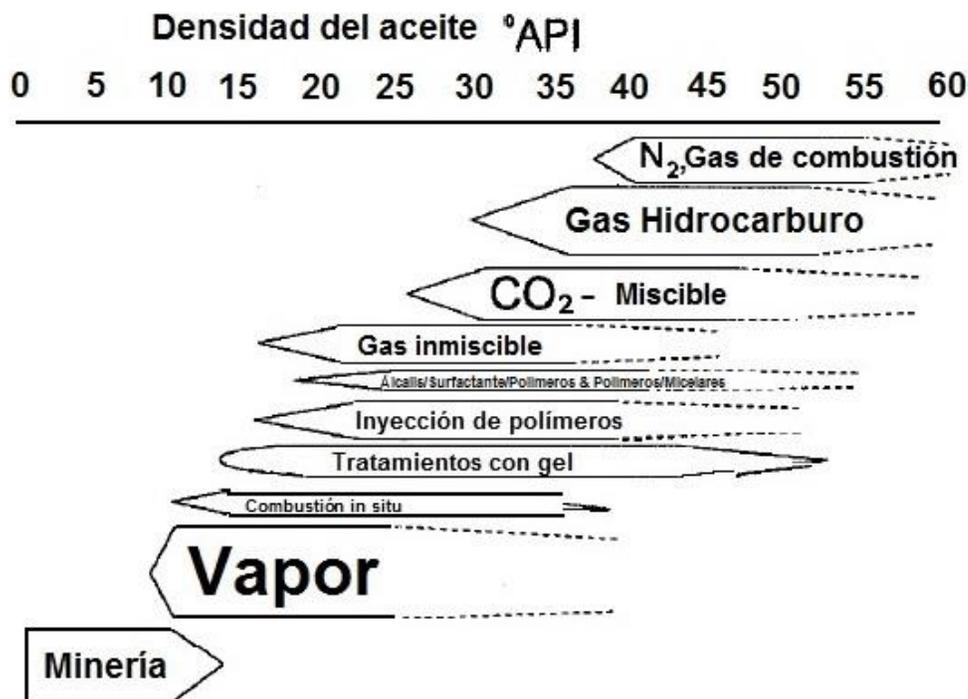


Figura 156 Criterio de selección en base a la densidad del aceite. (Taber, Martin, & Seright, 1997)

Se han catalogado también las ocurrencias de diversos fenómenos durante la aplicación de los diferentes métodos de recuperación mejorada, lo que brinda también cierta facilidad para realizar un criterio de selección eficiente. La Figura 157 muestra los fenómenos físicos ocurrientes durante diversos métodos de recuperación mejorada en comparación con la inyección de agua (recuperación secundaria).

Método EOR		Soporte de presión	Mejoramiento del barrido	Reducción de la IFT	Alteración de la mojabilidad	Reducción de la viscosidad	Dilatación del petróleo	Hidrocarburo fase única	Cambio composicional ¹	Factor de recuperación incremental
Inyección de agua	Inyección de agua									Caso base ²
	Agua preparada									Bajo
Inyección de gas: inmiscible	Hidrocarburo									Moderado
	CO ₂									Alto
	Nitrógeno o gas de chimenea							3	3	Moderado
Inyección de gas: miscible	Hidrocarburo								4	Alto
	Hidrocarburo WAG								4	Muy alto
	CO ₂									Alto
	CO ₂ WAG									El más alto
Método térmico	Vapor									Alto
	Aire a alta presión									Alto
Método químico	Polímero									Bajo
	Surfactante									Moderado
	ASP									Alto

IFT = tensión interfacial

WAG = inyección alternativa de agua y de gas

ASP = mezcla de álcali-surfactante-polímero

1. Cambio de la composición del hidrocarburo líquido.

2. La inyección de agua constituye el caso base para la comparación de otros métodos.

3. El desgasolinado del petróleo se produce a medida que se desarrolla la miscibilidad.

4. Intercambio de evaporación-condensación.

Figura 157 Fenómenos físicos ocurrientes gracias a los métodos EOR comparados con la inyección de agua (Secundaria). (Al-Mjeni, y otros, 2011)

Para seleccionar el método EOR óptimo a implementar, es necesario conocer específicamente el principal mecanismo de recuperación de cada método, la Tabla siguiente muestra algunos métodos EOR considerados como los principales por los autores Taber, Martin y Seright, junto con el mecanismo principal de desplazamiento para cada uno de los métodos mencionados.

Clasificación de algunos métodos EOR y su principal mecanismo de recuperación Según (Taber, Martin, & Seright, 1997)	
Extracción por solvente y/o procesos miscibles	<ul style="list-style-type: none"> Nitrógeno (N_2) y gases de combustión. Métodos miscibles con hidrocarburos ligeros. Inyección de CO_2. Extracción minera con solventes, minerales petrolíferos (lutitas aceitíferas)
Procesos que reducen la tensión interfacial	<ul style="list-style-type: none"> Inyección de micelares con polímeros. Inyección de álcalis-surfactante-polímeros (ASP).
Reducción de la viscosidad (del aceite) o aumento de la viscosidad (del fluido desplazante)	<ul style="list-style-type: none"> Inyección de vapor. Inyección de aire (combustión in situ) Inyección de polímeros Drenaje gravitacional asistido por gas o vapor

La Figura 158 ilustra la influencia de la profundidad del yacimiento en la selección de varios métodos de recuperación mejorada, es un “screening” de (Taber & Martin, Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil, 1983). Enriquecidas por Taber, Schmidt y Venuto en 1992.

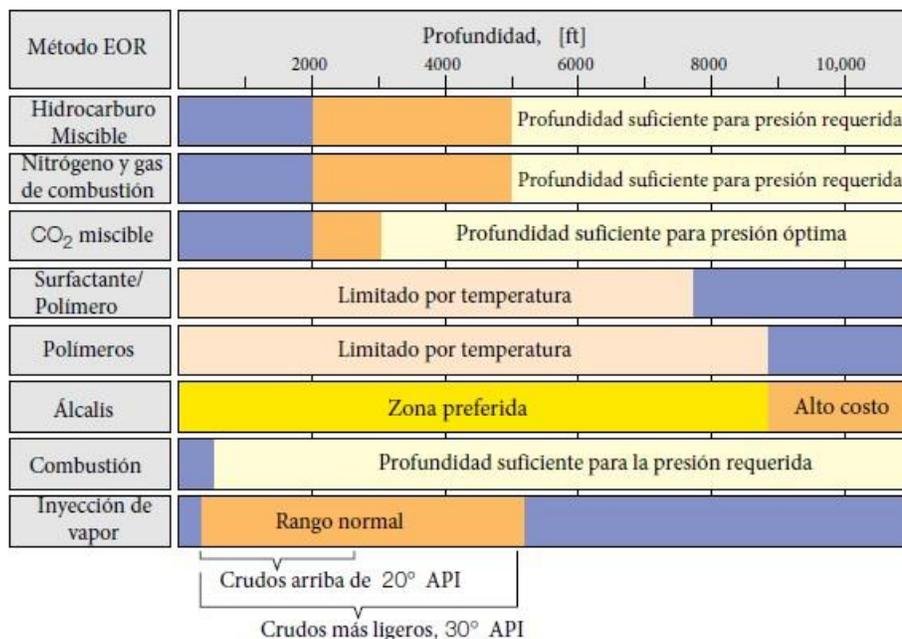


Figura 158 Criterio de selección de acuerdo a la profundidad para algunos métodos EOR. Adaptada de (Barrufet, 2001)

La Figura 159 muestra los criterios de selección de acuerdo a la viscosidad del aceite, tomando en cuenta los criterios de Taber y se agregan las modificaciones de Barrufet que proporciona un criterio de selección para procesos térmicos especiales como SAGD, ES-SAGD, procesos mineros, etc.

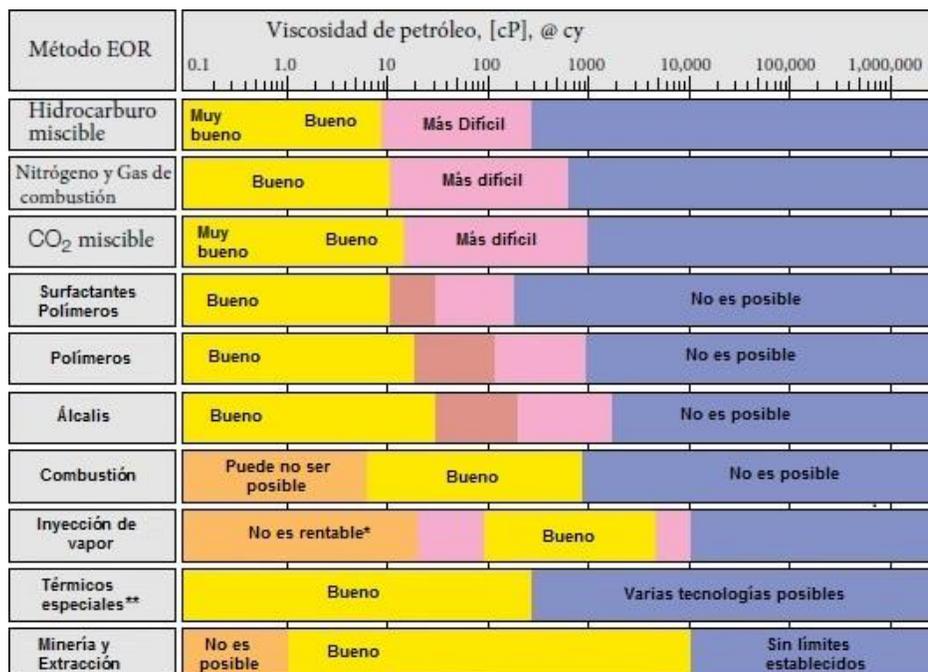


Figura 159 Rangos de viscosidad preferibles para algunos métodos EOR. Adaptada de la modificación de Taber por (Barrufet, 2001)

En la Figura 160 se muestran los criterios de selección respecto a la permeabilidad publicados por Taber, Martin, Lake, Schmidt, Venuto.

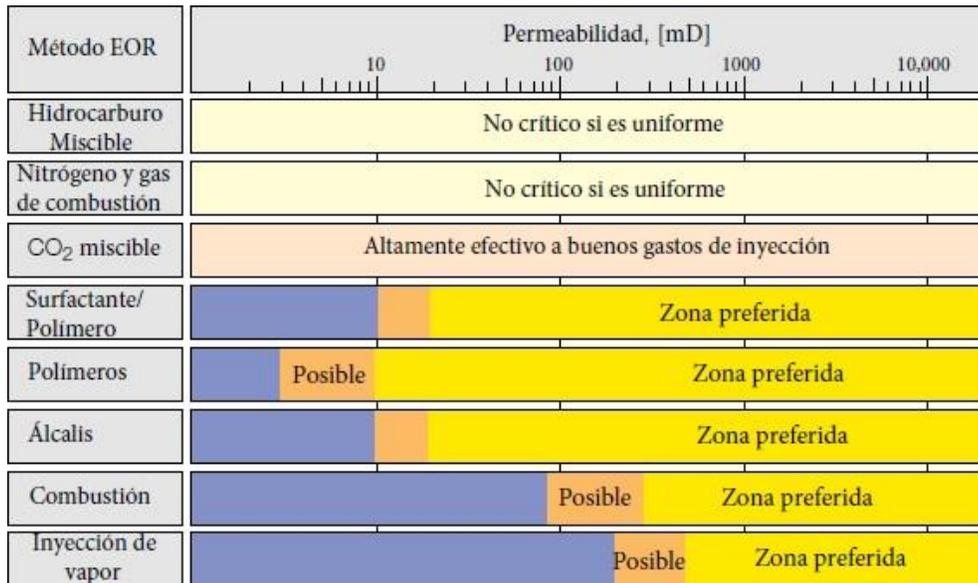


Figura 160 Rangos de permeabilidad preferibles para algunos métodos EOR. Adaptada de (Lake, Schmidt, & Venuto, Enero 1992)

El proceso utilizado para la elección de un método de recuperación mejorada a aplicarse es el mostrado en la Figura 161. No es una tarea fácil, requiere de un grupo multidisciplinario para reducir la probabilidad de fracaso, puesto que en cada uno de los estudios se involucran variables que se encuentran unidas entre los diferentes procesos.



Figura 161 Proceso para aplicar un método de recuperación mejorada. (Alvarado, y otros, 2002)

7. Recuperación Avanzada

La recuperación avanzada es la elevación del factor de recuperación por cualquier medio posible, esta definición tan amplia pone en tela de juicio, hasta qué punto un procedimiento o técnica aplicada es convencional y en qué punto es algo avanzado, existen muchas posturas de investigadores así como definiciones algo confusas e incluso algunas que se contraponen y confunden las definiciones establecidas para los demás métodos de recuperación, por tanto, el presente capítulo trata de establecer la comparación de los diversos puntos de vista acerca de la recuperación avanzada para llegar a establecer finalmente un criterio que permita aclarar dudas al respecto, se mencionarán algunos artículos que abordan el tema para dar sustento bibliográfico a lo que aquí se diga.

La recuperación avanzada de aceite abarca la recuperación mejorada (EOR) así como las tecnologías nuevas de perforación y de pozos, administración y control inteligente de yacimiento, tecnologías de monitoreo avanzadas y la aplicación de diferentes mejoras a los procesos de recuperación primaria y secundaria. (Surguchev, Manrique, & Alvarado, 2005)

La Figura 162 muestra el aceite incremental producto de la recuperación avanzada durante cualquiera de las etapas de producción (primaria, secundaria y mejorada) en donde se ve claramente que la recuperación avanzada engloba todas las demás etapas.

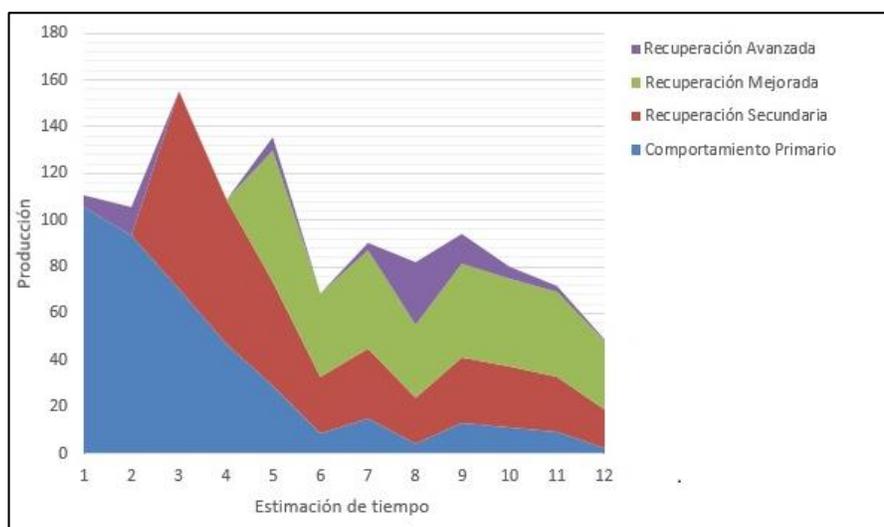


Figura 162 Esquema mostrando la producción gracias a *Improved Oil Recovery* (IOR).

7.1 Qué incluye la recuperación avanzada (IOR)

La recuperación Avanzada de aceite incluye técnicas convencionales y no convencionales, siempre y cuando se cumpla lo establecido en su definición, es decir, elevar el factor de recuperación por cualquier medio posible, por lo tanto, se enunciarán algunas técnicas o procedimientos que incrementan el factor de recuperación dentro y fuera del yacimiento.

Es importante señalar que la recuperación avanzada “IOR” (**I**mproved **O**il **R**ecovery por sus siglas en inglés) no especifica el lugar en donde se realizan los procedimientos denominados avanzados, es por esto que se puede extender la definición a técnicas avanzadas de administración de yacimientos, estimulaciones a nivel de pozo, e incluso mejoramiento de las instalaciones superficiales, líneas de distribución, etc.

Las técnicas que incrementan el factor de recuperación se pueden clasificar como:

- A nivel de pozo
- A nivel de yacimiento
- Superficiales
- Administrativas

7.1.1 Técnicas IOR a nivel de pozo

Un pozo es básicamente la comunicación que existe entre el yacimiento y la superficie, es perforado, terminado y mantenido en producción el mayor tiempo posible si es el caso de un pozo productor de desarrollo. Puede ser que en la planeación no se hayan considerado circunstancias que aparecen durante la operación del pozo, y es posible mejorar las condiciones para hacer más eficiente el pozo y configurarlo mecánicamente para incrementar el factor de recuperación, como es el caso de:

- Pozos de re-entrada (*Side Track Wells*).
- Cambio de aparejo, mantenimiento menor, etc.
- Perforación direccional y multilateral.
- Operaciones de estimulación (fracturamiento, acidificación, etc.).

Para poder incrementar el factor de recuperación, se consideran modificaciones de los pozos de desarrollo, pozos de re-entrada o direccionales con el fin de incrementar la eficiencia de los mismos, valiéndose de estrategias conocidas o incluso innovación tecnológica que no es convencional y es realizada específicamente para atacar problemas en particular o bien, mejorar un caso específico.

7.1.2 Técnicas IOR a nivel de yacimiento

A nivel de yacimiento se puede incrementar el factor de recuperación mediante métodos de recuperación secundaria y/o mejorada (EOR), que como se ha visto en capítulos anteriores del presente trabajo, quedan catalogados como parte de la recuperación avanzada (IOR). En el caso de los métodos de recuperación secundaria, se trata de:

- Inyección de agua
- Inyección de gas inmiscible

Como se ha visto en el capítulo cinco, se trata de la adición de energía externa con el fin de mantenimiento de presión o realizar un desplazamiento de fluidos, todo esto de manera inmiscible y sin alterar las propiedades de la roca y los fluidos contenidos en el yacimiento. En el caso de métodos de recuperación mejorada (EOR), se trata de la implementación de:

- Métodos Térmicos
- Métodos Químicos
- Métodos Miscibles
- Otros (MEOR, combinaciones, etc.)

El objetivo de la implementación de EOR, es evidentemente elevar el factor de recuperación por medio de la adición de energía externa modificando las propiedades de los fluidos y sus interacciones con el medio poroso, por lo cual queda claramente establecida su pertenencia a la recuperación avanzada (IOR).

Pozos de relleno (*Infill Wells*)

La recuperación avanzada (IOR) también considera las perforaciones de pozos de relleno “*infill wells*” para drenar zonas no barridas entre los pozos existentes y reducir la saturación de aceite residual, lo que impacta directamente en el factor de recuperación incrementándolo.

Caracterización exhaustiva del yacimiento

La caracterización exhaustiva es también considerada como recuperación avanzada, ya que al realizar un arduo trabajo de caracterización estática y dinámica del yacimiento proporcionará bases sólidas para la mejor elección del plan de trabajo para producir más aceite y gas de los yacimientos. Un ejemplo de esto es lo comentado en el artículo “*Improved Oil Recovery Technology in China: Status & Outlook*”. La Figura 163 muestra un esquema.

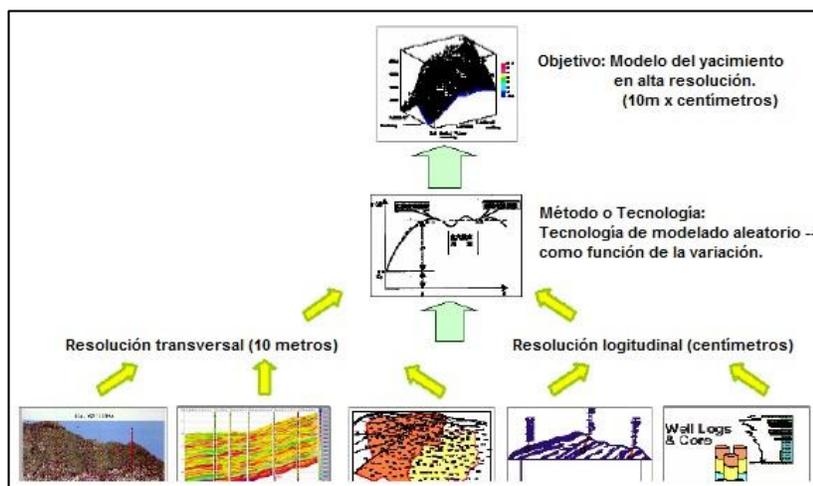


Figura 163 Obtención de un modelo de yacimiento en alta resolución. (Shen, Song, & Zhu, 2005)

A través del modelado geológico fino del yacimiento, para construir el modelo geológico para el campo de aceite con un grado de “10m x cm” se vuelve un importante método para caracterizar la heterogeneidad del yacimiento y predecir la distribución del aceite remanente. (Shen, Song, & Zhu, 2005)

7.1.3 Técnicas IOR en instalaciones superficiales

Todas aquellas actividades que impactan sobre el factor de recuperación, son consideradas como (IOR), por lo tanto, si se modifican o mejoran las condiciones de las instalaciones superficiales para incrementar la producción o explotar el yacimiento de una manera eficiente, entonces se estarán realizando actividades de recuperación mejorada (IOR).

Se pueden mencionar actividades como el estrangulamiento del pozo, ya que al administrar de mejor manera el gasto a través de este, se extenderá la vida productiva del pozo y alterará la cantidad de fluidos producidos a largo plazo.

El cambio de las tuberías obturadas por incrustaciones, también repercutirá en la vida productiva del pozo extendiendo su producción y por tanto, incrementará el factor de recuperación. El simple hecho de modificar la inclinación de la tubería de descarga impactará en el factor de recuperación, ya que al posicionarse en una inclinación óptima, el flujo de fluidos será más eficiente y no tendrá contrapresiones, y entonces se mejorarán las condiciones de flujo, por tanto, también impactará el factor de recuperación.

Como se ha descrito el término de recuperación avanzada, una eficiente y oportuna administración e intervención de las instalaciones superficiales, también es recuperación avanzada, siempre y cuando dichas actividades impacten favorablemente el factor de recuperación.

7.1.4 Técnicas IOR Administrativas

La recuperación avanzada incluye también acciones fuera del yacimiento y el pozo, incluye la administración exhaustiva en búsqueda de la elevación del factor de recuperación, la administración del yacimiento incluye:

- Desarrollo de nuevos proyectos de explotación incluyendo tecnologías de innovación.
- Programación y logística de las operaciones de estimulación.
- Proyectos para mejorar la recolección y distribución de la producción.
- Programación, logística y monitoreo de actividades de mantenimiento en instalaciones.
- Proyectos de pozos de relleno.

7.2 Conclusiones acerca de la Recuperación Avanzada (IOR)

De acuerdo con lo dicho en el apartado 7.1 de esta tesis, la recuperación avanzada es entonces una combinación resultante de múltiples aspectos dentro y fuera del yacimiento, teniendo en cuenta todas las actividades de la industria petrolera involucradas con el factor de recuperación y que tienen como objetivo el incremento de la producción y como consecuencia directa o indirecta, el incremento de dicho factor de recuperación.

A lo largo del capítulo se han comentado numerosas actividades consideradas como rutinarias en el desarrollo de un campo petrolero, quizás esto es lo que ha causado mucha confusión acerca del concepto de recuperación avanzada.

El tiempo es crítico para muchas aplicaciones IOR y el valor se podría perder si los recursos restantes no pueden ser producidos dentro de un plazo determinado. Una vez que el campo se ha cerrado, los recursos restantes se quedan en la tierra. (Surguchev, Manrique, & Alvarado, 2005)

En muchos de los elementos bibliográficos se usa indistintamente IOR y EOR, como es el caso de Alex T. Turta, Fred Wassmuth, Brij B. Maini y Ahok K. Singhal, que en el artículo que publican "*Evaluation of IOR Potential of Petroleum Reservoirs*" mencionan métodos de recuperación mejorada (EOR) como (IOR), y no están mal, ya que como se ha visto, la recuperación mejorada es parte de la recuperación avanzada, sin embargo, en el sentido estricto de la palabra son métodos EOR y el artículo habla de un software de preselección, o *screening* (PRIZE®) en métodos químicos, térmicos y miscibles.

Un método general IOR, aplicable a toda la gama de situaciones de campo, no existe. Por lo tanto, es muy importante seleccionar el esquema IOR apropiado para un yacimiento específico. (Turta, Wassmuth, Maini, & Singhal, 2000)

Entonces, después de analizar de manera muy breve, se puede concluir que:

Efectivamente, cualquier actividad que incremente el factor de recuperación directa o indirectamente es parte de IOR, abarca recuperación por comportamiento primario, secundario y mejorado, así como la administración exhaustiva del yacimiento; siempre buscando elevar el factor de recuperación.

8. Conclusiones

La recuperación de aceite incremental es una necesidad, que se ve satisfecha en parte por el constante esfuerzo de incrementar la producción en los campos petroleros alrededor del mundo, por medio de comportamiento primario, implementación de recuperación secundaria, mejorada y avanzada, así como combinaciones de lo anterior para maximizar el éxito en la recuperación de aceite.

También se debe mencionar el mejoramiento y optimización de todos los estándares de producción actuales. Es por esto que se concluye que:

La inyección inmiscible de cualquier especie química, es recuperación secundaria, puesto que es la adición de energía externa al yacimiento sin que esto altere las propiedades físico-químicas de los fluidos y la formación, con fines de mantenimiento de presión o para realizar un desplazamiento.

La recuperación mejorada se encuentra en constante desarrollo y cada año surgen nuevas alternativas para satisfacer las necesidades de incrementar el factor de recuperación. A pesar del esfuerzo en catalogar la recuperación mejorada de manera exhaustiva, durante el desarrollo del presente trabajo se ha observado que algunos métodos son consecuencia de otros, por ejemplo:

- Las soluciones alcalinas, se emplean para generar surfactantes in situ y neutralizar ácidos.
- Los surfactantes, son empleados para generar espumas, soluciones micelares y microemulsiones.
- Los polímeros, son cadenas de monómeros, con la adecuada hidratación y el tipo de polímero, generan geles que estabilizan el frente de invasión evitando digitación y elevando la eficiencia del desplazamiento.
- El dióxido de carbono bajo ciertas condiciones genera ácido carbónico que al reaccionar químicamente con el agua in situ degrada la matriz en los carbonatos (ricos en calcio y magnesio). Hincha el aceite y también es un producto de la combustión in situ.

La recuperación mejorada es costosa, pero puede extender la recuperación de aceite en los yacimientos, especialmente en los campos maduros, y; hacerlos producir parte del aceite que ha quedado como residual después de la producción primaria y volver a considerar ese aceite residual, como remanente, es decir, contabilizar esas reservas como recurso recuperable técnica y económicamente.

La recuperación avanzada es una necesidad y debe implementarse desde etapas tempranas de producción para maximizar la recuperación de aceite. Actualmente se llevan a cabo muchas actividades IOR en la industria, pero todavía hay mucho por hacer, una recomendación es hacer uso de las nuevas tecnologías y procedimientos desde el inicio para obtener el mayor beneficio posible de los yacimientos.

Para la implementación exitosa de un proyecto de aceite incremental, es necesaria la participación de muchos especialistas en las áreas involucradas debido al reto que representa la obtención del preciado recurso energético, es decir, se necesitan grupos multidisciplinarios para obtener el mejor beneficio.

Es muy basto y muy profundo cada uno de los temas tratados en el trabajo, sin embargo, se considera haber cubierto las expectativas respecto a que no se trata de algo exhaustivo, pero es una buena introducción a lo que es "Recuperación Secundaria, Mejorada y Avanzada".

Se ha realizado un trabajo actualizado que sirva como material de primera mano para aquellos estudiantes interesados en la recuperación adicional de aceite debido a que actualmente se tiene la información muy dispersa o desactualizada y eso dificulta el oportuno acceso a ella.

Bibliografía

- Abdallah, W., Buckley, J. S., Carnegie, A., Edwards, J., Herold, B., Fordham, E., . . . Ziauddin, M. (10 de Enero 2007). *Los Fundamentos de la Mojabilidad*. Schlumberger, Oilfield Review.
- Abreu M., T. J., Muñoz A., F., Silva, J. R., & Loreto M., E. (1985). *Apuntes de Recuperación Secundaria*. México DF: DICT, Departamento de explotación del petróleo, TESIS UNAM.
- Ahmed, T. H. (1989). *Hydrocarbon Phase Behavior*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.
- Ahmed, T. H., & Mc. Kinney, P. D. (2005). *Advanced Reservoir Engineering*. USA: Gulf Professional Publishing Elsevier.
- AI-EES. (2010). *Enhanced oil recovery for heavy oil in Alberta Canada*. Alberta, Canada.
- Aladasani, A., & Bai, B. (2010). Recent Developments and Updated Screening Criteria of Enhanced Oil Recovery Techniques. *CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition in China*.
- Al-Mjeni, R., Arora, S., Cherukupalli, P., Van Wunnik, J., Edwards, J., Jean Felber, B., . . . Ramamoorthy, R. (2011). ¿Llegó el momento para la tecnología EOR? *Oilfield Review*, 16-35, Volumen 22, no. 4.
- Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Enhanced Oil Recovery: An Update Review. *Energies*, 1529-1575.
- Alvarado, V., Ranson, A., Hernández, K., Manrique, E., Matheus, J., Liscano, T., & Prospero, N. (2002). Selection of EOR/IOR Opportunities Based on Machine Learning. *SPE 13th European Petroleum Conference* (pág. 11). Aberdeen, Scotland, United Kingdom.: Society of Petroleum Engineers Inc.
- Aoudia, M., Al-Maamari, R. S., Nabipour, M., Al-Bemani, A. S., & Shahab, A. (2010). Laboratory Study of Alkyl Ether Sulfonates for Improved Oil Recovery in High-Salinity Carbonate Reservoirs: A Case Study. *Energy & Fuels, American Chemical Society*, 3655-3660.
- Barrufet, M. A. (2001). Module 1- Introduction to Enhanced Oil Recovery (EOR) Methods. Texas, Estados Unidos. Texas A&M University notas de clase.
- Benson, R. (18 de Septiembre de 2014). *Montana Earth Science Picture of the Week*. Obtenido de The Coalbed Methane Controversy: <http://formontana.net/coalbed.html>
- Bidner, M. S. (2001). *Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo*. Buenos Aires, Argentina: Eudeba, Editorial Universitaria de Buenos Aires.
- Braswell, G. (9 de 1 de 2012). *n-solv Corporation*. Obtenido de New Heavy Oil Solvent Extraction Pilot Plan to test Experimental Process: http://www.n-solv.com/media/N-Solv-JPT-Online-Article-published-Jan-9-2012_text.pdf
- Bratton, T., Viet Canh, D., Van Que, N., Duc, N. V., Gillespie, P., Hunt, D., . . . Sonneland, L. (13 de Diciembre de 2014). *Schlumberger, 2006*. Obtenido de La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/naturally_fract_reservoirs.pdf
- Buckley, S. E., & Leverett, M. C. (December de 1942). Mechanism of Fluid Displacement in Sands. *SPE-942107-G. 146*, págs. p.p. 107-116. New York: Society of Petroleum Engineers.

-
- C. Patton, C. (1990). SPE-21300-PA, Injection-Water Quality. *SPE Technology Today Series*, 1238-1240.
- Cadavid R., J. H., & Gómez Cataño, J. D. (2011). *Medio continuo generalizado, Desarrollo histórico, Conceptos fundamentales, Modelos matemáticos*. Medellín, Colombia: Universidad EAFIT, Escuela de Ingeniería.
- CIAT. (1980). *Los surfactantes: Clases, Propiedades y uso con herbicidas*. Cali, Colombia: Centro Internacional de Agricultura Tropical, CIAT.
- CNH. (2012). *El Futuro de la producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*. México, D.F: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2012). *El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*. México, DF.: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Contreras L., E., & García M., P. (2001). *Desarrollo y aplicación de la capacidad para realizar pruebas de desplazamiento dinámico en muestras de núcleos de perforación de pozos petroleros*. Cuernavaca, Morelos, México.: Boletín del Instituto de Investigaciones Eléctricas Año 25, vol. 25, num. 4, julio-agosto 2014 ,pp. 152-165.
- Craig, F. J. (1971). *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*. Dallas, Tex. USA: American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, Inc.
- Cuautli, M. E. (2005). *Propiedades de los fluidos petroleros y aplicaciones*. México, D.F.: Tesis, UNAM.
- De la Vega Villar, C. (29 de Mayo de 2012). *Tenemos que hablar*. Recuperado el 18 de Septiembre de 2014, de Hidratos de metano: <http://tedigok.blogspot.mx/2012/05/hidratos-de-metano-y-efecto-storegga.html>
- Denney, D. (Marzo, 2012). Technology Development for Solvent-Based Recovery of Heavy Oil. *Journal of Petroleum Technology*, p.91.
- Díaz Viera, M. A. (2001). *Desarrollo del método de colocación Trefftz-Herrera. Aplicación a problemas de transporte en las Geociencias*. México, D.F.: Tesis UNAM, Instituto de Geofísica, Posgrado en Ciencias de la Tierra.
- E. Stewart, W., N. Lightfoot, E., & Byron Bird, R. (2006). *Fenómenos de transporte*. Wisconsin, Madison: Limusa Wiley.
- Energía, E. V. (17 de Septiembre de 2014). *Ente Vasco de la Energía*. Obtenido de Sabías que... Extracción de hidrocarburos: <http://www2.eve.es/web/Ciudadanos/Infografias/Extraccion-de-hidrocarburos/Extraccion-de-hidrocarburos-A.aspx>
- Ernst & Young Global Oil & Gas Center. (2013). *Enhanced oil recovery (EOR) methods in Russia: times is of the essence*. United Kingdom.: Ernst & Young, Quality in everything we do.
- Escalera Alcocer, J. A. (2012). *Potencial de recursos no convencionales asociados a plays de aceite y gas de lutitas en México*. México, D.F.: Subdirección de Exploración , PEMEX Exploración y Producción.
- Farouq, S. M., & Thomas, S. (1994). A Realistic Look at Enhanced Oil Recovery. *Scientia Iranica, Vol. 1, No. 3 Sharif University of Technology*, pp. 219-230.
-

-
- Fitch, P., Davies, S., Lovell, M., & Pitchard, T. (Vol. 54, No.5). Reservoir Quality and Reservoir Heterogeneity: Petrophysical Application of the Lorenz Coefficient. *Petrophysics: The SPWLA journal of formation evaluation reservoir description*, 465-474.
- Freddy Humberto Escobar Macualo, P. D. (2012). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Colombia: Universidad Surcolombiana.
- Garaicochea P., F., & Bashbush B., J. L. (1987). *Apuntes de Comportamiento de los yacimientos*. México, D.F.: Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de explotación del petróleo, UNAM.
- García Garibay, M., Quintero Ramírez, R., & López-Munguía Canales, A. (1993). *Bioteología alimentaria*. México, DF: Limusa, S.A. de C.V. Grupo Noriega Editores, Quinta re-impresión.
- González, L. (4 de Enero de 2015). *La Comunidad Petrolera*. Obtenido de THAI y CAPRI: Combustión in situ: <http://ingenieria-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/en-los-Itimos-aos-se-han-descubierto.html>
- Guillén, L. G., Buendía, T., Rodríguez, R. E., Barrera, C. D., Cabezas, L. M., Ramírez, V., & Vega, J. A. (12 de Diciembre de 2014). *Academia Edu*. Obtenido de Arreglo de pozos y eficiencia de barrido. CONTENIDO: http://www.academia.edu/8970496/Arreglo_de_pozos_y_eficiencia_de_barrido._CONTENIDO
- Hargreaves, T. (2003). *Chemical Formulation An overview of surfactant-bases preparations used in everyday life*. Cambridge, United Kingdom: Royal Society of Chemistry Paperbacks.
- Harper, J. A. (1986). *Oil and Gas Developments in Pennsylvania in 1985*. Harrisburg: Pennsylvania Geological Survey, Fourth Series.
- Hart, A. (2014). The novel THAI-CAPRI technology and its comparison to other thermal methods for heavy oil recovery and upgrading. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 427-237.
- Hart, A., Leeke, G., Greaves, M., & Wood, J. (2014). *Downhole Heavy Crude Oil Upgrading Using CAPRI: Effect of Stam upon Upgrading and Coke Formation*. United Kingdom: American Chemical Society (ACS) Publications. pp (1811-1819).
- Honarpour, M., Koederitz, L., & Harvey, A. H. (1986). *Relative Permeability of Petroleum Reservoirs*. Boca Raton, Florida: CRC Press, Inc.
- J. Pirson, S. (1965). *Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos*. Barcelona, España: Ediciones Omega, S.A. .
- Johnson Jr, C. E. (1956). Prediction of Oil Recovery by Water Flood- A simplified graphical treatment of the DYKSTRA-PARSONS method. *Journal of Petroleum Technology, Society of Petroleum Engineers SPE*, p.p. 55-56.
- Lake, L. W. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. Austin, Texas: Prentice-Hall, Inc.
- Lake, L., Schmidt, R. L., & Venuto, P. B. (Enero 1992). A niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s. *Oilfield Review, Schlumberger.*, 56-61.
- Latil, M., Bardon, C., & Burger, J. (1980). *Enhanced Oil Recovery*. París, Francia: Editions Technip.
-

-
- Manucci V., Msc, J. E. (2007). *Caracterización Física de Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela: Mannyron Consultores.
- McCain, W. D. (1990). *Petroleum Fluids* (Segunda Edición ed.). Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos: PennWell Books.
- Meyers, R. A. (2001). *Encyclopedia of Physical Science and Technology Vol. 18*. Knoxville, Tennessee: Academic Press.
- Miller, P. (2012). SEEKING A SMALLER FOOTPRINT: More than five decades in the making, game-changing technology will reduce emissions and water use for in situ oil sands recovery. *Imperial Oil Limited California*, 26-29.
- Murillo Muñeton, G. (Octubre, 2013). Aspectos geológicos. *Taller de Hidrocarburos en Lutitas. Gas-Shale Oil-Shale* (pág. 6). México, D.F.: Instituto Mexicano del Petróleo, IMP. Recuperado el 17 de Septiembre de 2014, de <http://www.imp.mx/eventos/Tlutitas/>
- National Petroleum Council;. (1984). *Enhanced Oil Recovery*. Washington, D.C., USA: National Petroleum Council.
- NIPER. (1986). *Enhanced Oil Recovery Information*. Bartlesville, Oklahoma, Estados Unidos: National Institute for Petroleum and Energy Research.
- Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- Pérez García, T. E. (2013). *Presentaciones de clase: Recuperación Secundaria y Mejorada*. Ciudad de México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Pitts, G. N., & Crawford, P. B. (1970). *Low areal sweep efficiencies in flooding heterogeneous rock SPE-2866*. Wichita Falls, Texas: Society of Petroleum Engineers (SPE), Texas A&M University.
- Rafael Rodríguez Nieto. (1987). *Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos*. México, D.F.: Facultad de Ingeniería, DICT, UNAM.
- Ranalli, Dr., J. (15 de Junio de 2014). The Reynolds Transport Theorem. Luzerne Country, Pennsylvania, Estados Unidos: Pennsylvania State University.
- Ring, G. (18 de Septiembre de 2014). *Revista Sync*. Obtenido de Revista de innovación de los Países Bajos: <http://sync.nl/oliewinning-uit-canadees-teerzand-booming-business-en-millieuramp/2>
- Rios, E. E. (2014). *Predicción del Comportamiento de la inyección de agua y gas*. Maracaibo: Universidad de Zulia, Venezuela.
- Rivera V., J. S. (2004). *Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos*. Caracas, Venezuela: Universidad de Oriente.

-
- Rodríguez de la Garza, F. (2013). Proyectos de Recuperación Mejorada de PEMEX EyP: Retos y Oportunidades. *V Congreso Anual, Conjunto de Asociaciones del Sector Energético*. Acapulco, Gro. México: PEMEX (Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos).
- Rodríguez Nieto, R. (s.f.). *Apuntes de Comportamiento de yacimientos*. México, D.F.: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- S. Law, D. H. (2011). *A New Heavy Oil Recovery Technology to Maximize Performance and Minimize Environmental Impact*. Obtenido de Society of Petroleum Engineers; Distinguished Lecturer Program: <http://www.spe.org/dl/docs/2011/Law.pdf>.
- Salager, J. L. (1992). *El mundo de los surfactantes*. Mérida, Venezuela: Laboratorio de formulación, interfaces, reología y procesos, Universidad de Los Andes, Facultad de Ingeniería Química. Venezuela.
- Satter, A., & Thakur, G. C. (1994). *Integrated Petroleum Reservoir Management*. Tulsa, Oklahoma: PenWell Books.
- Schlumberger. (17 de Septiembre de 2008). *Schlumberger*. Obtenido de Carbonate reservoirs: http://www.slb.com/~media/Files/industry_challenges/carbonates/brochures/cb_carbonatados_08os071.pdf
- Schlumberger. (11 de 12 de 2014). *Oilfield Glossary*. Obtenido de http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sweep_efficiency.aspx
- Schlumberger. (11 de Diciembre de 2014). *Oilfield Glossary*. Obtenido de eficiencia del barrido vertical: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/v/vertical_sweep_efficiency.aspx
- Serrano Saldaña, E. (18 de Septiembre de 2012). Presentaciones de Clase: Recuperación Secundaria y Mejorada. *Ecuaciones básicas para el flujo de fluidos en medios porosos*. México, D.F.: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Society of Petroleum Engineers. (13 de Septiembre de 2014). *Glossary*. Obtenido de Petrowiki: http://petrowiki.org/Interfacial_tension
- SPE, AAPG, WPC, SPEE. (2009). *Petroleum Resources Management System*. SPE.
- Stiles, W. E. (Enero de 1949). Use of Permeability Distribution in Water Flood Calculations. *Journal of Petroleum Technology*, 1(01), pp. 9-13.
- Stosur, G. J. (2003). *EOR: Past, Present and What the Next 25 Years May Bring*. Asia Pacific held in Kuala Lumpur, Malaysia, 20-21: Society of Petroleum Engineers.
- Streeter, V. L. (1970). *Mecánica de los fluidos*. Michigan, USA: McGraw-Hill de México, S.A. de C.V.
- Taber, J. J., & Martin, F. D. (1983). Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil. *Annual Technical Conference and Exhibition* (págs. 1-12). San Francisco, CA, : Society of Petroleum Engineers.
- Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997). EOR Screening Criteria Revisited- Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. *SPE Reservoir Engineering*, 189-198.

-
- Tharwat F., T. (2005). *Applied Surfactants Principles and Applications*. Berkshire RG40 4HE, United Kingdom: WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.
- Thomas, S. (2007). Enhanced Oil Recovery -An Overview. *Oil & Gas Science and Technology*, pp. 9-19.
- Ursin, J.-R. (2004). Fluid flow in gas condensate reservoirs: the interplay of forces and their relative strengths. (D. o. Stavanger University College, Ed.) *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 253-267.
- Vafaei, M. T., Eslamloueyan, R., Enfeali, L., & Ayatollahi, S. (2009). Analysis and Simulation of Steam Distillation Mechanism during the Steam Injection Process. *Energy & Fuels*, *American Chemical Society.*, 327-333.
- van Batenburg, D. W., de Zwart, A. H., & Doush, M. (2010). Water Alternating High Pressure Air Injection. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma, USA: Society of Petroleum Engineers.
- Willhite, G. P. (1986). *Waterflooding*. Richardson, Tx: Society of Petroleum Engineers.
- Willhite, G. P., & Green, D. W. (1998). *Enhanced Oil Recovery*. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers (SPE).