

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**EVALUACIÓN DE UN PLAN DE RECUPERACIÓN DE UN  
CAMPO MADURO MEDIANTE EL USO DE UN MÉTODO DE  
PREDICCIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA A EMPLEARSE EN  
LOS YACIMIENTOS ARV-3 (L3M) Y SM-131 (M4M), UBICADOS  
EN LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela

Por los Brs: Jiménez P, Daniel H.,

Martínez M, María D.

Para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2019

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**EVALUACIÓN DE UN PLAN DE RECUPERACIÓN DE UN  
CAMPO MADURO MEDIANTE EL USO DE UN MÉTODO DE  
PREDICCIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA A EMPLEARSE EN  
LOS YACIMIENTOS ARV-3 (L3M) Y SM-131 (M4M), UBICADOS  
EN LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**

Tutor académico: Prof. Eliana Alvarado

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela

Por los Brs: Jiménez P, Daniel H.,

Martínez M, María D.

Para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2019

Caracas, Junio 2019

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los bachilleres Daniel Jiménez y María Martínez, titulado:

**EVALUACIÓN DE UN PLAN DE RECUPERACIÓN DE UN CAMPO  
MADURO MEDIANTE EL USO DE UN MÉTODO DE PREDICCIÓN DE  
INYECCIÓN DE AGUA A EMPLEARSE EN LOS YACIMIENTOS ARV-  
3 (L3M) Y SM-131 (M4M), UBICADOS EN LA CUENCA ORIENTAL DE  
VENEZUELA**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROADO.



Prof. Jhon Quino



Prof.. Neyfrank Ortuño



Prof.. Eliana Alvarado

## DEDICATORIA

*A Dios Padre Todopoderoso, por darme la vida y abrir caminos para que pudiera cumplir mi sueño de estudiar en la mejor universidad de Venezuela.*

*A mi madre Rosa Piñero por haber dado todo por mí, sé que ella está incluso más feliz que yo por esta meta que hemos alcanzado.*

*A mi mamá Danny y a mi hermana Danielys, qué suerte tuve de haber crecido junto a ustedes.*

*A mis dos padres, José Luis García y Manuel Jiménez, por estar siempre presente.*

*Los amo a todos, este triunfo es para ustedes.*

Daniel Jiménez

## DEDICATORIA

*A DIOS, por estar siempre presente en cada aspecto de mi vida y darme sabiduría en los momentos difíciles.*

*A mi madre Nallaly Medina, por ser una excelente mujer, madre, amiga, luchadora, por apoyarme en este logro y ser ese pilar fundamental en cada paso que doy.*

*A mi padre Melquiades Martínez, por ser un hombre fuerte que siempre me lleva de la mano con Dios.*

*A mi abuela Pilar Gutiérrez, porque mientras estuviste físicamente siempre estabas atenta a mis estudios y me apoyaste con lo que pudiste.*

*Este logro es por y para ustedes.*

María Martínez.

## AGRADECIMIENTOS

Agradezco en primer lugar a Dios por ser mi fuente de vida y por darme las fuerzas que necesité para superar los obstáculos.

Agradezco a la ilustre Universidad Central de Venezuela, por abrirme sus puertas y formarme como un profesional integro, disfruto cada día el poder ser ucevista.

Gracias por su dedicación y compromiso a mi tutora querida y admirada Eliana Alvarado, de verdad todo mi respeto a su conocimiento, espero algún día saber por lo menos la mitad de lo que usted sabe profesora.

Gracias a mis padres Rosa, Danny, José Luis y Manuel por la crianza, la educación y los valores que inculcaron en mí, soy quien soy gracias a ustedes.

Es mi deber agradecer también a mi tía Mercedes y a la señora Maricarmen por haberme acogido en sus hogares y tratarme como a un hijo durante el tiempo que duró mi carrera, no sabré como pagarles, solo me gustaría que sepan que ocupan un lugar muy importante en mi corazón.

Agradezco también a mis tías Ynes, Yris y Elida, que ayudaron con mi crianza en muchas etapas de mi vida, nunca me faltó un consejo gracias a ustedes, quiero que sepan que son dueñas de todo mi cariño.

No puedo dejar de mencionar a mi hermanita y mejor amiga Danielys, esas largas conversaciones de confianza contigo han sido las mejores.

Un agradecimiento especial para mi “ami” María, te convertiste en mi compañera de tesis y casi una hermana, gracias por esas discusiones que alegran y por tu amistad. Para finalizar quiero agregar eso que dicen que no necesitas tener muchos amigos, solo los mejores, y yo los tengo por eso agradezco a ustedes también: Raymer, Ibrahim, Mariana G, Julio V, Jhon, Williams, Félix, Jorge (primo). Cuento con ustedes para todo.

Daniel Jiménez

## AGRADECIMIENTOS

A DIOS, por darme vida, sabiduría y salud para poder lograr esta meta.

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela, la casa que vence las sombras. Gracias por brindarme una buena educación, conjunto con los profesores de la Escuela de Petróleo. ¡Ucevista por siempre!

A mi tutora Eliana Alvarado por ser una excelente profesora, siempre estar atenta a mis inquietudes y por transmitirme sus conocimientos con la humildad y sencillez que la caracteriza.

A mi madre bella Nallaly Medina, por siempre acompañarme en este largo camino, creer en mí y siempre incentivarirme a luchar por las cosas que quiero TE AMO DEMASIADO MADRE BELLA.

A mi padre Melquiades Martínez por estar allí, fuerte y rudo como eres TE AMO PAPÁ.

Al mejor amigo y compañero de tesis que pude tener, Daniel “ami” Te quiero amigo.

A mis tías Marlene, Mayory, Fidela, Lizbeth, Inírida por de alguna u otra forma haberme apoyado en este largo proceso.

A mi prima Meribeth, por ser esa prima-hermana con la que sé que siempre contaré, a pesar de que no te veo desde hace mucho tiempo siempre estás presente en mi vida TE AMO HERMANA.

A mi prima Maru, por convertirse en esa hermana mayor con la que sé que puedo contar siempre.

A mi prima María Gabriel, por ser como esa pequeña hermanita y cómplice de aventuras.

A mi primos José, Evany y Yirberth.

A Luis Rojas, por ser esa persona especial en mi corazón, mi pareja y mi compañero de aprendizaje. Te quiero mucho babe.

A mi amigo Julio Verenzuela, por estar allí desde el inicio, ser mi pañuelo de lágrimas en momentos difíciles, por ser mi cómplice en cada aspecto de este proceso, hermano y amigo siempre.

A mi amiga Mariana, “ami”, gracias por ser una buena amiga y bella persona.

A mis amigos Jhón, William los admiro mucho, gracias por apoyarme.

María Martínez.



**Jiménez P., Daniel H.**

**Martínez M., María D.**

**EVALUACIÓN DE UN PLAN DE RECUPERACIÓN DE UN CAMPO MADURO MEDIANTE EL USO DE UN MÉTODO DE PREDICCIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA A EMPLEARSE EN LOS YACIMIENTOS ARV-3 (L3M) Y SM-131 (M4M), UBICADOS EN LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**

**Tutor académico: Prof. Eliana Alvarado. TEG. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2019, 139 pp.**

**Palabras clave:** Arenas L3M y M4M, Yacimientos ARV-3 y SM-131, Plan de inyección de agua, Método de predicción de inyección de agua, Software MBal, Tasa interna de retorno (TIR), Valor presente neto (VPN).

**RESUMEN**

Las arenas L3M y M4M pertenecientes a los yacimientos ARV-3 y SM-131 respectivamente actualmente carecen de un plan de inyección adecuado, por lo que se propone aplicar un método de predicción que permita evaluar una estrategia de recuperación secundaria que ayude a drenar el volumen de petróleo remanente. Para ello, fue necesario analizar la estructura de los yacimientos, fallas, contactos entre fluidos, estratigrafía, y propiedades petrofísicas, donde se estableció que las arenas L3M y M4M presentan características similares por lo que se pueden evaluar para ser explotadas en conjunto. También se utilizó el software MBal de Petroleum Experts para validar el petróleo original en sitio y describir el balance de energía en los yacimientos, pudiéndose verificar que el POES (petróleo original en sitio) de M4M es de 26,6 MMBbl y se determinó que para L3M es de 18,66 MMBbl. Posteriormente se aplicó y estableció el método de Buckley - Leverett y Welge, como el más representativo para los yacimientos en estudio, junto a los métodos de Dykstra – Parsons gráfico y Dykstra – Parsons analítico, validándose la predicción obtenida para un recobro de 16,1% para M4M y 6,61% para L3M respectivamente. Luego se hizo un diagnóstico sobre el plan piloto implementado en la arena M4M y se propuso un plan operacional el cual se sometió a un análisis económico que tomó como indicadores la tasa interna de retorno o TIR (41,93%), el valor presente neto o VPN (44,12 MM\$) con un tiempo de recuperación de inversión de 2,35 años.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

LISTA DE TABLAS .....	xvii
LISTA DE FIGURAS .....	xviii
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I.....	4
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	4
1.1 Planteamiento del problema .....	4
1.2 Objetivos de la investigación.....	5
1.2.1 Objetivo general.....	5
1.2.3 Objetivos específicos .....	5
1.3 Justificación de la investigación.....	6
1.4 Alcance.....	7
1.5 Limitaciones .....	7
CAPÍTULO II .....	9
MARCO TEÓRICO.....	9
2.1 Antecedentes .....	9
2.2 Conceptos Básicos.....	11
2.2.1 Mecanismos de producción de petróleo.....	11
2.2.1.1 La producción primaria.....	11
2.2.1.2 Recuperación secundaria.....	11

2.2.1.3 Recuperación terciaria.....	11
2.2.2 Mecanismos de producción primaria.....	12
2.2.2.1 Expansión de la roca y de los fluidos.....	12
2.2.2.2 Empuje por gas en solución.....	12
2.2.2.3 Empuje por capa de gas.....	12
2.2.2.4 Segregación gravitacional.....	13
2.2.2.5 Empuje hidráulico.....	13
2.2.3 Inyección de agua.....	14
2.2.3.1 Inyección periférica o externa.....	15
2.2.3.2 Inyección en arreglos o dispersa.....	18
2.2.4 Mecanismos de desplazamientos.....	20
2.2.5 Etapas de la inyección de agua.....	20
2.2.5.1 Condiciones iniciales previas a la inyección de agua.....	20
2.2.5.2 La invasión.....	20
2.2.5.3 La Ruptura.....	20
2.2.5.4 Posterior a la ruptura.....	21
2.2.6 Características del agua de inyección.....	22
2.2.7 Conceptos en una inyección de agua asociados a las propiedades roca- fluido.....	22
2.2.7.1 Desplazamiento inmisible.....	22

2.2.7.2 Tipos de Desplazamiento inmiscible .....	22
2.2.7.3 Movilidad .....	24
2.2.7.4 Tensión superficial .....	24
2.2.7.5 Tensión interfacial.....	24
2.2.7.6 Presión capilar .....	24
2.2.7.7 Humectabilidad o Mojabilidad.....	25
2.2.7.8 Permeabilidad.....	26
2.2.8 Variables de la inyección de agua.....	26
2.2.8.1 Profundidad del yacimiento .....	27
2.2.8.2 Arreglos de los pozos .....	27
2.2.8.3 Permeabilidad.....	27
2.2.8.4 Humectabilidad de la roca.....	27
2.2.8.5. Saturación de gas inicial.....	27
2.2.8.6 Saturación de los fluidos .....	28
2.2.8.7 Razón de movilidad.....	28
2.2.8.8 Viscosidad del petróleo .....	28
2.2.8.9 Tasa de inyección y buzamiento .....	29
2.2.8.10 Tasa crítica de conificación.....	29
2.2.9 Problemas asociados a la alta producción de agua .....	29

2.2.9.1 Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empacaduras .....	29
2.2.9.2 Flujo canalizado detrás del revestidor.....	30
2.2.9.3 Contacto agua-petróleo dinámico .....	31
2.2.9.4 Capa inundada sin flujo transversal .....	32
2.2.9.5 Fracturas o fallas entre inyector y productor.....	33
2.2.9.6 Conificación .....	34
2.2.9.7 Barrido areal deficiente .....	35
2.2.9.8 Segregación gravitacional .....	36
2.2.10 Técnicas para el diagnóstico del control de agua .....	37
2.2.10.1 Gráfico de la historia de producción .....	37
2.2.10.2 Gráficos de diagnóstico.....	38
2.2.11 Eficiencia de desplazamiento.....	40
2.2.12 Eficiencia de barrido areal .....	41
2.2.13 Eficiencia vertical de barrido (Cv).....	42
2.2.14 Eficiencia volumétrica de barrido .....	42
2.2.15 Eficiencia Volumétrica de Reemplazo (EVR).....	43
2.2.16 Teoría de desplazamiento .....	44
2.2.17 Factores que afectan a la curva de flujo fraccional de agua .....	46
2.2.17.1 Mojabilidad .....	47

2.2.17.2 Buzamiento y dirección de la inyección .....	47
2.2.17.3 Viscosidades.....	48
2.2.17.4 Factor Volumétrico de formación de petróleo (Bo).....	49
2.2.18 Métodos de predicción analíticos .....	49
2.2.18.1 Método de predicción perfecto.....	50
2.2.18.2 Método de Buckley y Leverett.....	51
2.2.18.3 Método de Dykstra Parsons .....	52
2.2.19 Software MBAL .....	53
2.2.20 Indicadores económicos.....	54
2.2.20.1 Ingresos .....	55
2.2.20.2 Egresos .....	55
2.2.20.3 Valor Presente Neto (VPN).....	55
2.2.20.4 Tasa interna de retorno.....	55
2.2.20.5 Período de recuperación.....	56
2.3 Ubicación del campo Mata, zona Araibel (Arenas M4M y L3M) .....	56
2.4 Geología .....	58
2.4.1 Modelo geológico estructural .....	58
2.4.2 Modelo geológico estratigráfico .....	59
2.5 Historia de producción del yacimiento SM-131 arena M4M.....	61
2.6 Historia de inyección de agua de M4M.....	63

2.7 Historia de producción del yacimiento ARV-3 arena L3M .....	66
CAPÍTULO III.....	69
MARCO METODOLÓGICO .....	69
3.1 Tipos de investigación.....	69
3.2 Diseño de la investigación.....	69
3.3 Población y muestra .....	70
3.4 Instrumentos utilizados para la recolección de datos .....	70
3.5 Procedimiento experimental.....	71
3.5.1 Caracterización de los yacimientos ARV-3 arena (L3M) y SM-131 arena (M4M).....	71
3.5.2 Análisis del comportamiento de los yacimientos mediante la utilización del software MBal de Petroleum Experts .....	72
3.5.3 Determinación del método de predicción con mejor ajuste al proceso de inyección de acuerdo a las características de los yacimientos.....	72
3.5.3.1 Procedimiento descrito para la predicción usando el método de Buckley- Leverett y Welge .....	74
3.5.3.2 Procedimiento realizado para la predicción por el método Dykstra – Parsons, gráfico .....	77
3.5.3.3 Procedimiento realizado para predicción por el método Dykstra – Parsons, analítico.....	83
3.5.4 Desarrollo del plan operacional y análisis técnico-económico.....	84

CAPÍTULO IV .....	87
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....	87
4.1 Características de las arenas M4M y L3M y validación del POES.....	87
4.2 Selección de curvas de permeabilidades relativas.....	93
4.3 Métodos de predicción .....	98
4.3.1 Buckley – Leverett y Welge .....	98
4.3.2 Dykstra - Parsons gráfico.....	106
4.3.3 Dykstra – Parsons analítico.....	109
4.3.4 Comparación de métodos.....	109
4.4 Diagnóstico utilizado para implementar el plan de reingeniería en las arenas M4M y L3M.....	111
4.5 Plan operacional .....	122
4.5.1 Plan operacional, Arena M4M.....	122
4.5.2 Plan operacional, Arena L3M.....	125
4.6 Análisis económico .....	130
CONCLUSIONES .....	134
RECOMENDACIONES .....	136
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	137



## LISTA DE TABLAS

Tabla 1.....	16
Tabla 2.....	19
Tabla 3.....	50
Tabla 4.....	61
Tabla 5.....	85
Tabla 6.....	96
Tabla 7.....	97
Tabla 8.....	101
Tabla 9.....	101
Tabla 10.....	102
Tabla 11.....	103
Tabla 12.....	105
Tabla 13.....	106
Tabla 14.....	107
Tabla 15.....	108
Tabla 16.....	109
Tabla 17.....	109
Tabla 18.....	110
Tabla 19.....	110
Tabla 20.....	129
Tabla 21.....	130
Tabla 22.....	131
Tabla 23.....	132
Tabla 24.....	133

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 .....	14
Figura 2 .....	15
Figura 3 .....	17
Figura 4 .....	17
Figura 5 .....	18
Figura 6 .....	19
Figura 7 .....	21
Figura 8 .....	21
Figura 9 .....	23
Figura 10 .....	23
Figura 11 .....	25
Figura 12 .....	30
Figura 13 .....	31
Figura 14 .....	32
Figura 15 .....	33
Figura 16 .....	34
Figura 17 .....	35
Figura 18 .....	36
Figura 19 .....	37
Figura 20 .....	38
Figura 21 .....	39
Figura 22 .....	39
Figura 23 .....	40
Figura 24 .....	40

Figura 25 .....	42
Figura 26 .....	42
Figura 27 .....	43
Figura 28 .....	46
Figura 29 .....	47
Figura 30 .....	48
Figura 31 .....	48
Figura 32 .....	49
Figura 33 .....	53
Figura 34 .....	57
Figura 35 .....	58
Figura 36 .....	60
Figura 37 .....	62
Figura 38 .....	63
Figura 39 .....	63
Figura 40 .....	65
Figura 41 .....	66
Figura 42 .....	67
Figura 43 .....	67
Figura 44 .....	68
Figura 45 .....	76
Figura 46 .....	79
Figura 47 .....	80
Figura 48 .....	80
Figura 49 .....	81

Figura 50 .....	81
Figura 51 .....	88
Figura 52 .....	88
Figura 53 .....	89
Figura 54 .....	89
Figura 55 .....	90
Figura 56 .....	91
Figura 57 .....	92
Figura 58 .....	93
Figura 59 .....	95
Figura 60 .....	98
Figura 61 .....	99
Figura 62 .....	100
Figura 63 .....	100
Figura 64 .....	101
Figura 65 .....	104
Figura 66 .....	105
Figura 67 .....	106
Figura 68 .....	108
Figura 69 .....	112
Figura 70 .....	112
Figura 71 .....	113
Figura 72 .....	114
Figura 73 .....	115
Figura 74 .....	116

Figura 75 .....	117
Figura 76 .....	118
Figura 77 .....	119
Figura 78 .....	120
Figura 79 .....	120
Figura 80 .....	121
Figura 81 .....	121
Figura 82 .....	123
Figura 83 .....	123
Figura 84 .....	124
Figura 85 .....	126
Figura 86 .....	127
Figura 87 .....	127
Figura 88 .....	128
Figura 89 .....	130

## INTRODUCCIÓN

La recuperación secundaria de petróleo resulta del aumento de la energía natural del yacimiento, mediante la inyección de agua o gas en el mismo para desplazar al crudo hacia los pozos productores. Es importante resaltar, que cuando declina la producción primaria, la inyección de agua es casi sinónimo de recuperación secundaria por lo que salta a relucir la importancia y frecuencia del uso de este mecanismo, es por ello que a principios de este siglo, más de la mitad de la producción mundial de crudo se debía a la inyección de agua (Paris de Ferrer, 2001). “Este método se dio por primera vez de manera espontánea en la ciudad de Pensilvania, cuando arenas acuíferas cercanas a pozos petroleros entraron en convergencia y efectuaron el empuje del petróleo ocasionando un aumento de producción del mismo. Vale la pena mencionar que el agua usada para el método de empuje del petróleo debe tener las siguientes características: no corrosiva, no incrustante, libre de sólidos suspendidos y disueltos, y debe ser compatible con el agua de formación presente en el yacimiento” (Ochoa, 2018).

Si se toma en cuenta la posición de los pozos productores con respecto a los inyectoros, el proceso se puede realizar de dos formas diferentes, una de ellas es la forma periférica o externa; en este caso el agua se inyecta fuera de la zona de petróleo cerca del contacto agua-petróleo; por lo que es fácil suponer que el otro mecanismo consiste en introducir el agua dentro de la zona saturada con el hidrocarburo y se conoce como inyección en arreglos o dispersa (Paris de Ferrer, 2001). De igual forma, cuando se va a desarrollar un campo a través de un método de recuperación secundaria, se hace usando un arreglo regular donde pozos inyectoros y productores forman figuras geométricas conocidas y muy variadas (cuadrados, triángulos, rectángulos). Actualmente los arreglos de pozos se efectúan de manera uniforme, dichos arreglos están compuestos por pozos productores e inyectoros, y pueden ser: cuatro pozos, cinco pozos, siete pozos, invertido de siete pozos, nueve pozos, invertido de nueve pozos, empuje de línea directa, y empuje de línea alterna (Barrera, 2014).

“Cuando se lleva a cabo algún método de recuperación secundaria es necesario evaluar factores como geometría del yacimiento, litología, profundidad de la formación objetivo, porosidad, permeabilidad, distribución de la saturación de fluidos, y las propiedades de los mismos; esto debido a que la manera en que se efectuará el proceso de inyección dependerá de dichas características” (Paris de Ferrer, 2001). Con respecto a los métodos de predicción, se clasifican “de acuerdo a las variables que afecten al problema que se desea simular. En este sentido, hay métodos que toman en cuenta el tipo de desplazamiento donde el más representativo es Buckley - Leverett, otros tienen como premisa la heterogeneidad del yacimiento como Dykstra - Parsons o Stiles, mientras que otros métodos como Muskat y Hurst, se fundamentan en la eficiencia de barrido areal,” (Paris de Ferrer, 2001). Además, existen métodos relacionados con modelos matemáticos y empíricos que no toman tanta relevancia para efectos de este trabajo.

Tomando en cuenta los distintos contextos de aplicaciones que tienen los métodos de predicción, es sumamente importante definir correctamente las variables que afectan a los yacimientos que están siendo evaluados, ya que de esta manera se podrá elegir correctamente el método que mejor modele a los casos en estudio.

La inyección de agua en Venezuela se inició en el año 1966 en el campo Oficina, después de haber inyectado gas, sin embargo, la mayoría de estos proyectos presentaron problemas de canalizaciones y por tal motivo fueron suspendidos. Desde entonces la inyección de agua ha sido de suma importancia para la producción petrolera en Venezuela, hasta el punto que para el año 1999 estaban activos 79 proyectos de inyección los cuales se traducían en un millón de barriles por día, lo que representaba un 40% de la producción total del país (Duarte, 2012). La zona en estudio, Araibel, se encuentra ubicada al oriente del país, en la cuenca oriental, sub-cuenca de Maturín. En ella se han venido implementando proyectos pilotos de recuperación secundaria hasta el año 2005 aproximadamente, en las arenas M4M del yacimiento SM-131. Dichos proyectos han sido ejecutados por diferentes operadores, siendo el punto común, la carencia del seguimiento de un plan para la inyección de agua y su respuesta, además de un buen análisis

económico del mismo. Por tal motivo, el siguiente Trabajo Especial de Grado consta de evaluar, por medio de métodos de predicción, un mejor diseño de inyección a ser implementado de acuerdo a las características de estos yacimientos, tomando como apoyo a la herramienta MBAL de la compañía Petroleum Experts, el cual entre otras cosas, permite determinar el petróleo original en sitio y cualquier mecanismo de empuje asociado al yacimiento.



## CAPÍTULO I

### PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En este capítulo se presenta el problema relacionado a la investigación y la importancia de llevar a cabo este estudio, así como también el objetivo principal y una serie de objetivos específicos sobre los cuales estará basada dicha investigación.

#### 1.1 Planteamiento del problema

El campo Mata cuenta con una extensión de 212,13 Km<sup>2</sup>, la cual antes de implementar los proyectos de inyección de agua por una operadora mixta, tenía una producción diaria de petróleo de 2800 Bbl/d. La zona Araibel se encuentra ubicada en la parte occidental del campo, y posee dos yacimientos de gran potencial como lo son la arena M4M (SM-131) y la arena L3M (ARV-3), los cuales tienen un POES de 26.6 MMBbbls y 10.5 MMBbbls respectivamente, ambos saturados con petróleo liviano y con características petrofísicas favorables para la acumulación y producción de hidrocarburos.

La planificación inicial, la evaluación y la selección correcta del proceso para la inyección de agua son cruciales y sumamente importantes manteniendo siempre la solución más económica. El operador comenzó a mediados del año 2001 un proyecto de recuperación secundaria para las arenas ya mencionadas, sin embargo, los mismos no fueron culminados en su totalidad, ya que no se contaba con un seguimiento automatizado de la inyección de agua y su respuesta, además de esto, no se tenía identificado un buen método de predicción para la misma. “Un método de predicción de inyección consiste en aplicar un conjunto de ecuaciones que simulan el comportamiento esperado del yacimiento y permiten diagnosticar información sobre su futuro, en aspectos tales como: tiempo de ruptura, petróleo recuperado, producción del petróleo en función del tiempo, esquema de inyección y producción de agua o gas, antes y después de la ruptura” (Paris de Ferrer, 2001).

Así mismo, cuando se utiliza “la inyección de agua como método de recuperación secundaria de petróleo, es muy importante controlar la tasa de producción, ya que

en una arena uniforme, los sumideros de presión causados por las altas tasas de extracción pueden resultar en un cono de agua hacia el intervalo de completación. Igualmente, en una arena estratificada, altas tasa de extracción de fluidos puede resultar en la canalización del agua a lo largo de las arenas de alta permeabilidad y hacia los pozos, aún a pesar que los pozos estén completados sobre el contacto agua – petróleo. Cuando se desarrolla un cono o canal de agua en el intervalo de completación, tiende a ser estable y persiste una producción continua de agua, lo que por supuesto se traduce en una reducción de la recuperación final” (Carrillo, 2010).

En este estudio, ambos yacimientos a pesar de encontrarse en el mismo campo, se deben evaluar por separado ya que se encuentran en fases diferentes, y además poseen diferencias en sus propiedades y volúmenes de hidrocarburos. En todos los grandes proyectos se debe contar con un buen análisis económico, ya que mediante este, se puede evaluar cuán factible llegará a ser el mismo, es por ello que en vista del atractivo potencial que presentan ambos yacimientos y en busca de incrementar la producción, se desea diseñar un plan de inyección de agua que optimice todas las operaciones en esta área, y por consiguiente, un análisis técnico-económico con el cual se cree un escenario de la liquidez futura del estudio.

## **1.2 Objetivos de la investigación**

### **1.2.1 Objetivo general**

Evaluar y seleccionar un método de predicción de inyección de agua para optimizar un plan de recuperación secundaria a los yacimientos ARV-3 arena (L3M) y SM-131 arena (M4M), pertenecientes a la Zona Araibel del Campo Mata, en el Oriente de Venezuela.

### **1.2.3 Objetivos específicos**

- Recopilar información bibliográfica referente a la inyección de agua y métodos de predicción, así como también información referente a las arenas M4M y L3M.

- Caracterizar los yacimientos ARV-3 arena (L3M) y SM-131 arena (M4M), empleando para ello, toda la información disponible.
- Analizar mediante la utilización del software MBAL, la respuesta del sistema de yacimiento de hidrocarburos usando principios fundamentales de balance de materiales.
- Determinar el método de predicción que mejor se ajuste al proceso de inyección de acuerdo a las características de los yacimientos.
- Aplicar analíticamente el modelo seleccionado a las arenas M4M y L3M, para predecir el efecto de la inyección sobre la productividad de las mismas.
- Determinar la eficiencia volumétrica, como indicador de diagnóstico para el proceso de barrido.
- Desarrollar un plan de recuperación de producción basado en los volúmenes generados por la inyección de agua para cada arena, partiendo de las facilidades existentes y de los trabajos de pozos propuestos, a través de un análisis técnico-económico de dichos yacimientos.

### **1.3 Justificación de la investigación**

Los mecanismos primarios que actúan en los yacimientos de petróleo son generalmente complementados usando un método de inyección de agua o gas, con el fin de incrementar la energía y, por consecuencia, obtener una mayor recuperación de petróleo. Se han implementado otras tecnologías para recuperar hidrocarburos, sin embargo, su aplicación ha sido limitada debido a que solo aplican a yacimientos con características particulares, y también por la rentabilidad que se requiere para su explotación comercial. Por tal motivo, la inyección de agua, continúa siendo uno de los métodos convencionales más utilizados para obtener un recobro extra en los yacimientos de petróleo. Debido a esto, en este Trabajo Especial de Grado surge la necesidad de desarrollar y optimizar estudios de inyección de agua para los yacimientos de las arenas M4M (SM-131) y L3M (ARV-3), y así poder incrementar su energía natural ya que sus bajos niveles de presión han causado una declinación acentuada en la producción,

aunado a esto, poseen una alta relación de roca-yacimiento, una buena calidad del crudo siendo de 35° y 38.3° API, para las arenas M4M y L3M respectivamente, estas características hacen atractiva la idea de implementar un plan para incrementar la recuperación..

Por su parte, también se cuenta con una buena base teórica para continuar los proyectos que fueron implementados desde el año 2001, pero que solo convergieron en un plan piloto y no en un plan integral, el cual es de suma relevancia al momento de aplicar mecanismos de recuperación secundaria. Finalmente, este estudio también servirá como fundamento para cualquier otra empresa operadora que desee continuar con el desarrollo y estudio de estas arenas.

#### **1.4 Alcance**

La presente investigación implica el diseño de un plan óptimo de inyección de agua que pueda ser aplicado como método de recuperación secundaria a los yacimientos ARV-3 arena L3M y SM-131 arena M4M, pertenecientes a la Zona Araibel del Campo Mata. Para ello, es necesario llevar a cabo una evaluación de las características de las formaciones objetivo, así como también de los fluidos presentes en las mismas. Para definir el comportamiento de los yacimientos se utilizará la herramienta MBAL de Petroleum Experts y se dispondrá de la aplicación de métodos de predicción analíticos que se adapten a las variables de inyección que se puedan presentar. Finalmente, se debe contar de ciertos indicadores como la eficiencia volumétrica y un análisis técnico - económico que determinen la factibilidad para la aplicación de la propuesta.

#### **1.5 Limitaciones**

Esta investigación se encuentra limitada al no contar con datos actuales de los yacimientos a estudiar. Otro factor a considerar es que no se analizarán todos los métodos de predicción existentes, solo aquellos que tengan mejor aplicabilidad en las arenas objetivo. Es importante mencionar que cualquier tipo de costo económico está sujeto a la volatilidad del mercado. A su vez está, limitada por la

incertidumbre sobre disponibilidad del Software MBAL y su proceso de instalación.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

En el siguiente capítulo se exponen los apoyos teóricos y conceptos básicos que hacen referencia a los mecanismos de producción de petróleo ya sea primarios, secundarios, o terciarios, la inyección de agua y sus características, problemas asociados a la alta producción de agua, la teoría de desplazamiento, eficiencia de desplazamiento así como también los métodos de predicción analíticos, el Software MBAL a utilizar, algunos parámetros económicos a evaluar, entre otros; los mismos permitirán respaldar y explicar los resultados obtenidos en esta investigación.

#### **2.1 Antecedentes**

(Vacacela, 2018), en su investigación **“Estudio de pre-factibilidad para la implementación de recuperación secundaria por inyección de agua a la arena U inferior en el pozo Guanta 27 del campo Guanta Dureno”** utilizó métodos analíticos para estimar la producción de petróleo después de la inyección de agua, partiendo de esto eligió el método más conveniente evaluando así todas las características del campo en estudio. Para el análisis técnico-económico, tomó en cuenta los indicadores financieros VPN (valor presente neto) y TIR (tasa interna de retorno), calculados para tres escenarios de acuerdo al precio del barril de petróleo, consideró las facilidades de superficie, la inversión necesaria para poner en marcha el proyecto y la fuente de agua que se iba a inyectar. En este estudio el factor de recobro después de la inyección incrementó del 14 al 20% en 3 años y los métodos de Stiles y Dykstra Parsons coincidieron en dichos valores. Se concluyó que gracias a la inyección de agua existió una producción extra de petróleo de aproximadamente 244MBbbls en el primer año, 99MBbbls en el segundo año y 60MBbbls en el tercer año, siendo ésta producción extra la fuente para recuperar la inversión y obtener ganancias económicas.

(Monroy, 2017) en su estudio **“Evaluación técnica de los patrones de inyección de agua mediante la simulación analítica en cinco pozos del bloque V centro del campo Yariguí-Cantagallo mediante el software Sahara”** elaboró un

modelo de simulación analítica a través del simulador comercial Sahara, evaluando diferentes alternativas de tasas de inyección de agua, con ello desarrolló un análisis cualitativo y cuantitativo del esquema de explotación, para así obtener un escenario con las mejores características, técnicas de inyección y aprovechamiento de recursos y de esta manera maximizar el factor de recobro. También, seleccionó un escenario que permitió un mayor aprovechamiento de los recursos y un aumento de la producción acumulada de petróleo, para así evaluar la viabilidad financiera del escenario a partir del indicador valor presente neto (VPN). Finalmente utilizó el método de cálculo de flujo segregado para realizar la simulación analítica en los cinco pozos inyectoros, por su aplicabilidad en los diferentes casos de flujo horizontal de agua-petróleo, debido a las diferencias de densidades de los fluidos. En este estudio se evaluaron tres escenarios siendo el tercero el que generó el mayor incremento en la recuperación de petróleo el cual fue de 36,613 MBbls, con una tasa de inyección de 16150 BAPD lo que arrojó un menor uso del recurso hídrico para los pozos evaluados.

(Moreira, 2003) en su trabajo de investigación “**Metodología de explotación de yacimientos bajo el concepto de unidades hidráulicas caso: Área Mata- Zona Zorro y Mata 3**” desarrolló una metodología para determinar la comunicación hidráulica a las arenas L, S y L-S conjuntamente del Área Mata en la zonas Zorro y Mata 3, utilizando para estos la evaluación de las presiones, de la historia de producción-inyección y el análisis de estudios geológicos previamente realizados en el área, tales como: estratigrafía secuencial, sísmica 2D, análisis de yuxtaposición, sedimentología, petrofísica, modelos geológicos en tres dimensiones (3D) y análisis de facies, y posterior a esto, implementar un plan piloto de explotación en conjunto de las arenas determinadas con posible comunicación. Como resultado obtuvo que los paquetes de arenas L y S, en cada caso, resultaron ser Unidades Hidráulicas naturales y Las paquetes de arenas L-S en conjunto se determinaron como una Unidad Hidráulica inducida, permitiendo desarrollar un plan piloto el cual consistió en estimar la producción en conjunto de 4 pozos reales del campo, dos (2) pozos en Mata 3 y dos (2) pozos en Zorro, explotando las arenas L y S como Unidades Hidráulicas y las arenas L-S en

conjunto como una Unidad Hidráulica Inducida , este estudio resultó ser técnicamente factible y generó un VPN de 13.70 MM\$ con una tasa de descuento de 15%.

## **2.2 Conceptos Básicos**

### **2.2.1 Mecanismos de producción de petróleo**

Históricamente las técnicas de recuperación de petróleo han sido clasificadas en función al momento, dentro de la vida productiva del yacimiento, en que "tradicionalmente" se esperaba su implementación. Esta clasificación basada en criterios cronológicos originó la tradicionalmente conocida división de los mecanismos de recuperación en primaria, secundaria y terciaria. La producción primaria es la generada por los mecanismos de drenaje o energía naturalmente existente en los yacimientos de hidrocarburos. La recuperación secundaria ha sido tradicionalmente implementada en una segunda etapa, fundamentalmente para contrarrestar el declino de la producción primaria (Paris de Ferrer, 2001).

#### **2.2.1.1 La producción primaria**

Es la generada por los mecanismos de drenaje o energía naturalmente existente en los yacimientos de hidrocarburos tales como la expansión monofásica, la presencia de gas disuelto, casquetes de gas, acuíferos, segregación gravitacional, etc. (Paris de Ferrer, 2001).

#### **2.2.1.2 Recuperación secundaria**

Ha sido tradicionalmente implementada en una segunda etapa fundamentalmente para contrarrestar el declino de la producción primaria. Dentro de esta categoría se incluyeron a la inyección de agua y a la inyección de gas, procesos cuya finalidad principal es la de mantener la presión del yacimiento (Paris de Ferrer, 2001).

#### **2.2.1.3 Recuperación terciaria**

Es producto de las técnicas de recuperación implementadas con posterioridad a la inyección de agua. Estas técnicas por lo general consisten en la inyección de materiales o productos normalmente no presentes en el yacimiento como diversos



gases miscibles, solventes, productos químicos, energía térmica, etc. (Paris de Ferrer, 2001).

## **2.2.2 Mecanismos de producción primaria**

### **2.2.2.1 Expansión de la roca y de los fluidos**

Un petróleo crudo es sub-saturado cuando contiene menos gas que el requerido para saturar el petróleo a la presión y temperatura del yacimiento. Cuando ocurre este caso, la mayor parte de la energía del yacimiento se almacena por la compresibilidad de la roca y de los fluidos del yacimiento, como consecuencia, la presión declina de forma rápida a medida que se produce, hasta alcanzar la presión de burbuja, que es cuando el empuje por gas en solución se transforma en la fuente de energía para el desplazamiento de los fluidos. El factor de recobro estimado por expansión de roca y fluidos varía entre un 1 y 10 % del POES (Petróleo Original En Sitio) (Pereira, 2017).

### **2.2.2.2 Empuje por gas en solución**

El petróleo crudo bajo ciertas condiciones de presión y temperatura puede contener grandes cantidades de gas disuelto. Cuando disminuye la presión del yacimiento debido a la producción del mismo, el gas se desprende y se expande, desplazando el petróleo hacia los pozos productores. El factor de recobro por gas en solución ronda en el orden del 10 al 30 % del POES (Petróleo Original En Sitio) (Pereira, 2017).

### **2.2.2.3 Empuje por capa de gas**

Cuando un yacimiento tiene una capa de gas de gran tamaño, debe existir una gran cantidad de energía almacenada en forma de gas comprimido, el cual provoca la expansión de la capa a medida que los fluidos se extraen del yacimiento, provocando que el petróleo se desplace por el empuje del gas y ayudado por el drenaje por gravedad. La expansión de la capa de gas está limitada por el nivel deseado de la presión del yacimiento y por la producción de gas después de que el fluido llega a los pozos productores. Entre un 20 y un 40 % de factor de recobro es estimado por este mecanismo de producción (Pereira, 2017).

#### **2.2.2.4 Segregación gravitacional**

Se observa en yacimientos de gran espesor que tienen una buena comunicación vertical y en los que tienen un marcado buzamiento. La gravedad usualmente trabaja en conjunto con otros mecanismos de empuje para incrementar su eficiencia, tal es el caso del empuje del agua, que junto a la acción de la gravedad estabiliza el frente agua – petróleo durante la producción y disminuye la cantidad de petróleo residual, y el empuje de la capa de gas, que empuja el petróleo hacia la parte baja, estabilizando el límite entre lo que drena por gravedad y el contacto gas – petróleo. La eficiencia de recobro se calcula entre un 40 y 80 % del POES (Petróleo Original En Sitio) (Pereira, 2017).

#### **2.2.2.5 Empuje hidráulico**

Se presenta cuando debido a la disminución de la presión del yacimiento, se origina la expansión de un acuífero que desplaza el petróleo hacia los pozos productores. La energía del yacimiento también aumenta por la compresibilidad de la roca en el acuífero. La eficiencia de este tipo de empuje está controlada principalmente por el tamaño del acuífero y la permeabilidad del yacimiento, dado que la compresibilidad del agua es pequeña, se requiere acuíferos de gran tamaño para que exista un empuje hidráulico efectivo. También se requiere una permeabilidad alta, de tal forma que exista una rápida comunicación entre el yacimiento y el acuífero. Este tipo de mecanismo puede llegar a ser muy efectivo, obteniendo recuperaciones del orden de 40 – 70 % del POES (Petróleo Original En Sitio) (Pereira, 2017).

En la figura 1, se presenta la eficiencia de recobro de los diferentes mecanismos de producción primaria antes mencionados.

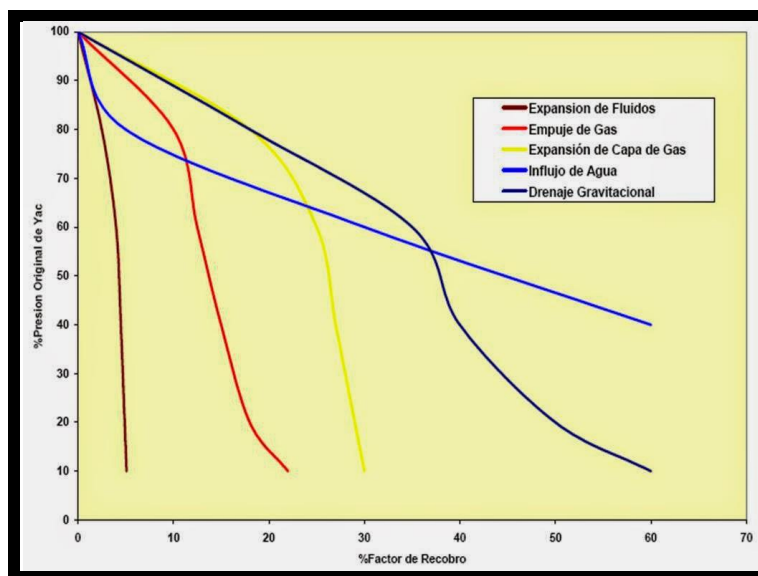


Figura 1. Comportamiento de la presión en función del porcentaje de recobro con los distintos mecanismos naturales de producción (Paris de Ferrer, 2001)

Una vez estudiado los principales mecanismos de producción de petróleo, a continuación se hará referencia a la inyección de agua como mecanismo de recuperación secundaria establecida para esta investigación.

### 2.2.3 Inyección de agua

La inyección de agua es un método de recuperación secundaria que se descubre de manera accidental en la ciudad de Pithole en 1865, cuando el agua de algunas arenas acuíferas o superficiales, se movía a través de la arena petrolífera e incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos, este es un mecanismo secundario de recobro mediante el cual los fluidos del yacimiento son desplazados hacia los pozos productores por la acción del agua inyectada.

El objetivo principal no es solo restaurar la presión de la formación sino aprovechar de la manera más adecuada la energía del yacimiento para obtener el mayor volumen de hidrocarburo posible, es decir, mejorar el desplazamiento del petróleo en el yacimiento (Paris de Ferrer, 2001). En la actualidad existen diversos arreglos que serán implementados de acuerdo a las condiciones de yacimiento y facilidades con las que se cuente (figura 2).

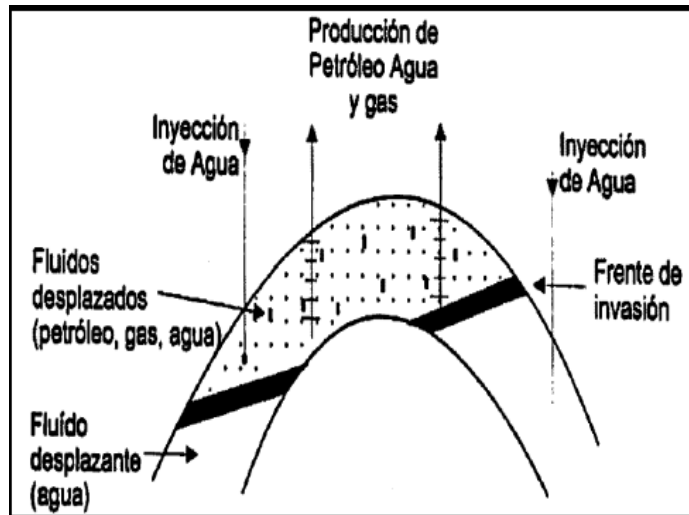


Figura 2. Inyección de agua ( CIED PDVSA, 1997)

### 2.2.3.1 Inyección periférica o externa

Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua petróleo. Los pozos inyectoros están ubicados en la parte central del yacimiento, y los productores en el contorno del yacimiento, se caracteriza porque se utiliza cuando no se tiene una buena información del yacimiento (Paris de Ferrer, 2001). En la tabla 1, son expuestas las ventajas y desventajas de este tipo de inyección.

Tabla 1. Ventajas y desventajas de la inyección periférica o externa (Paris de Ferrer, 2001)

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Se utilizan pocos pozos.	Una fracción de agua inyectada no alcanza a desplazar petróleo.
No requiere de la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden usar pozos productores viejos como inyectoras.	No se obtiene un seguimiento detallado del frente de invasión.
Se obtiene un factor de recobro alto de petróleo y a la vez una mínima producción de agua.	No se tiene buena comunicación entre la periferia y el centro del yacimiento.
Los costos de las instalaciones de producción de superficie son bajos.	La recuperación de inversión es a largo plazo, dado que los procesos de invasión y desplazamientos son lentos.

Este tipo de inyección ocurre en los siguientes casos:

- **Yacimiento con una capa de gas:** Si el yacimiento es una estructura anticlinal regular, los pozos de inyección se agrupan en la parte superior de la estructura, o tope del anticlinal, como se observa en la figura 3.

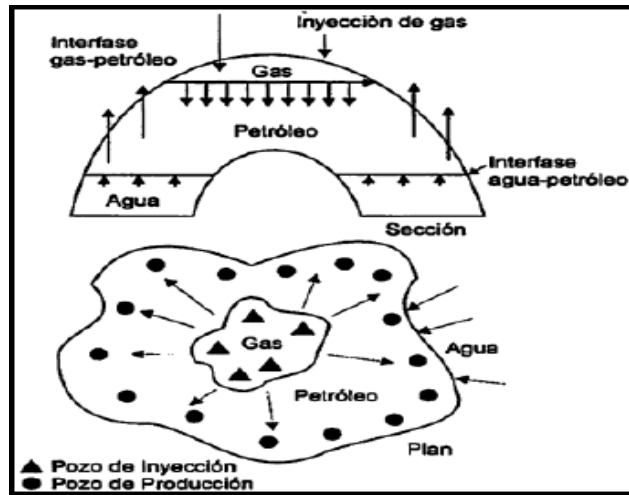


Figura 3. Yacimiento con una capa de gas ( CIED PDVSA, 1997)

- **Yacimiento anticlinal con un acuífero:** En este caso los pozos inyectoros forman un aro alrededor del yacimiento, como se observa en la figura 4.

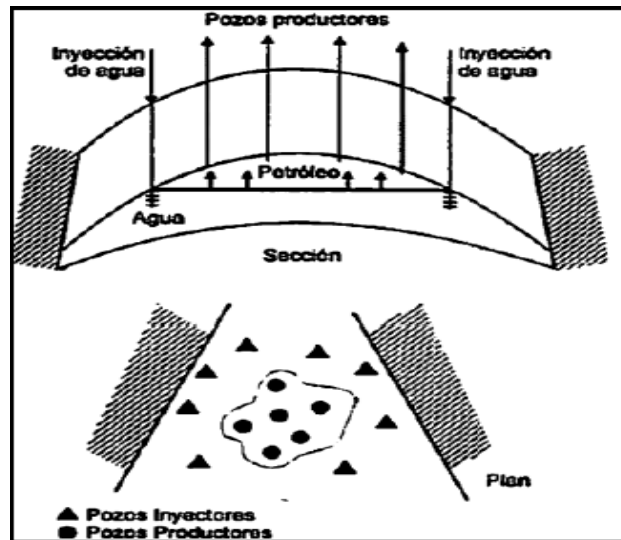


Figura 4. Yacimiento anticlinal con un acuífero (CIED PDVSA, 1997)

- **Yacimiento monoclinal con una capa de gas o acuífero:** En este caso, para la inyección de agua los inyectoros están agrupados en una o más líneas localizadas hacia la parte inferior del yacimiento, para la inyección de gas se ubican en la parte superior del yacimiento, como se observa en la figura 5.

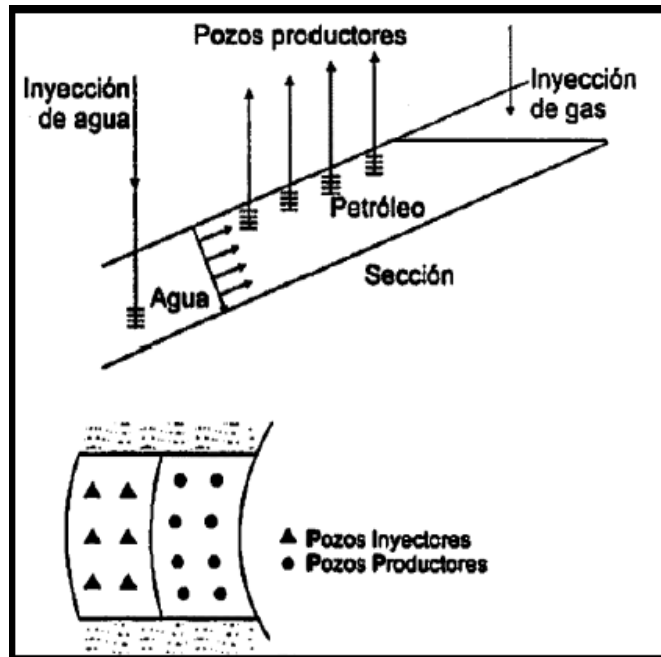


Figura 5. Yacimiento monoclinl con una capa de gas o acuifero ( CIED PDVSA, 1997)

### 2.2.3.2 Inyección en arreglos o dispersa

Este tipo de inyección se emplea de una manera más regular en yacimientos con bajo buzamiento y una gran extensión areal. Se inyecta el agua directamente en la zona de petróleo, una vez invadida esta zona se obtiene como resultado un desplazamiento por parte de los fluidos hacia los pozos productores. Para obtener un barrido uniforme del yacimiento, los pozos inyectores se distribuyen entre los pozos productores, esto se ejecuta convirtiendo los pozos productores existentes a inyectores o perforando nuevos pozos inyectores interespaciados. Con esto se desea obtener una distribución uniforme de los pozos, depende de la estructura, del límite del yacimiento, de la continuidad de las arenas, de la permeabilidad, de la porosidad, del número y posición de pozos existentes (Paris de Ferrer, 2001). En la figura 6, se observa algunos tipos de arreglos.

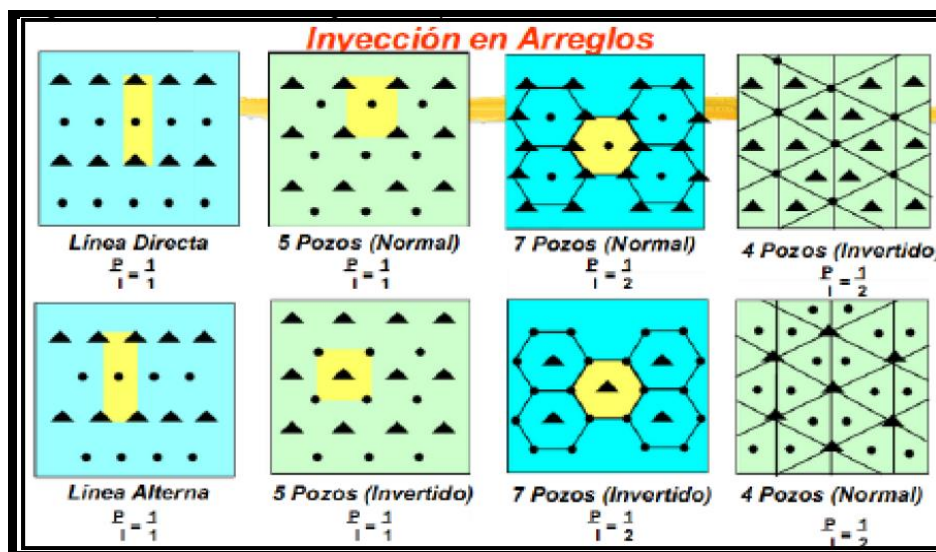


Figura 6. Inyección en arreglos o dispersa (Paris de Ferrer, 2001)

Según (Paris de Ferrer, 2001), este tipo de inyección presenta sus ventajas y desventajas, como se observa en la tabla 2.

Tabla 2. Ventajas y desventajas de la inyección de agua de arreglos o dispersa (Paris de Ferrer, 2001)

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Rápida respuesta de las presiones del Yacimiento.	Requiere más recursos humanos por lo que exige un mayor seguimiento de control.
Altas eficiencias del barrido areal y permite un buen control del frente de invasión y del factor de reemplazo.	Tiene un mayor grado de riesgo.
Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre el recobro.	En comparación con la inyección externa, este método requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos inyectoros.



#### **2.2.4 Mecanismos de desplazamientos**

En la recuperación secundaria por inyección de agua el desplazamiento de petróleo por agua es un proceso de flujo no continuo, debido a que las saturaciones de los fluidos cambian con el tiempo. Esto causa cambios en las permeabilidades relativas, en las presiones y en las viscosidades de las fases (Paris de Ferrer, 2001).

#### **2.2.5 Etapas de la inyección de agua**

En los procesos de inyección de agua, se pueden presentar cuatro etapas bien diferenciadas, (Paris de Ferrer, 2001) hace referencia a ellos como: condiciones iniciales previas a la inyección de agua, la invasión, ruptura y posterior a la ruptura.

##### **2.2.5.1 Condiciones iniciales previas a la inyección de agua**

Se refiere a las condiciones previas del yacimiento que será sometido a la inyección de agua. Inicialmente, el yacimiento se encuentra agotado por la producción primaria y a menudo su presión se encuentra por debajo de la presión de burbujeo, por lo que existirá una fase gaseosa presente en el yacimiento.

##### **2.2.5.2 La invasión**

En esta etapa, el yacimiento experimenta un aumento de la presión promedio y parte del gas se disuelve en el petróleo. El factor de recobro aumenta debido a que el petróleo es desplazado por el agua inyectada hacia los pozos productores formando un banco de petróleo que a su vez, empuja con efectividad el gas altamente móvil, aunque bajo ciertas condiciones parte del gas queda atrapado por dicho banco. Detrás del banco de petróleo viene el banco de agua donde están presentes el agua inyectada y el petróleo residual más el gas atrapado.

##### **2.2.5.3 La Ruptura**

Momento en el que se ha alcanzado el llene donde todo el gas, excepto el atrapado, se desplaza hacia el pozo productor antes de que se produzca el petróleo, para que suceda esto el agua inyectada debe ser igual al volumen ocupado por el gas libre en el yacimiento. La tasa de producción de petróleo aumenta y es igual a

la tasa de inyección de agua. La figura 7 ilustra el comportamiento de la saturación de los fluidos durante la inyección de agua y las etapas descritas anteriormente.

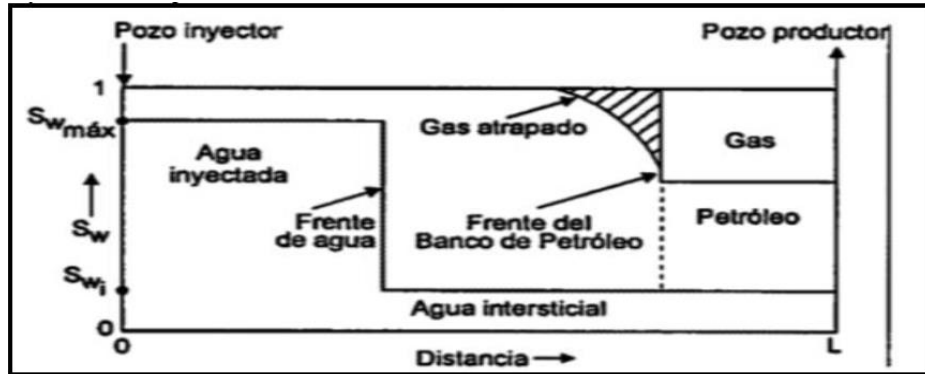


Figura 7. Distribución de saturación de los fluidos en el yacimiento durante la inyección de agua ( CIED PDVSA, 1997)

#### 2.2.5.4 Posterior a la ruptura

Durante esta etapa, la producción de agua aumenta a expensas de la producción de petróleo. El recobro gradual del petróleo detrás del frente se obtiene solamente con la circulación de grandes volúmenes de agua. El proceso finalizará cuando los costos de operación originen una tasa interna de retorno menor que la mínima establecida. En la figura 8 se muestra esta cuarta etapa, se comienza una producción significativa de agua.

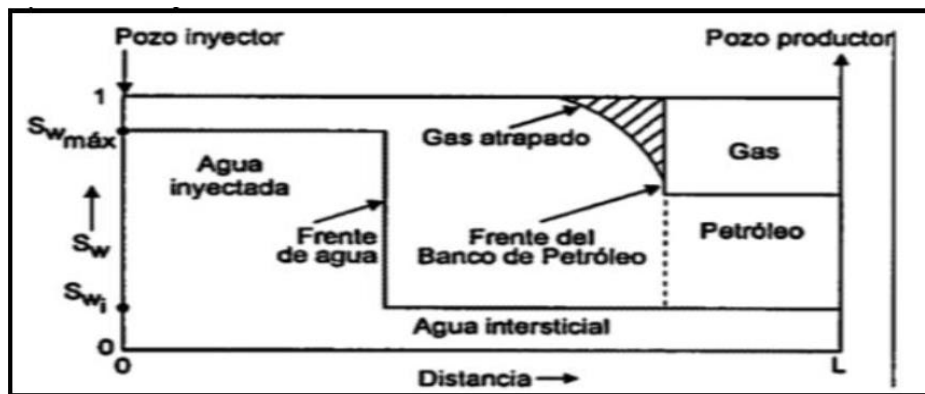


Figura 8. Saturaciones de los fluidos en el momento en que se alcanza la ruptura ( CIED PDVSA, 1997)

En la práctica, el petróleo desplazado dependerá de la cantidad de agua que sea inyectada, de la velocidad y de la razón de movilidad.

### **2.2.6 Características del agua de inyección**

Se mencionan los factores que afectan el fluido de inyección, así como las características propias del mismo.

- El agua no debe ser corrosiva
- El agua no debe depositar minerales bajo condiciones de operación
- El agua no debe contener sólidos suspendidos o líquidos en suficiente cantidad para causar taponamiento de los pozos de inyección
- El agua inyectada no debe reaccionar para causar hinchamiento de los minerales arcillosos presentes en la formación
- El agua producida e inyectada debe ser manipulada separadamente, si no son completamente compatibles.

### **2.2.7 Conceptos en una inyección de agua asociados a las propiedades roca-fluido**

Los conceptos más importantes para entender el proceso de cómo se desarrolla una inyección de agua son:

#### **2.2.7.1 Desplazamiento inmisible**

Según ( CIED PDVSA, 1997), es un proceso mediante el cual un fluido pasa a ocupar el lugar de otro en un medio poroso, generalmente los fluidos desplazantes son el agua y el gas, y el fluido desplazado es el petróleo, para que exista el desplazamiento es necesario que el fluido desplazante disponga de más energía que el fluido desplazado.

#### **2.2.7.2 Tipos de Desplazamiento inmisible**

El desplazamiento de un fluido por otro es un proceso de flujo no continuo, ya que las saturaciones de los fluidos cambian en el transcurso del tiempo, en este sentido existen dos tipos de desplazamiento inmisible:

- Pistón sin fugas
- Pistón con fugas

En ellos se distinguen dos fases:

- Fase Inicial o antes de la Ruptura: En esta fase el fluido producido no contiene fluido desplazante.
- Fase Subordinada o después de la Ruptura: En esta fase se produce fluido desplazante y desplazado.

➤ **Pistón sin fugas**

Ocurre cuando el petróleo remanente en la zona invadida no tiene movilidad, donde la saturación del fluido desplazante es máxima y la del petróleo es la residual, ver figura 9 (Paris de Ferrer, 2011).



Figura 9. Desplazamiento tipo pistón sin fugas (Paris de Ferrer, 2001)

➤ **Pistón con fugas**

En este tipo de desplazamiento, el petróleo remanente de la zona invadida tiene aún movilidad ya que la saturación de petróleo es mayor que la residual, por lo que en esta zona fluyen dos fases. La representación de este tipo de desplazamiento se ilustra en la figura 10.

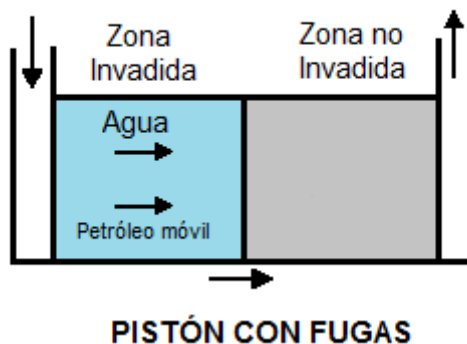


Figura 10. Desplazamiento tipo pistón con fugas (Paris de Ferrer, 2001)

En cuanto a las propiedades roca-fluido se presentan:

### 2.2.7.3 Movilidad

Es la facilidad con la que un fluido se mueve en el yacimiento. Se calcula con la relación entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de fase. La movilidad en general es una suma de las viscosidades de fase individuales. La productividad del pozo es directamente proporcional al producto de la movilidad por el espesor de capa del producto (Monroy, 2017).

Se calcula en base a la siguiente ecuación:

$$M = \frac{\frac{K_{rw}}{\mu_w}}{\frac{K_{ro}}{\mu_o}} \quad \text{ecuación 1}$$

Donde:

M: relación de movilidad

K<sub>rw</sub>: permeabilidad relativa al agua, mD

K<sub>ro</sub>: permeabilidad relativa al petróleo, mD

μ<sub>w</sub>: viscosidad del agua, cP

μ<sub>o</sub>: viscosidad del petróleo, cP

### 2.2.7.4 Tensión superficial

Es la fuerza que actúa en el plano de superficie por unidad de longitud entre dos fluidos inmiscibles siendo líquido y gas (Monroy, 2017).

### 2.2.7.5 Tensión interfacial

Fuerza por longitud requerida para crear una nueva superficie entre dos fluidos inmiscibles los cuales son líquidos (Monroy, 2017).

### 2.2.7.6 Presión capilar

La presión capilar se define como la diferencia de presión entre dos fluidos inmiscibles (Monroy, 2017).

$$P_c = P_m - P_{nm} \quad \text{ecuación 2}$$

Donde:

$P_C$ : presión capilar, psi

$P_m$ : presión de la fase mojante, psi

$P_{nm}$ : presión de la fase no mojante, psi

La presión capilar puede ser positiva o negativa, el signo solo expresa en qué fase la presión es más baja, la cual siempre será la que humecta el capilar.

La presión capilar se relaciona con la tensión interfacial fluido-fluido, con la humectabilidad de los fluidos a través del ángulo de contacto, y con el tamaño del radio capilar ( $r$ ), en la siguiente ecuación

$$P_C = \frac{2\sigma_{o,w} \cos \theta_c}{r} \quad \text{ecuación 3}$$

Donde:

$r$ : radio capilar, cm

$\theta_c$ : ángulo de contacto

$2\sigma_{o,w}$ : tensión interfacial fluido-fluido (agua o petróleo), dinas/cm

### 2.2.7.7 Humectabilidad o Mojabilidad

La humectabilidad se puede definir como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles (Monroy, 2017).

La preferencia mojante de un fluido (sobre otro) determinado sobre la superficie de la roca, se mide en términos del ángulo de contacto. Este ángulo de contacto es el ángulo medido a través de la fase más densa, entre una tangente sobre la superficie de la gota trazada desde el punto de contacto y la tangente a la superficie, ver figura 11.

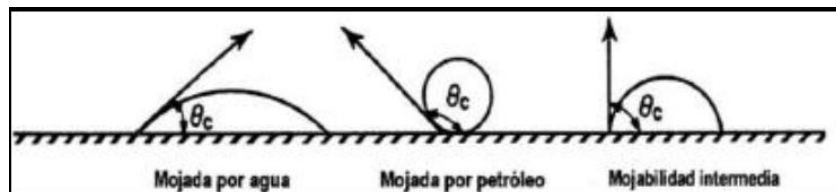


Figura 11. Humectabilidad de la roca según su ángulo (Paris de Ferrer, 2001)

### 2.2.7.8 Permeabilidad

Existen tres tipos de permeabilidad:

- Absoluta o específica: es la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados, cuando el medio poroso se encuentra completamente saturado por un solo fluido (Monroy, 2017).
- Efectiva: es la conductividad o capacidad de una roca de permitir el flujo de fluidos, cuando en el medio poroso están presentes dos o más fases. La permeabilidad efectiva a una fase dada es menor que la permeabilidad absoluta y es función de la saturación de la fase (Monroy, 2017).
- Relativa: es la razón entre la permeabilidad efectiva y una permeabilidad base. Dependiendo del propósito con el que se desean utilizar las curvas de permeabilidades relativas, se pueden usar dos bases diferentes (Monroy, 2017).

$$K_{rx} = \frac{K_x}{K} \quad \text{ecuación 4} \quad \text{ó} \quad K_{rx} = \frac{K_x}{(K)S_{x\max}} \quad \text{ecuación 5}$$

Donde:

$K_{rx}$ : permeabilidad relativa de la fase x

$K_x$ : permeabilidad efectiva de la fase x

$K$ : permeabilidad absoluta

$(K)S_{x\max}$ : permeabilidad efectiva de la fase x medida a la saturación máxima de dicha fase.

### 2.2.8 Variables de la inyección de agua

Al momento de iniciar un estudio de la viabilidad de implementar un método de recobro secundario mediante inyección de agua es de vital importancia tener en cuenta todas las variables que afectan al mismo, como los que se muestran a continuación.

Según (Monroy, 2017), los factores que controlan la inyección de agua: la inyección de agua es controlada por los siguientes factores:

### **2.2.8.1 Profundidad del yacimiento**

La profundidad del yacimiento tiene una influencia técnica y económica. Un yacimiento poco profundo tiene restricción en la presión de inyección, la cual debe ser menor que la presión de fractura. El costo de este tipo de proyectos está directamente relacionado con la profundidad.

### **2.2.8.2 Arreglos de los pozos**

En operaciones de inyección de agua se espera que una gran parte del espacio poroso del yacimiento entre en contacto con el fluido desplazante. Para lograr este objetivo, hay dos tipos de arreglos de pozos, los arreglos periféricos y los arreglos geométricos. El tipo de arreglo a usar depende del conocimiento geométrico que se tenga del yacimiento.

### **2.2.8.3 Permeabilidad**

Se debe considerar bajo dos parámetros el primero es la magnitud, las rocas del yacimiento controla en alto grado la tasa de inyección de agua que puede mantenerse en un pozo de inyección, a una presión determinada en el fondo del pozo, frente a la zona de inyección. El segundo parámetro es la variación, si existen diferencias muy grandes de permeabilidad entre los estratos productores, la ruptura del agua ocurrirá primero en los estratos más permeables y luego irá ocurriendo en los estratos con permeabilidad menor, por lo tanto, el desplazamiento del petróleo no es tan uniforme.

### **2.2.8.4 Humectabilidad de la roca**

En rocas humectadas por agua, el petróleo ocupa la parte más conductiva de los espacios porosos, mientras que el agua ocupa la parte menos conductiva. En rocas humectadas por petróleo, sucede lo contrario, por lo tanto se tendrá una menor recuperación de petróleo.

### **2.2.8.5. Saturación de gas inicial**

Cuando en un yacimiento existe una saturación de gas inicial, la inyección de agua resulta en un proceso de dos desplazamientos bifásicos. El petróleo forma un banco o una zona de petróleo que desplaza parte del gas libre, dejando cierta



cantidad de gas atrapado. El petróleo y el gas atrapado son desplazados luego por el agua, esto produce una reducción de la saturación de petróleo residual y un aumento de la eficiencia de desplazamiento.

#### **2.2.8.6 Saturación de los fluidos**

Es necesario que la saturación inicial de petróleo sea lo suficientemente alta y la residual lo más baja posible, la diferencia en la saturación de petróleo al comienzo y al final de la inyección determina la cantidad de petróleo recuperado. Si la saturación de agua excede un valor crítico, no se puede formar un banco de petróleo, si la saturación de agua es tan alta, la roca es más permeable al agua que al petróleo, el proceso de inyección será menos eficiente.

#### **2.2.8.7 Razón de movilidad**

Cuando  $M > 1$  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 petróleo móvil detrás del frente de invasión y se producirá una irrupción temprana del fluido inyectado (Rivera, 2015).

Cuando  $M < 1$  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 petróleo móvil logre rebasar el frente de invasión. Es la condición ideal en un desplazamiento (Rivera, 2015).

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 (Rivera, 2015).

#### **2.2.8.8 Viscosidad del petróleo**

La recuperación de petróleo es inversamente proporcional a su viscosidad. Esta afecta la razón de movilidad, cuya influencia en la recuperación es considerable y puede aumentar mientras menor sea la viscosidad del petróleo.

### **2.2.8.9 Tasa de inyección y buzamiento**

Cuando se inyecta agua y el desplazamiento es buzamiento arriba, se obtiene una mejor recuperación, inyectando a bajas tasas, para que las fuerzas de gravedad proporcionen un efecto a favor. Si el desplazamiento es buzamiento abajo, se debe inyectar a altas tasas, para que el agua no se canalice a través del petróleo. Para una tasa de inyección constante, la eficiencia de desplazamiento aumenta si la inyección es buzamiento arriba y el ángulo de buzamiento aumenta; y disminuye si la inyección es buzamiento abajo y el ángulo de buzamiento aumenta.

### **2.2.8.10 Tasa crítica de conificación**

Es la máxima tasa a la cual se puede producir petróleo sin producir agua, a menudo es demasiado baja para que resulte económica, sin embargo es importante el cálculo de la misma, para un proyecto de inyección de agua porque mediante esta se puede prever problemas asociados a la conificación de los pozos tomando en cuenta el cálculo de esta tasa (Bonilla, 2010).

## **2.2.9 Problemas asociados a la alta producción de agua**

En una recuperación secundaria por agua es relevante conocer los problemas asociados a la alta producción de agua, ya que esto suele suceder en muchos casos y esta se convierte en un problema cuando no contribuye a la recuperación de las reservas o cuando su manejo en superficie es excesivamente costoso, (Schlumberger, 2000) los clasifica en:

### **2.2.9.1 Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empacaduras**

Estas filtraciones permiten que el agua proveniente de las zonas que no producen hidrocarburos ingrese en la columna de producción, como se muestra en la figura 12. La detección de los problemas y la aplicación de las soluciones correspondientes dependen fundamentalmente de la configuración de pozo. Los registros básicos de producción, tales como la densidad del fluido, la temperatura y el flujo pueden resultar suficientes para diagnosticar estos problemas. Las soluciones habituales incluyen la inyección forzada de fluidos sellantes y el

cegado mecánico por medio de tapones, cemento o empaques, aunque también se puede utilizar remiendos (Schlumberger, 2000).

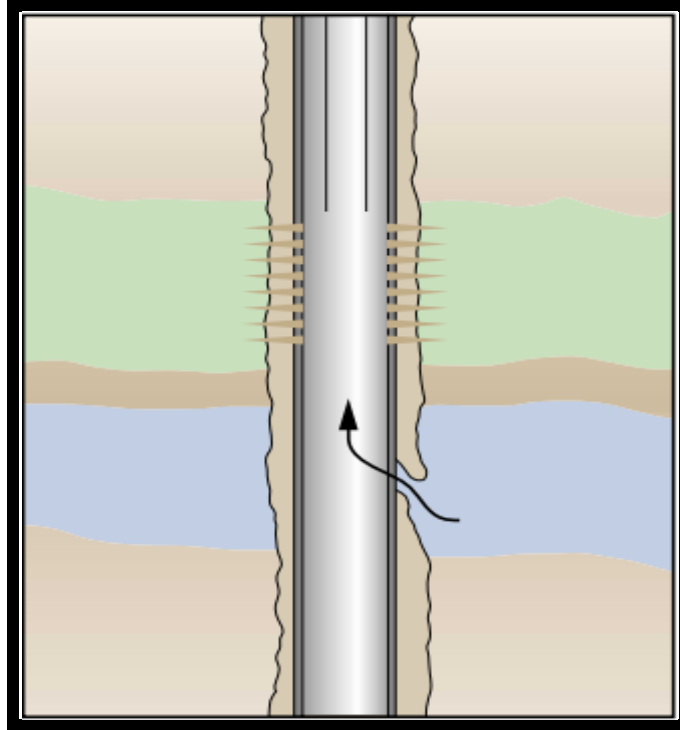


Figura 12. Filtraciones en revestidor, tubería de producción o empacadura (Schlumberger, 2000)

### 2.2.9.2 Flujo canalizado detrás del revestidor

La existencia de fallas en la cementación primaria puede provocar la conexión de zonas acuíferas con zonas de hidrocarburos como se muestra en la figura 13. Estos canales permiten que el agua fluya por detrás del revestidor e invada el espacio anular. Una causa secundaria puede ser la creación de un ‘vacío’ detrás del revestidor cuando se produce arena. Este flujo de agua se puede detectar mediante los registros de temperatura. La solución principal consiste en el uso de fluidos de cegado, que pueden ser cementaciones forzadas de alta resistencia, fluidos a base de resinas colocados en el espacio anular, o fluidos a base de geles de menor resistencia colocados en la formación para detener el flujo dentro del espacio anular (Schlumberger, 2000).

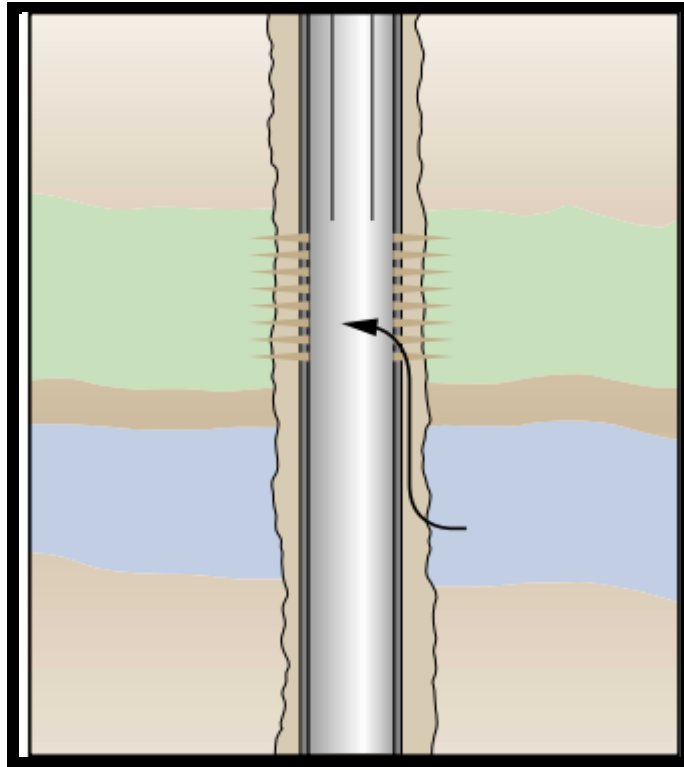


Figura 13. Flujo canalizado detrás del revestidor (Schlumberger, 2000)

### 2.2.9.3 Contacto agua-petróleo dinámico

Si un contacto agua-petróleo uniforme asciende hacia una zona abierta de un pozo durante la producción normal por empuje de agua, puede existir producción de agua indeseada (figura 14). Esto ocurre en aquellos lugares donde existe una permeabilidad vertical muy baja. El diagnóstico no se puede realizar únicamente sobre la base de la invasión de agua identificada en el fondo del pozo, ya que otros problemas también pueden provocar este mismo fenómeno. En un pozo vertical, este problema se puede resolver fácilmente por abandono del pozo desde el fondo utilizando algún sistema mecánico, como un tapón de cemento o un tapón colocado por medio de cable de acero. Si el contacto agua-petróleo (CAP), se desplaza muy por encima de la parte superior del tapón, será necesario realizar un segundo tratamiento. En los pozos horizontales, cualquier solución que se aplique en las cercanías del hueco se debe extender bastante en todas las direcciones con respecto al intervalo productor de agua para impedir que el flujo

de agua horizontal supere los límites del tratamiento y retardar la consiguiente invasión de agua (Schlumberger, 2000).

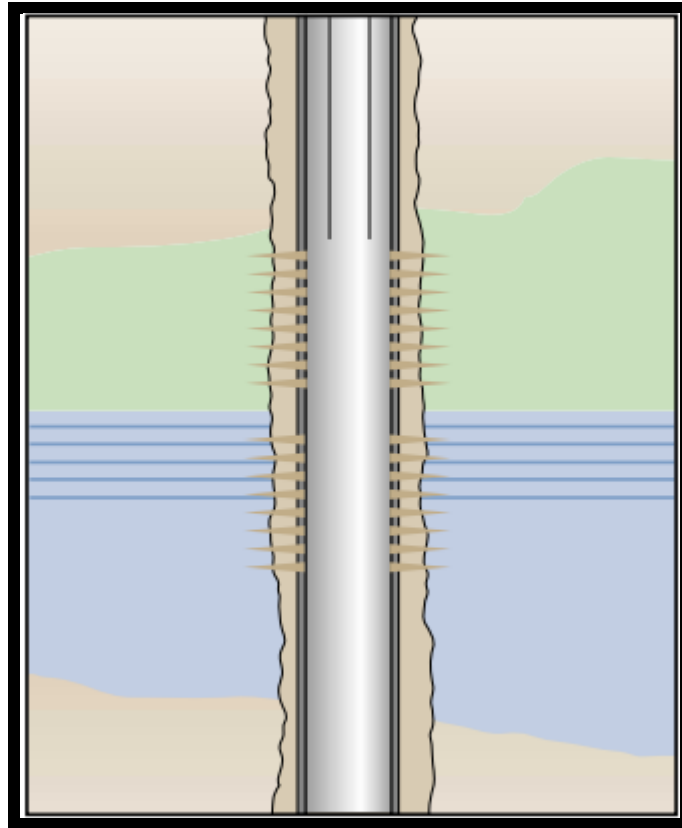


Figura 14. Contacto Agua- Petróleo dinámico (Schlumberger, 2000)

#### **2.2.9.4 Capa inundada sin flujo transversal**

Un problema habitual en la producción proveniente de capas múltiples se produce cuando una zona de alta permeabilidad rodeada por una barrera de flujo (como una capa de arcilla) está inundada como se observa en la figura 15. En este caso, la fuente de agua puede ser un acuífero activo o un pozo inyector de agua. Por lo general, la capa inundada presenta el nivel de permeabilidad más elevado. Al no existir flujo transversal en el yacimiento, este problema se resuelve fácilmente mediante la aplicación de fluidos de cegado rígidos o de un cegado mecánico, ya sea en el inyector o el productor (Schlumberger, 2000).

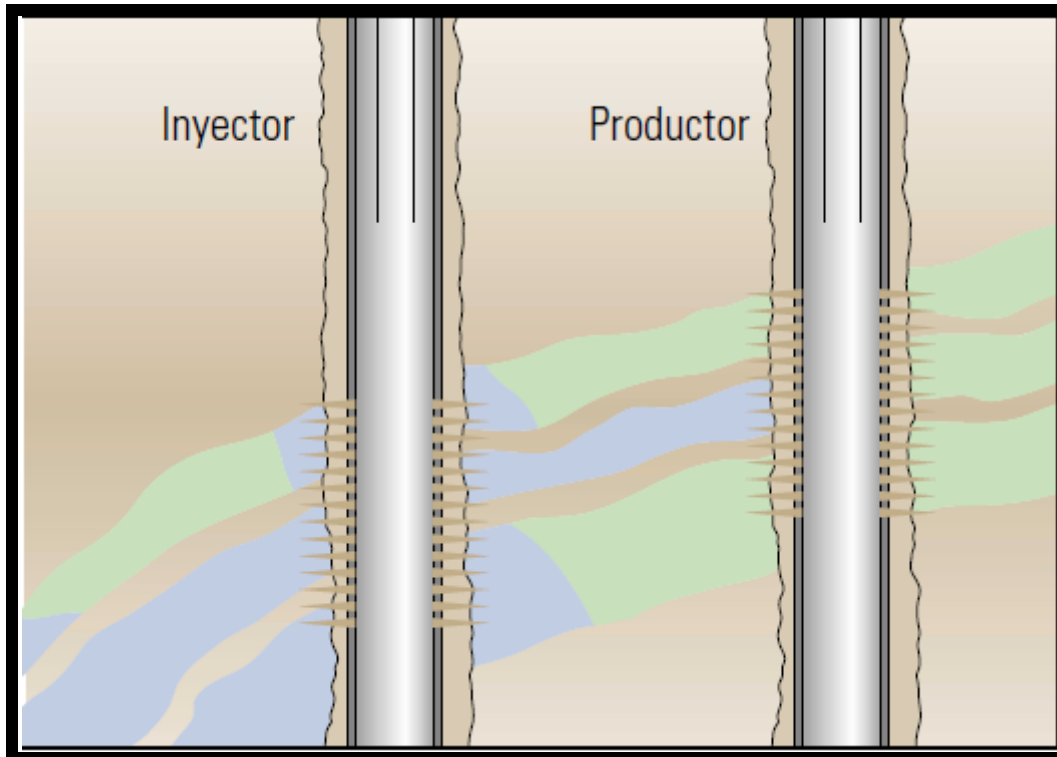


Figura 15. Capa inundada sin flujo transversal (Schlumberger, 2000)

### 2.2.9.5 Fracturas o fallas entre inyector y productor

En las formaciones naturalmente fracturadas bajo recuperación secundaria por inyección de agua, el agua inyectada puede invadir rápidamente los pozos productores, como se muestra en la figura 16. Este fenómeno se produce en forma habitual cuando el sistema de fracturas es extenso o se encuentra fisurado y se puede confirmar mediante el uso de trazadores radioactivos y pruebas de presión transitoria. La inyección de un gel en el pozo inyector puede reducir la producción de agua sin afectar la producción de petróleo de la formación. Si se utiliza un flujo de geles reticulados, podría no resultar efectivo dado que su penetración en la matriz es limitada y, por lo tanto, penetra en las fracturas en forma selectiva. Por lo general, la mejor solución para este problema consiste en cegar la producción de agua (Schlumberger, 2000).

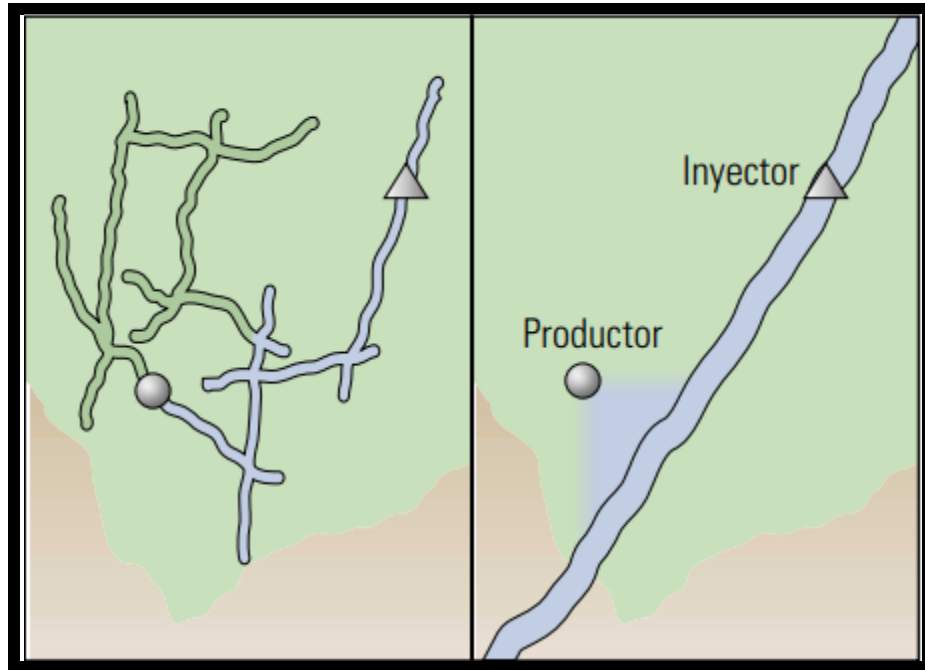


Figura 16. Fracturas o fallas entre un inyector y un productor (Schlumberger, 2000)

#### 2.2.9.6 Conificación

En un pozo vertical se produce conificación cuando existe un Contacto Agua-Petróleo cerca de los disparos en una formación cuya permeabilidad vertical es relativamente elevada (figura 17). La tasa crítica de conificación, que es la tasa máxima a la cual se puede producir petróleo sin producir agua por conificación, a menudo es demasiado baja para que resulte económica. En algunos casos, se propone colocar una capa de gel por encima del contacto agua-petróleo estacionario. En los pozos horizontales, este problema se puede asociar con la formación de una duna o de una cúspide. En dichos pozos, puede ser posible al menos retardar la formación de la cúspide con una operación de cegado cerca del hueco que se extienda lo suficiente hacia arriba y hacia abajo, como en el caso de un Contacto Agua Petrónimo ascendente (Schlumberger, 2000).

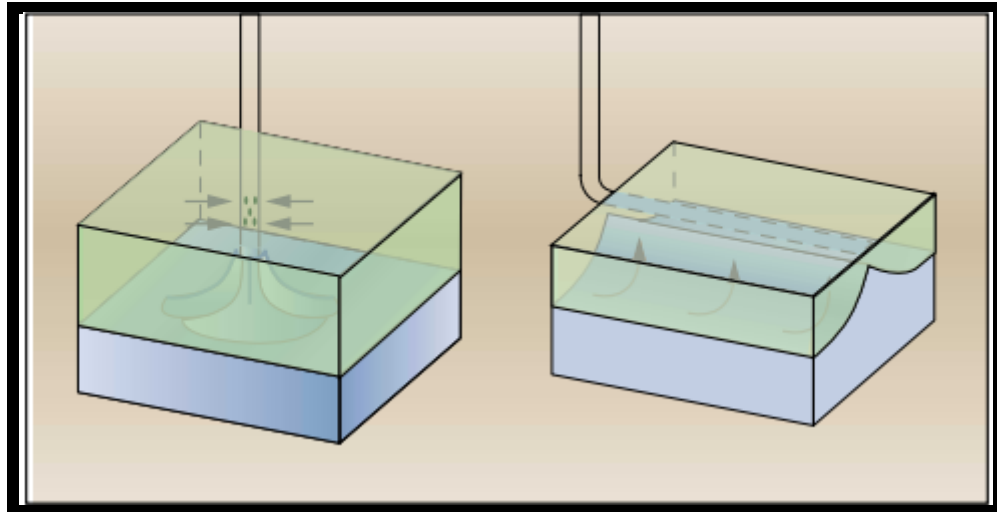


Figura 17. Conificación o formación de cúspide (Schlumberger, 2000)

### 2.2.9.7 Barrido areal deficiente

Muchas veces el agua marginal o subyacente de un acuífero o de un pozo inyector de agua en una zona productiva, provoca un barrido areal deficiente (figura 18). Por lo general, la anisotropía areal de la permeabilidad origina este problema, que es especialmente serio en los depósitos de canales de arena. La solución consiste en desviar el agua inyectada fuera del espacio de los poros, que ya han sido barridos por agua. Esto requiere un tratamiento de gran volumen o una inyección continua de un elemento viscoso, lo que normalmente resulta poco económico. En este tipo de situaciones, con frecuencia se logra mejorar la recuperación mediante la perforación de pozos de relleno, si bien los tramos laterales de drenaje se pueden utilizar para llegar al petróleo no barrido en forma más económica (Schlumberger, 2000).



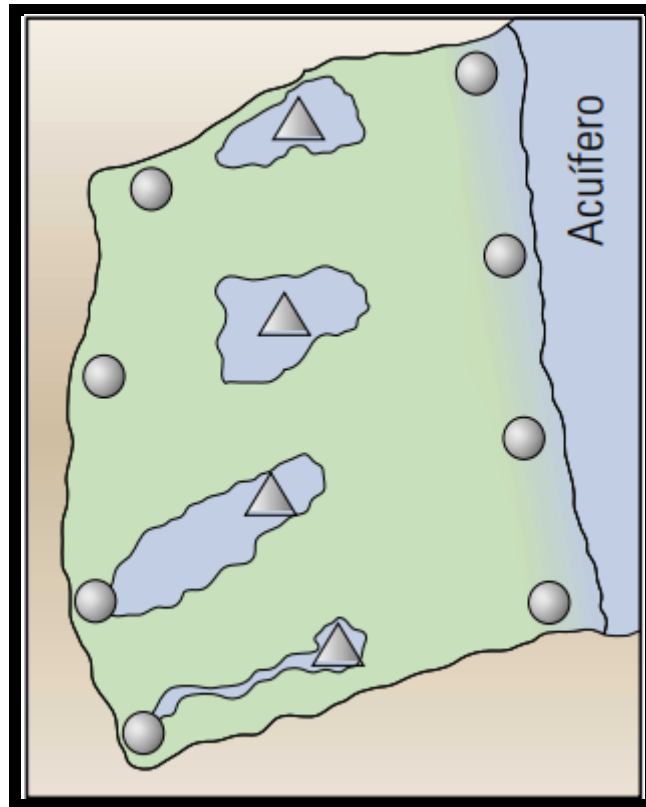


Figura 18. Barrido areal deficiente (Schlumberger, 2000)

#### **2.2.9.8 Segregación gravitacional**

Cuando en un yacimiento existe una capa de gran espesor con buena permeabilidad vertical, la segregación gravitacional denominada a veces barrido de agua en el fondo de la arena, puede provocar la invasión de agua no deseada en un pozo en producción como se muestra en la figura 19. El agua, ya sea que provenga de un acuífero o de un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, se escurre hacia abajo en la formación permeable y barre sólo la parte inferior del yacimiento (Schlumberger, 2000).

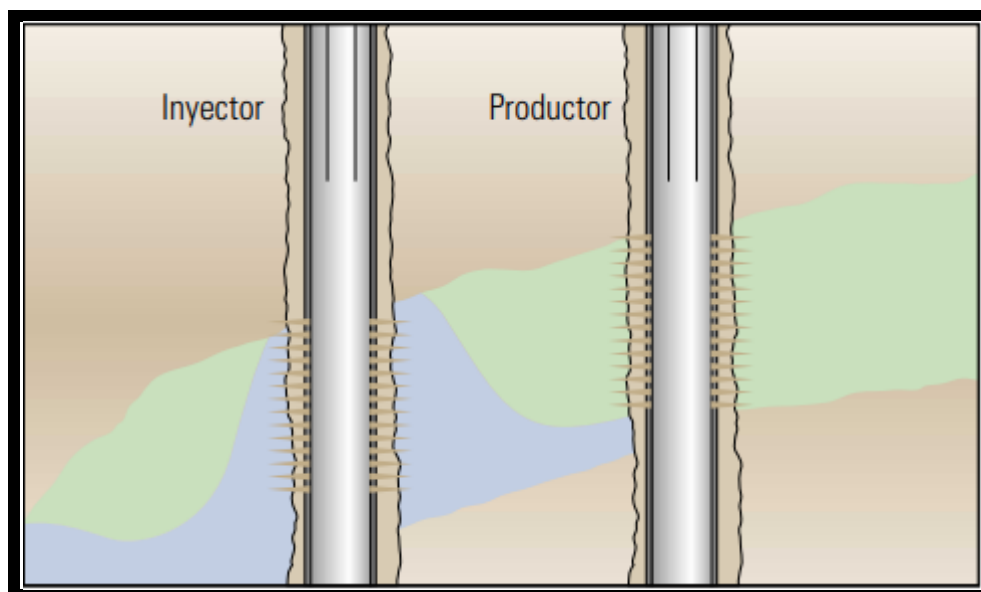


Figura 19. Capa con segregación gravitacional (Schlumberger, 2000)

### 2.2.10 Técnicas para el diagnóstico del control de agua

El factor clave para identificar un problema específico por la alta producción de agua como los descritos anteriormente es el diagnóstico (Schlumberger, 2000).

Los diagnósticos de pozos se utilizan de tres maneras:

- Para seleccionar los pozos que podrían necesitar un sistema de control del agua.
- Para determinar el problema de agua de manera que se pueda seleccionar un método de control adecuado.
- Para localizar el punto de entrada del agua en el pozo de tal manera que se pueda emplazar el tratamiento en el lugar correcto.

Cuando se cuenta con una historia de producción confiable, muchas veces esta contiene un cúmulo de información que puede ayudar a diagnosticar el problema del agua. Para poder distinguir las diferentes fuentes de agua no aceptable se han desarrollado varias técnicas analíticas que utilizan, por ejemplo, las relaciones agua/petróleo, los datos de producción y las mediciones de los registros.

#### 2.2.10.1 Gráfico de la historia de producción

Este gráfico es un gráfico doble logarítmico de tasas de petróleo y agua con respecto al tiempo como se muestra en la figura 20. Por lo general, los pozos en

los que conviene aplicar un sistema de control del agua muestran un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea.

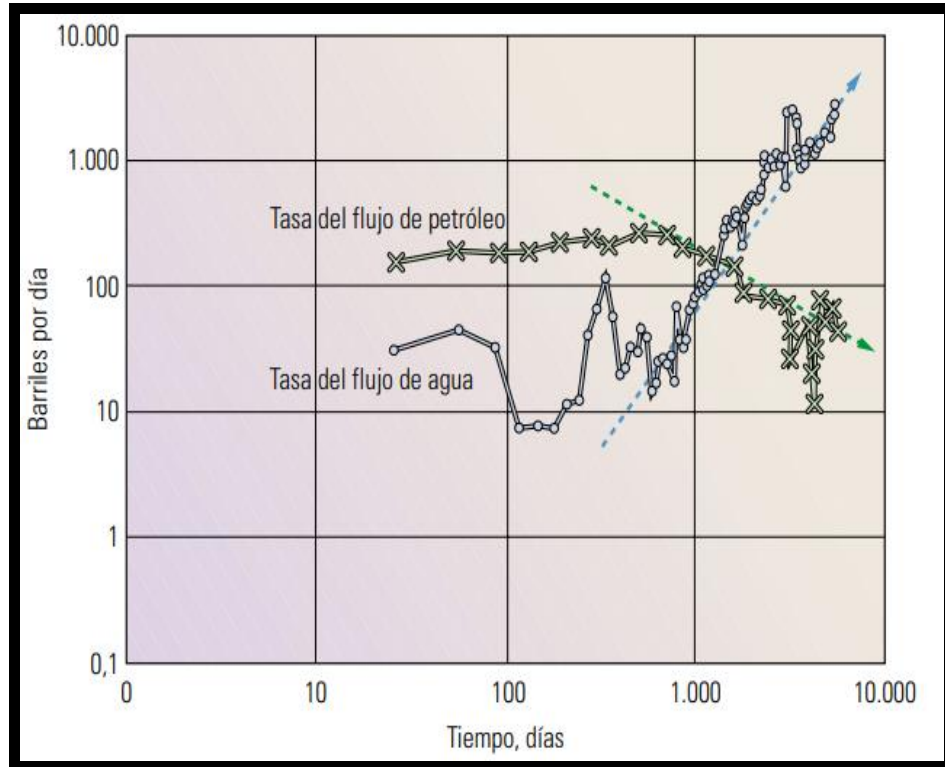


Figura 20. Historia de producción (Schlumberger, 2000)

### 2.2.10.2 Gráficos de diagnóstico

Para determinar el tipo de problema específico estableciendo comparaciones con los esquemas de comportamiento conocidos, se utiliza la metodología desarrollada y publicada por K.S. Chan en el año 1995, dicha técnica se basa en la construcción de gráficos doble logarítmicos donde se representa la relación Agua – Petróleo (RAP) Vs su Derivada (RAP') (Serrano, 2015). Estos gráficos han sido demostrados mediante la simulación de yacimientos de diferentes características. A continuación se muestra la respuesta simulada de los casos tomados en cuenta para este proceso.

Si se observa que la curva de la derivada (RAP)' disminuye con el tiempo, entonces estaríamos hablando de un caso de conificación, como se muestra en la figura 21.

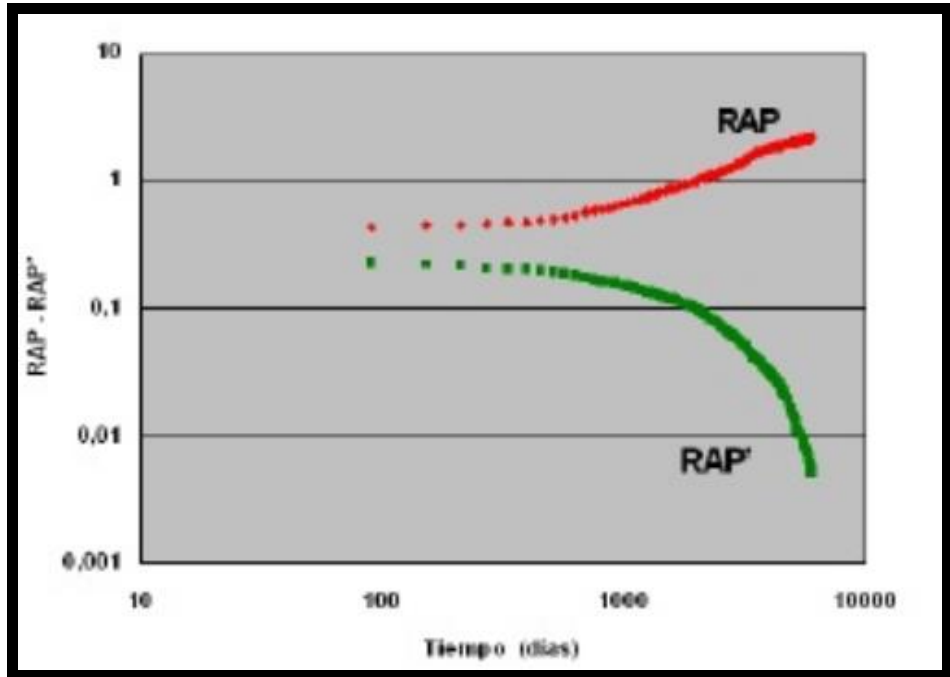


Figura 21. Curvas de Chan (Conificación) (Serrano, 2015)

Un aumento abrupto de ambas curvas RAP y RAP', indica la existencia de flujo proveniente de las cercanías del pozo, tal como problemas de comunicación mecánica como se observa en la figura 22.

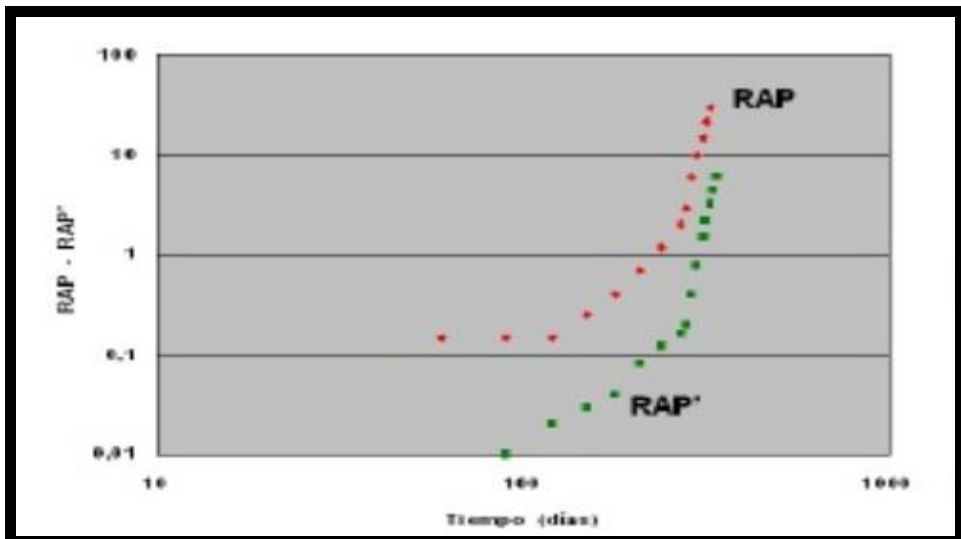


Figura 22. Curvas de Chan Comunicación Mecánica (Serrano, 2015)

El siguiente caso muestra un comportamiento de canalización o adedamiento (figura 23).

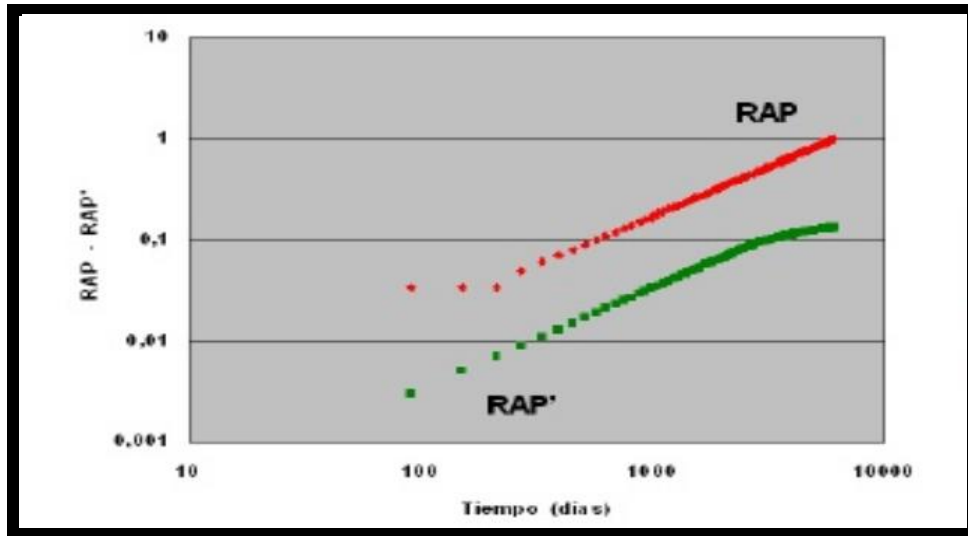


Figura 23. Curvas de Chan Adedamiento (Serrano, 2015)

Por último en la figura 24, se representa un barrido normal del yacimiento por efecto del agua (corte de agua > 60%).

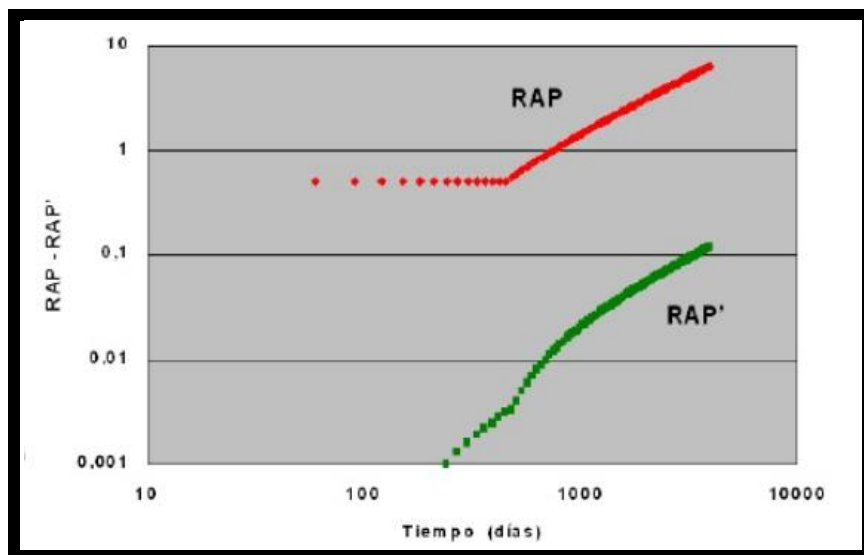


Figura 24. Curvas de Chan Corte de agua > 60% (Serrano, 2015)

### 2.2.11 Eficiencia de desplazamiento

Luego de conocer los posibles problemas asociados a una inyección de agua, es necesario evaluar cuán eficiente será la misma esto se hace mediante el cálculo de varias eficiencias, explicadas a continuación.

La eficiencia de desplazamiento se define como la fracción de petróleo móvil que ha sido recuperado de la zona barrida en un tiempo determinado. Está relacionada con las fuerzas viscosas y capilares que interactúan en el medio poroso y el fluido inyectado que se encuentra in situ. Esta interacción depende de la distribución, tamaño de los poros, de las formas e interconectividad y de la mojabilidad (Monroy, 2017).

La eficiencia de desplazamiento es un factor microscópico que se obtiene de pruebas de laboratorio de desplazamiento lineal, se calcula normalmente para determinar la saturación de petróleo residual que queda detrás del frente de invasión. Esta permite estimar el comportamiento de un yacimiento sometido a la inyección de un fluido, al relacionar el petróleo producido con el petróleo in situ al comienzo de la invasión (Monroy, 2017).

$$ED = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} \quad \text{ecuación 6}$$

Donde:

$S_{oi}$ : saturación de petróleo inicial

$S_{or}$ : saturación de petróleo residual.

### **2.2.12 Eficiencia de barrido areal**

Se define como la fracción del área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación secundaria. Esta eficiencia se puede ver afectada por las propiedades de las rocas, propiedades del sistema roca-fluido, localización de pozos inyectores y productores, razón de movilidad y volumen del fluido inyectado (Monroy, 2017). En la figura 25, se observa la posición del frente de invasión en intervalos sucesivos de tiempo hasta la ruptura.

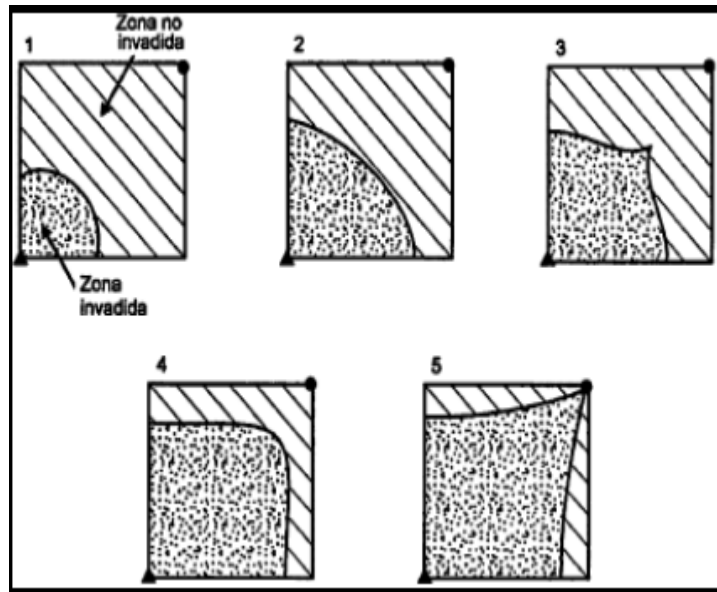


Figura 25. Posición del frente de invasión ( CIED PDVSA, 1997)

### 2.2.13 Eficiencia vertical de barrido ( $C_v$ )

Se define como la fracción de la sección vertical que ha sido invadida por el fluido desplazante, se rige principalmente por la heterogeneidad del yacimiento. Los factores que afectan esta eficiencia pueden ser la razón de movilidad, volumen de fluido inyectado, fuerzas gravitacionales y fuerzas capilares (Monroy, 2017). En la figura 26, se observa dicha eficiencia.

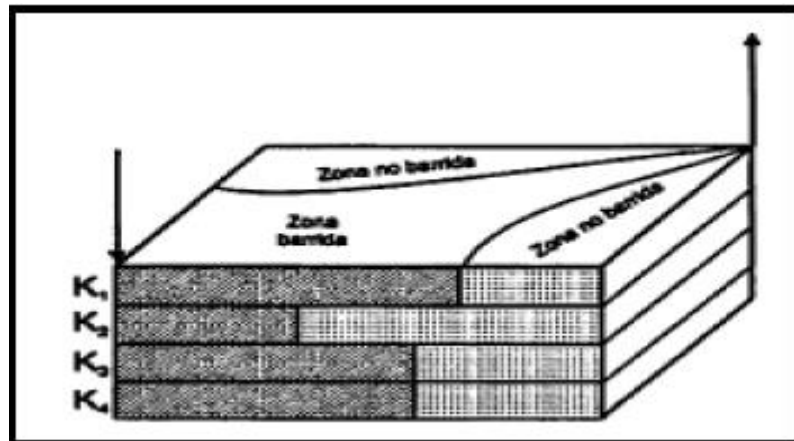


Figura 26. Eficiencia vertical de barrido ( CIED PDVSA, 1997)

### 2.2.14 Eficiencia volumétrica de barrido

Es la fracción del volumen total del yacimiento que es invadido con el fluido desplazante. Se calcula a partir del alcance de la invasión vertical debido a la

estratificación, cobertura areal, arreglo y espaciamiento de los pozos, ver figura 27. Los factores que afectan esta eficiencia son la heterogeneidad del yacimiento, razón de movilidad, fuerza de gravedad y tasa de flujo (Monroy, 2017).

$$EV = EA * Cv$$

ecuación 7

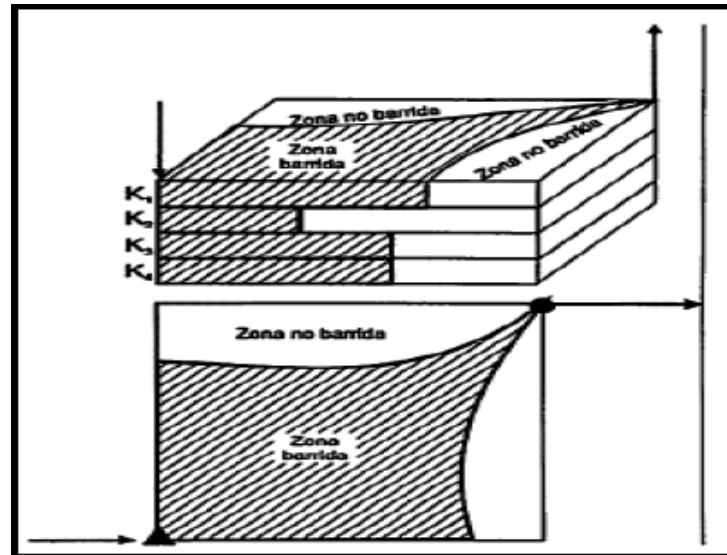


Figura 27. Eficiencia de barrido volumétrica a un tiempo t ( CIED PDVSA, 1997)

### 2.2.15 Eficiencia Volumétrica de Reemplazo (EVR)

Es un parámetro que indica la relación entre el agua inyectada y los fluidos producidos, aportando valiosa información sobre si la cantidad de agua inyectada es suficiente o no para mantenerlo esencialmente igual a la unidad (Monroy, 2017). La EVR se determina según la siguiente ecuación:

$$EVR = \Delta W_i / (\Delta N_p * B_o + (\Delta G_p - \Delta N_p * R_{si}) * B_g + \Delta W_p)$$

ecuación 8

Donde:

$\Delta N_p$ : producción de petróleo acumulada a un tiempo t, Bbl

$B_o$ : factor volumétrico del petróleo,  $B_Y/B_N$

$\Delta G_p$ : producción de gas acumulada a un tiempo t, PCN

$R_{si}$ : gas inicial disuelto en el petróleo,  $PCY/BY$

$B_g$ : factor volumétrico del gas,  $PCY/B_N$



$\Delta W_p$ : producción de agua acumulada a un tiempo t, Bbl

$\Delta W_i$ : inyección de agua acumulada a un tiempo t, Bbl

Este indicador puede ser calculado de manera mensual y acumulada, permitiendo ser graficado versus el tiempo, mostrando ser una herramienta muy útil para el diagnóstico y vigilancia de yacimientos bajo inyección de agua. De acuerdo al valor calculado de la EVR se acerque o aleje de la Unidad, junto al perfil de presiones y caudales de fluido total y de petróleo, se puede distinguir comportamientos típicos en el yacimiento relacionados con la inyección y que indican si se está siendo eficiente o no. Cuando el valor de la EVR es mayor a 1 (Unidad) y los valores de presión no están incrementando, hay posibles pérdidas de la inyección hacia zonas fuera del diseño, en cambio si el valor de la EVR es menor a 1 (Unidad) y los valores de presión no están decreciendo, indicaría que el influjo de fluidos se encuentra en la zona de control. También puede darse el caso de pérdidas de volúmenes de agua inyectados a otras zonas con evidente decrecimiento de la presión aún cuando la EVR es igual a 1 (Unidad) o mayor. Los períodos de despresurización y/o represurización pueden ser observados durante la inyección de agua o la depleción primaria, según el comportamiento de la EVR y así el modelo geológico ajustándolo según las respuestas tenidas en movimiento de fluidos (Análisis por zona y yacimiento , Araibel, 2006).

### 2.2.16 Teoría de desplazamiento

Para determinar la eficiencia del desplazamiento en un sistema lineal, Buckley y Leverett (1942), presentaron la teoría de desplazamiento relacionada con el desplazamiento de fluidos inmiscibles en un medio poroso. El desarrollo de esta teoría considera que matemáticamente puede ser modelado el desplazamiento inmiscible utilizando el concepto de permeabilidades relativas y en base a que cierta cantidad de petróleo movable se queda en el yacimiento.

La teoría presente con dos ecuaciones básicas: la ecuación de flujo fraccional (ecuación 9) y la ecuación de avance frontal (ecuación 10).

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w K_{ro}}{\mu_o K_{rw}}} \quad \text{ecuación 9}$$

Dónde:

fw: flujo fraccional, adimensional

krw: permeabilidad relativa del agua, adimensional

uo: viscosidad del petróleo, cP

kro: permeabilidad relativa del petróleo, adimensional

uw: viscosidad del agua, cP

La ecuación 9, es una simplificación de la ecuación de flujo fraccional, aplicable solo para yacimientos sin ángulo de buzamiento y despreciando el efecto de la presión capilar.

$$X_{Swf} = \frac{5,615 qt t}{A\phi} \left( \frac{dfw}{dSw} \right) \quad \text{ecuación 10}$$

Dónde:

X<sub>Swf</sub>: distancia recorrida por la saturación del frente de agua durante un tiempo t, pies

qt: tasa de inyección, Bbl/d

t: intervalo de tiempo, d

A: área perpendicular al flujo, pies<sup>2</sup>

ϕ: porosidad, adimensional

$\left( \frac{dfw}{dSw} \right)$ : pendiente de la curva de fw a la saturación del frente de agua Swf

Para determinar la distribución de la saturación del frente de agua con respecto a la distancia, es necesario combinar la curva de flujo fraccional y la ecuación de avance frontal. La teoría de Welge (1952), ha sido considerada la más sencilla y fue deducida a partir de la ecuación mostrada a continuación.

$$\frac{dfw}{dSw} = \frac{fwf}{Swf - Swi} \quad \text{ecuación 11}$$

Donde:

$\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)$  : pendiente de la curva de  $f_w$  a la saturación del frente de agua  $S_{wf}$

$f_w$ : flujo fraccional del frente de agua

$S_{wf}$ : saturación del frente de agua

$S_{wi}$ : saturación de agua inicial

Gráficamente como se muestra en la figura 28, la pendiente de los puntos de la recta  $(S_{wi}, 0)$  y  $(S_{wf}, f_w)$  representa la solución dada por la ecuación 11.

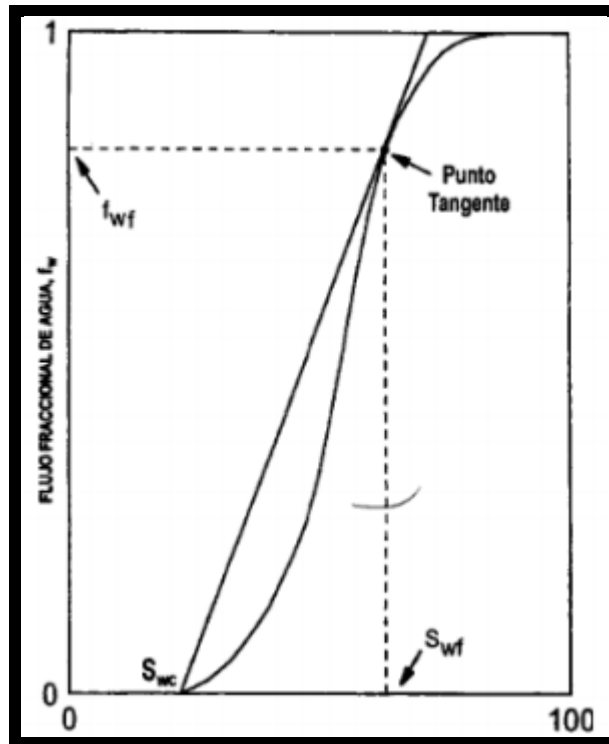


Figura 28. Distribución de la saturación del frente de agua según Welge (Paris de Ferrer, 2001)

### 2.2.17 Factores que afectan a la curva de flujo fraccional de agua

La curva de flujo fraccional del agua adopta diferentes formas dependiendo del efecto de ciertos parámetros en los yacimientos, cada forma arroja puntos clave de los cuales se puede visualizar el comportamiento de la inyección, así como el proceso de la invasión y las condiciones en las que se lleva a cabo, a continuación se describen estos parámetros.

### 2.2.17.1 Mojabilidad

Esta propiedad es de relevancia al estudiar la curva de flujo fraccional cuando en un yacimiento es mojado por agua o mojado por petróleo, la curva de flujo fraccional adopta una forma diferente para cada caso como se observa en la figura 29.

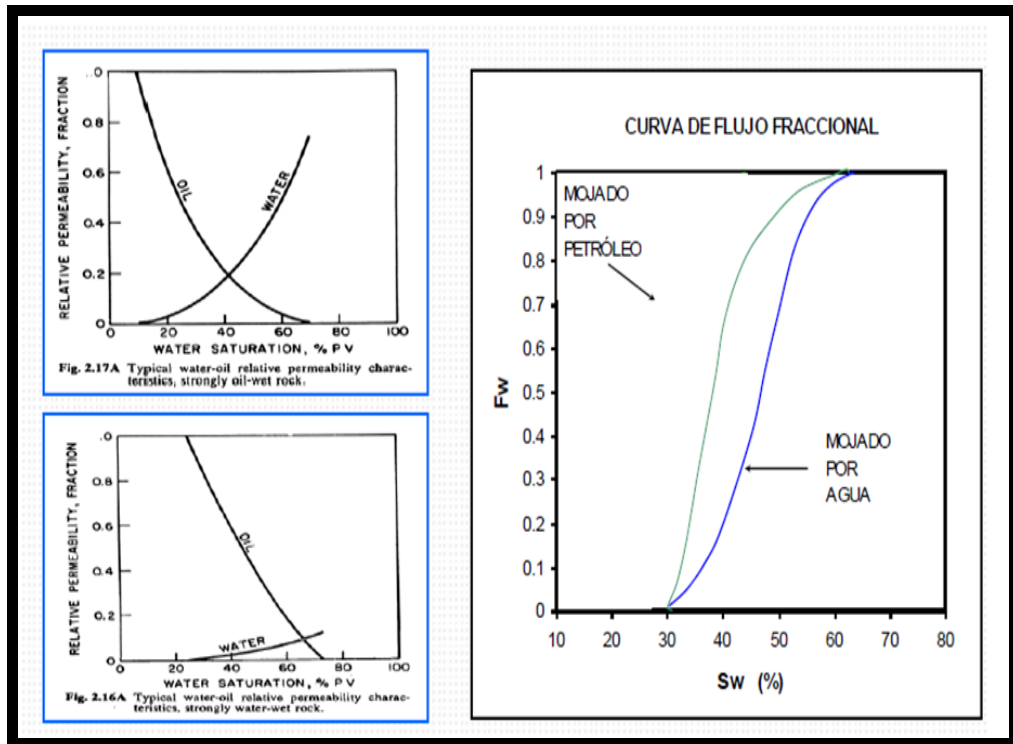


Figura 29. Efecto de la Mojabilidad sobre la curva de flujo fraccional del agua (Alvarado, 2016)

### 2.2.17.2 Buzamiento y dirección de la inyección

Estos parámetros forman parte de la tendencia de la curva de flujo fraccional de agua para un desplazamiento buzamiento arriba el flujo fraccional será menor que para un desplazamiento buzamiento abajo, ya que en el primer caso, la gravedad tiende a disminuir el flujo de agua, como se observa en la figura 30.

Para un ángulo entre  $0 < \theta < 180$  desplazamiento de petróleo buzamiento arriba, en el caso de  $180 < \theta < 360$  desplazamiento de petróleo es buzamiento abajo.

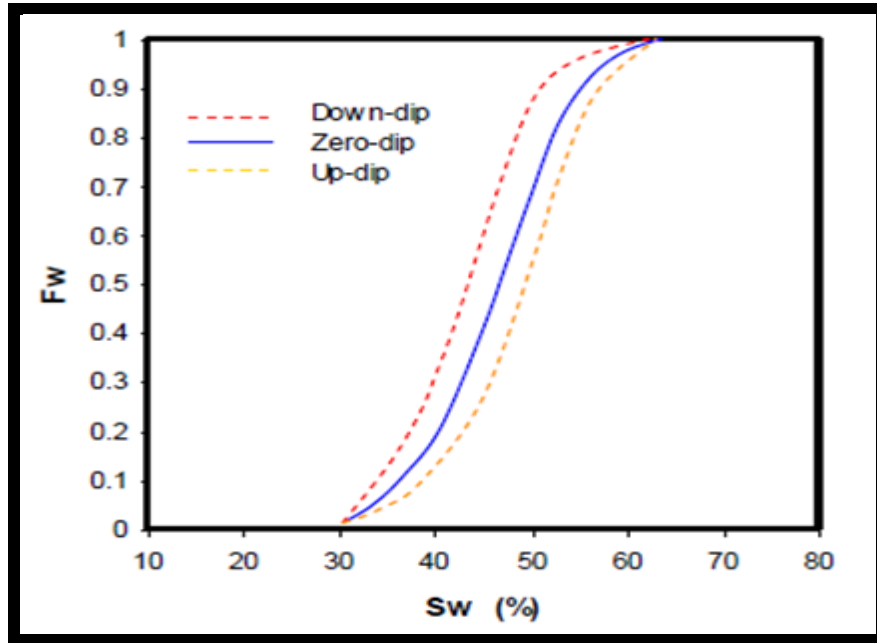


Figura 30. Efectos del buzamiento en la curva de flujo fraccional (Alvarado, 2016)

### 2.2.17.3 Viscosidades

En este caso si la viscosidad incrementa la curva de flujo fraccional del agua tomará valores mayores, lo mismo sucede en el caso contrario como se observa en la figura 31.

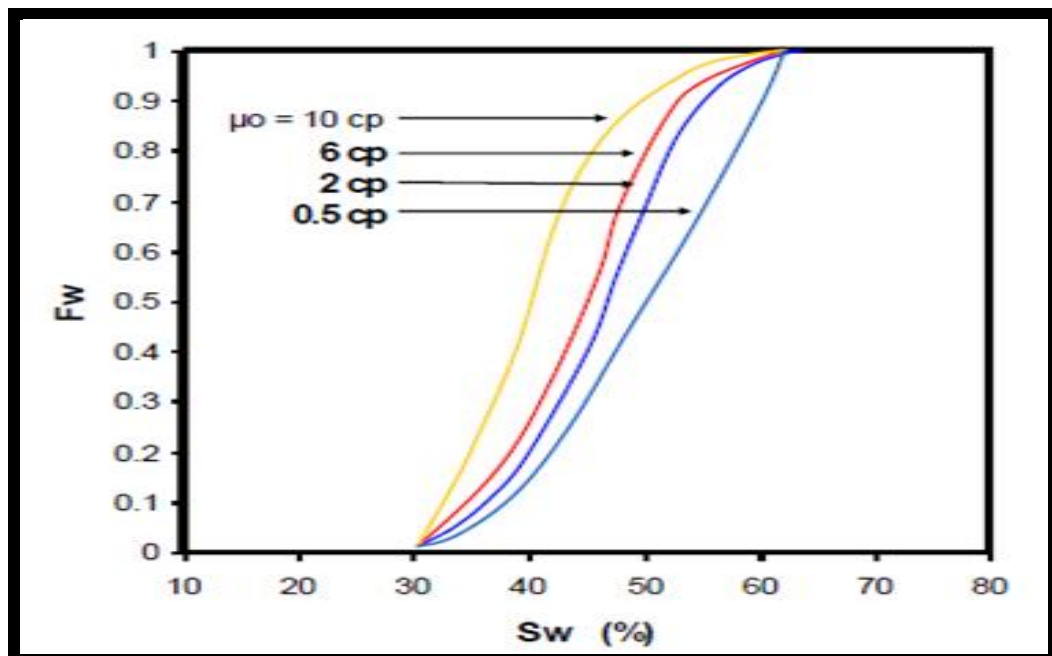


Figura 31. Efecto de la viscosidad en la curva de flujo fraccional (Alvarado, 2016)

#### 2.2.17.4 Factor Volumétrico de formación de petróleo ( $B_o$ )

El  $B_o$  también afecta la forma que arroja la curva de flujo fraccional de agua obteniéndose valores mayores de flujo para altos  $B_o$  como se muestra en la figura 32.

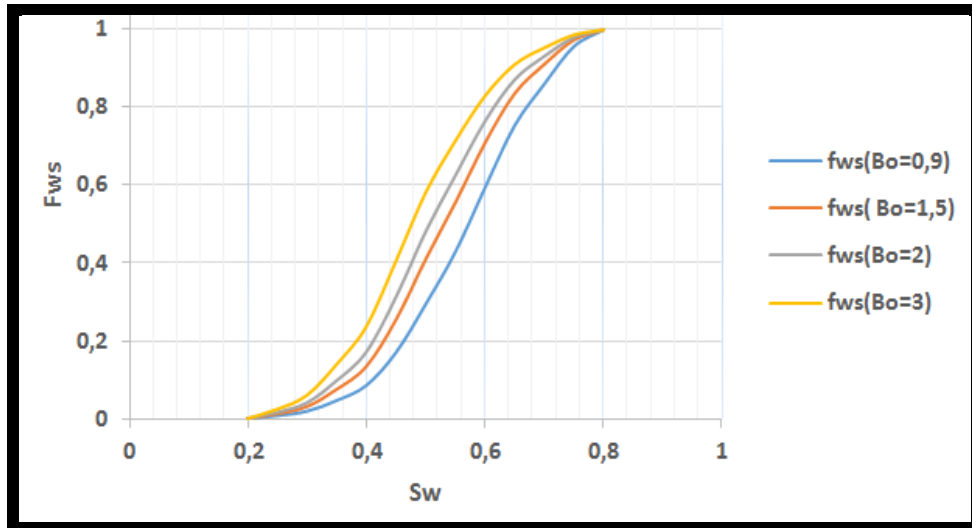


Figura 32. Efectos del factor volumétrico de formación de petróleo en la curva de flujo fraccional (Alvarado, 2016)

#### 2.2.18 Métodos de predicción analíticos

Un método de predicción consiste en aplicar un conjunto de ecuaciones que simulan el comportamiento esperado del yacimiento y permiten pronosticar información sobre su futuro en aspectos tales como: tiempo de ruptura, petróleo recuperado, producción de petróleo en función del tiempo, esquema de inyección y producción de agua o gas, antes y después de la ruptura (Paris de Ferrer, 2001). El objetivo de los métodos de predicción de inyección es pronosticar información sobre los resultados a futuro mediante una serie de ecuaciones. Los métodos de predicción de inyección de agua se clasifican de acuerdo a la tabla 3.

Tabla 3. Clasificación de los métodos de predicción (Craig, 1971)

Mecanismos de desplazamiento	Heterogeneidad del yacimiento	Eficiencia de barrido areal	Modelos matemáticos	Métodos empíricos
Buckley-Leverett	Dykstra Parsons	Muskat	Douglas-Blar- Wagner	Guthrie-Greenberger
Craig-Geffen-Morse	Stiles	Hurst	Hiatt	Shauer
Rapoport Carpenter- Leas	Dietz	Caudle et. al	Douglas-Peaceman-Rach Ford	Guerrero-Earlougher
Higging-Leigthon	Yuster – Suder-Calhoum	Aronofsky	Warren – Cosgrove	
	Prats- Mathews-Jewet- Baker	Deppe-Hauber	Morel – Seytoux	

### 2.2.18.1 Método de predicción perfecto

Es aquel que incluye todo lo relativo a los efectos del flujo de los fluidos, del tipo de arreglo de pozos y de la heterogeneidad del yacimiento, tal como se especifica a continuación:

❖ **Efectos del flujo de fluidos:**

- Permeabilidades relativas
- Existencia de un frente y de un gradiente de saturación
- Posible presencia de una saturación de gas inicial

❖ **Efectos del tipo de arreglo de los pozos:**

- Variación de la eficiencia de barrido areal antes y después de la ruptura en función de la razón de movilidad

- Aplicabilidad a cualquier tipo de arreglo
- No requiere de datos de laboratorio publicados o adicionales a los convencionales

❖ **Efectos de la heterogeneidad del yacimiento:**

- Consideración de yacimientos estratificados
- Variación areal y vertical de la permeabilidad
- Presencia de flujo entre capas.

El uso del método de predicción perfecto requiere de mucha información acerca de la roca y los fluidos, así como también detalles acerca de la heterogeneidad del yacimiento. Por este motivo, tal método no existe y los que hasta ahora se han desarrollado son solo aproximaciones.

Generalmente, los métodos de predicción se clasifican de acuerdo con las variables que más afectan el problema que más se desea simular. A continuación se presentan los métodos a utilizar en esta investigación.

#### **2.2.18.2 Método de Buckley y Leverett**

Este método de predicción se fundamenta en la teoría de desplazamiento y permite estimar el comportamiento de un desplazamiento lineal de petróleo cuando se inyecta agua o gas a una tasa constante en un yacimiento. En este caso, se estimará el volumen de petróleo desplazado a cualquier tiempo, la tasa de producción de petróleo y el volumen de agua que se tiene que inyectar por cada volumen de petróleo producido (Vacacela, 2018).

Su modelo fue desarrollado por medio de la aplicación de la ley de la conservación de masa para el flujo de petróleo y agua en una dirección.

Las suposiciones para desarrollar el método según Buckley – Everett (1942) son:

- Es flujo lineal, pero puede modificarse con facilidad para flujo radial, por lo que no constituye una limitación fuerte
- Formación homogénea, o sea permeabilidad y porosidad son uniformes
- Desplazamiento tipo pistón
- Los fluidos son inmiscibles, es decir, que existe presión capilar



- Solo puede existir dos fluidos circulando al mismo tiempo para un determinado punto, así que deben aplicarse los conceptos de permeabilidades relativas a dos fases
- La presión de desplazamiento debe estar por encima del punto de burbujeo (no existe gas libre), en caso de que se utilice agua para desplazar petróleo
- La tasa de inyección y el área perpendicular al flujo se consideran constantes
- Flujo continuo o difuso
- La presión y temperatura deben permanecer constantes para que existan condiciones de equilibrio

Buckley – Leverett (1942), consideraron que ocurren tres etapas durante el desplazamiento de petróleo por agua o gas, éstas son: Antes de la ruptura, en el momento de la ruptura y después de la ruptura.

### **2.2.18.3 Método de Dykstra Parsons**

El método considera al yacimiento de petróleo como un sistema estratificado como se observa en la figura 33, y la predicción de petróleo recuperado se calcula en función de la razón de movilidad y de la variación de permeabilidades de los estratos. Se trata de uno de los métodos más utilizados ya que combina consideraciones teóricas con resultados experimentales (Craig, 1982).

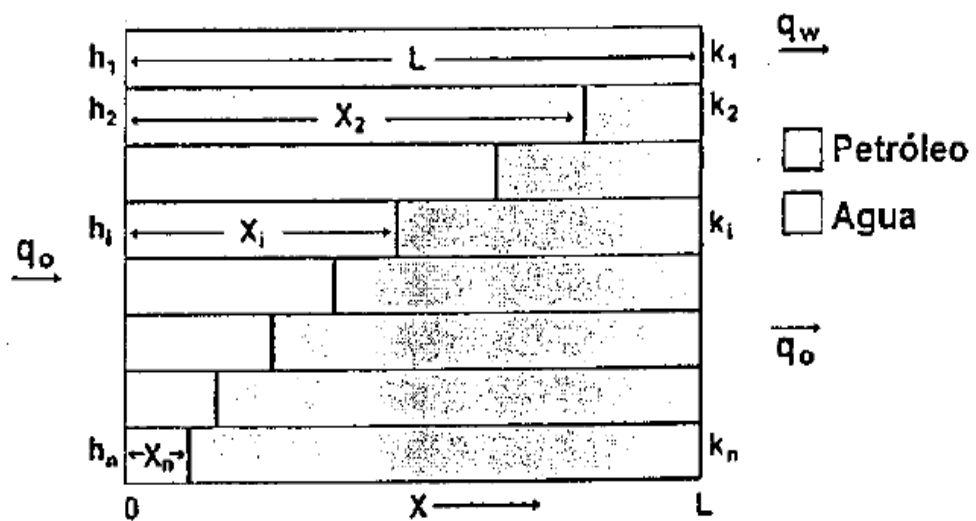


Figura 33 .Formación estratificada con permeabilidad variable (Paris de Ferrer, 2001)

Para su desarrollo se hacen las siguientes suposiciones:

- El yacimiento está conformado por estratos de permeabilidad uniforme y sin flujo cruzado entre capas
- Existe desplazamiento tipo pistón sin fugas
- Flujo continuo y sistema lineal
- Todas las capas del sistema tienen la misma porosidad y permeabilidades relativas al petróleo y agua
- Los valores de  $k_{ro}$  y  $k_{rw}$  delante y detrás del frente de inundación o desplazamiento permanecen constantes
- La caída de presión en los estratos es la misma
- No existe saturación de gas en el petróleo.

### 2.2.19 Software MBAL

En la industria petrolera se utilizan programas que ayudan a evaluar a los yacimientos y sus características sin la necesidad de contar con un mallado de simulación como es el caso del Software MBAL.

MBAL de Petroleum Experts, es un software que ayuda al Ingeniero a definir mejor los mecanismos de producción del yacimiento y los volúmenes de hidrocarburos en sitio. Este es un requisito previo para estudios de simulación

confiables. Este programa se usa comúnmente para modelar los efectos dinámicos del yacimiento antes de construir un modelo de simulador numérico.

MBAL contiene la herramienta clásica de ingeniería de yacimientos y ha redefinido el uso de Balance de materiales en la moderna ingeniería de yacimientos.

Para los yacimientos existentes, el Software ofrece amplias instalaciones de emparejamiento. Se pueden ejecutar perfiles de producción realistas para yacimientos con o sin coincidencia de historial.

Aplicaciones:

- Historial del yacimiento correspondiente para identificar el POES (Petróleo Original en Sitio) y los mecanismos de empuje.
- Construcción de un modelo de múltiples yacimientos
- Generación de perfiles de producción
- Simulador de Monte Carlo
- Análisis de la curva de declinación
- Modelo 1D
- Balance de materiales

El programa incorpora el uso clásico de los cálculos de balance de materiales para la comparación de la historia a través de métodos gráficos (como Havlena-Odeh, Campbell, Cole, etc.). Se pueden construir modelos PVT detallados (tanto de a petróleo negro como de composición) para petróleo, gases y condensados.

Además, las predicciones se pueden hacer con o sin modelos de pozo y usando permeabilidades relativas para predecir la cantidad de producciones de fase asociadas.

#### **2.2.20 Indicadores económicos**

En un proyecto de recuperación secundaria es preciso evaluar un estudio económico tomando en cuenta ciertos indicadores los cuales mostrarán si el proyecto es viable o no.

### 2.2.20.1 Ingresos

Es la producción de crudo o gas anual por el precio de venta del crudo o gas por la paridad cambiaria (Montes & Zambrano, 2018)

### 2.2.20.2 Egresos

Costo de adquisición, construcción e instalación de propiedades, plantas y equipos nuevos (Montes & Zambrano, 2018).

### 2.2.20.3 Valor Presente Neto (VPN)

Se basa en el concepto del valor equivalente de todos los flujos de efectivo relativos a alguna base o punto de inicio en el tiempo llamado presente. Por lo tanto, todos los flujos entrantes y salientes de efectivo se anticipan al punto presente en el tiempo a una tasa de interés (Montes & Zambrano, 2018).

$$VPN = C_0 + \frac{C_1}{1+r} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+r)^n} \quad \text{ecuación 12}$$

Donde:

Cn: flujo neto de efectivo esperado en el período t, US\$.

r: tasa de interés, fracción.

VPN igual a 0, Mínima rentabilidad

VPN mayor a 0, Proyecto rentable

VPN menor a 0, Se rechaza el proyecto

### 2.2.20.4 Tasa interna de retorno

Se define como la tasa de interés que reduce a cero el Valor Presente de una serie de ingresos y desembolsos. O dicho de otra manera es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

Partiendo del enfoque del valor presente neto y utilizando la ecuación 13, que se emplea para el cálculo se obtiene:

$$0 = C_0 + \frac{C_1}{1+TIR} + \frac{C_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+TIR)^n} \quad \text{ecuación 13}$$

Donde:

Cn: Flujo neto de efectivo esperado en el período n, US\$.

TIR: Tasa interna de retorno, fracción de porcentaje.

Si la TIR es mayor que la Tasa mínima requerida, Proyecto rentable.

TIR es igual que la Tasa mínima requerida, Mínima rentabilidad.

TIR es menor que la Tasa mínima requerida, Se rechaza el proyecto.

#### **2.2.20.5 Período de recuperación**

También conocido como Payback, es un índice que calcula el período de tiempo en el cual se paga la inversión inicial, utilizando los flujos de caja descontados.

A continuación, se definen las generalidades, ubicación, geología local, el historial de producción y las propiedades petrofísicas de las arenas en estudio, que conjuntamente con los conceptos básicos, ayudarán a sustentar los resultados obtenidos que contribuirán con el desarrollo y fortalecimiento del Trabajo Especial de Grado.

### **2.3 Ubicación del campo Mata, zona Araibel (Arenas M4M y L3M)**

El campo Mata se encuentra ubicado en el oriente venezolano a unos 100 kilómetros al norte de la población de la ciudad de El Tigre (Mazzali, 2007) . Se desarrolla casi en su totalidad en el Estado Anzoátegui, quedando una porción nororiental en el Estado Monagas, como se observa en la figura 34.

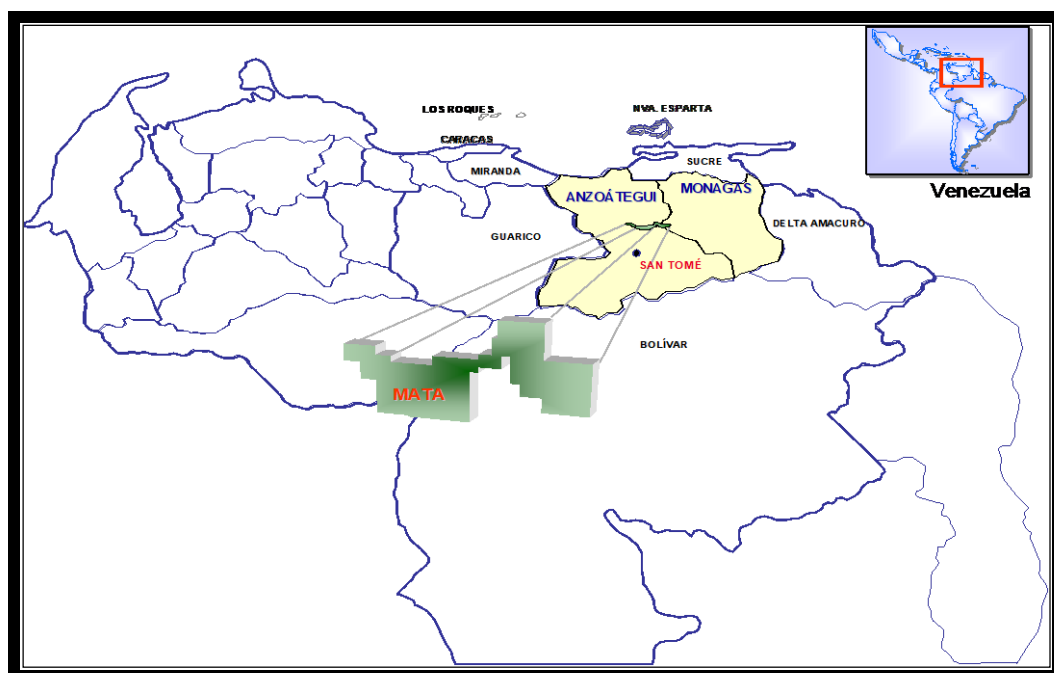


Figura 34. Ubicación geográfica del campo Mata (Mazzali, 2007)

El área tiene una superficie total de 212,13Km<sup>2</sup>. Dentro de la misma se diferencian dos sectores: El Oriental, conformado principalmente por las zonas Zorro, Mata 3, Mata 16 y Mata 19, y el Occidental, formado por zonas menores de los cuales Araibel es el de mayor desarrollo y siendo ésta de interés para este estudio. En total hay 10 zonas definidas: Zorro, Araibel, Mata 1, Mata 3, Mata 7, Mata 14, Mata 16, Mata 19, Mata 20 y Mata 24 (Mazzali, 2007), como se muestra en la figura 35.

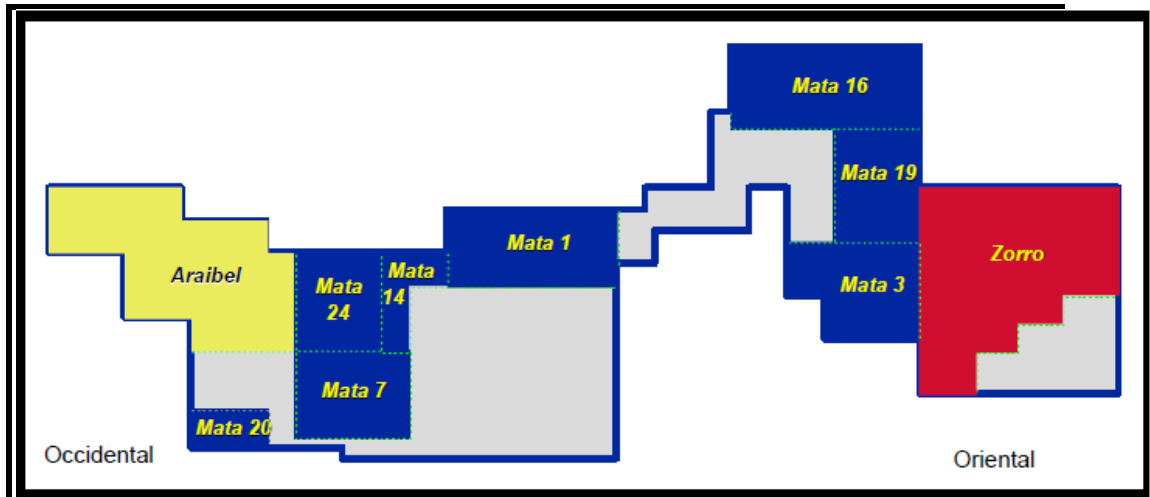


Figura 35. Área Mata delimitada por la empresa operadora (Mazzali, 2007)

## 2.4 Geología

### 2.4.1 Modelo geológico estructural

Haciendo una revisión de los mapas isópacos - estructurales de la Zona Araibel perteneciente al campo Mata, y más específicamente de los yacimientos ARV-3 y SM-131, se interpreta una estructura de tipo homoclinal, que buza suavemente con una inclinación aproximada de entre 3° y 5° dirección Nor-Este. Diversos eventos geológicos dieron origen a la formación de un entrapamiento mixto, es decir, de tipo estructural y estratigráfico, que permitió la acumulación y preservación de un volumen favorable de hidrocarburos. Al sur se extiende direccionalmente de Este a Oeste una falla normal principal, con salto que supera incluso los 500 pies. Al Norte se evidencia un límite de agua correspondiente a un contacto agua-petróleo original (CAPO) estimado en 9460´ en la arena M4M y de -9098´ de profundidad para la Arena L3M. Al Este y Oeste se interpretan límites estratigráficos, también conocidos como límites de roca, conformados por estratos de porosidad y permeabilidad reducida (Moreira, 2003). Esta descripción puede ser observada en la figura 51 Mapa isópaco estructural de la arena M4M y figura 52 Mapa isópaco estructural de la arena L3M en el capítulo IV.

### 2.4.2 Modelo geológico estratigráfico

Los yacimientos en estudio, ARV-3 arena L3M y SM-131 arena M4M pertenecen a la formación Oficina (Mioceno Temprano-Mioceno Medio) de la Cuenca Oriental de Venezuela. Estas, se depositaron en un ambiente litoral y marino somero, la formación Oficina se describe como una alternancia de lutitas grises, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano de fino a grueso. Componentes menores, pero importantes de la unidad, son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcilitas verde y gris claro, areniscas, y calizas delgadas con estructuras como en cono. El material carbonoso es común, y en algunos pozos pueden encontrarse hasta 40 ó 50 capas de lignito, que varían desde pocos centímetros hasta 60 cm de espesor y que son de considerable valor en las correlaciones. En general, las areniscas se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso hacia la base de la formación (Hedberg et al, 1947).

Mediante registros de pozos se determinó dos tipos de geometría de arenas para los yacimientos en estudio:

- Depósitos canalizados: representados por rellenos de canales distributarios y canales de marea, asociados fundamentalmente a eventos de mar bajo.
- Depósitos no canalizados: representados principalmente por barras de marea, asociados a eventos de mar alto.

La columna estratigráfica del Oligoceno Superior - Mioceno en el Área de Mata corresponde a las formaciones Merecure, Oficina y Freites. Las arenas L3M y M4M se encuentran en la formación Oficina ya que estas comprenden las arenas desde la T hasta la A. En el ciclo sedimentario mayor del conjunto Merecure-Oficina-Freites, se reconocieron en términos generales tres secciones:

- La Sección Basal: de edad Oligoceno superior a Mioceno inferior temprano, comprende las Arenas U9 a U1. Este intervalo corresponde a la formación Merecure y la base de Oficina.
- El Paquete Intermedio: comprende las Arenas T hasta A (L3M y M4M), de edad Mioceno inferior a medio. Estas secuencias corresponden a la Formación Oficina.



- El Tercio Superior: se caracteriza por sedimentación predominantemente arcillosa, representada por arcillas de baja resistividad con escasas intercalaciones arenosas. En este paquete no han sido reportadas arenas portadoras de hidrocarburos.

En la figura 36, los yacimientos del campo se ubican en el recuadro rojo. Los círculos verdes indican la posición de las principales arenas productoras de hidrocarburos en el campo.

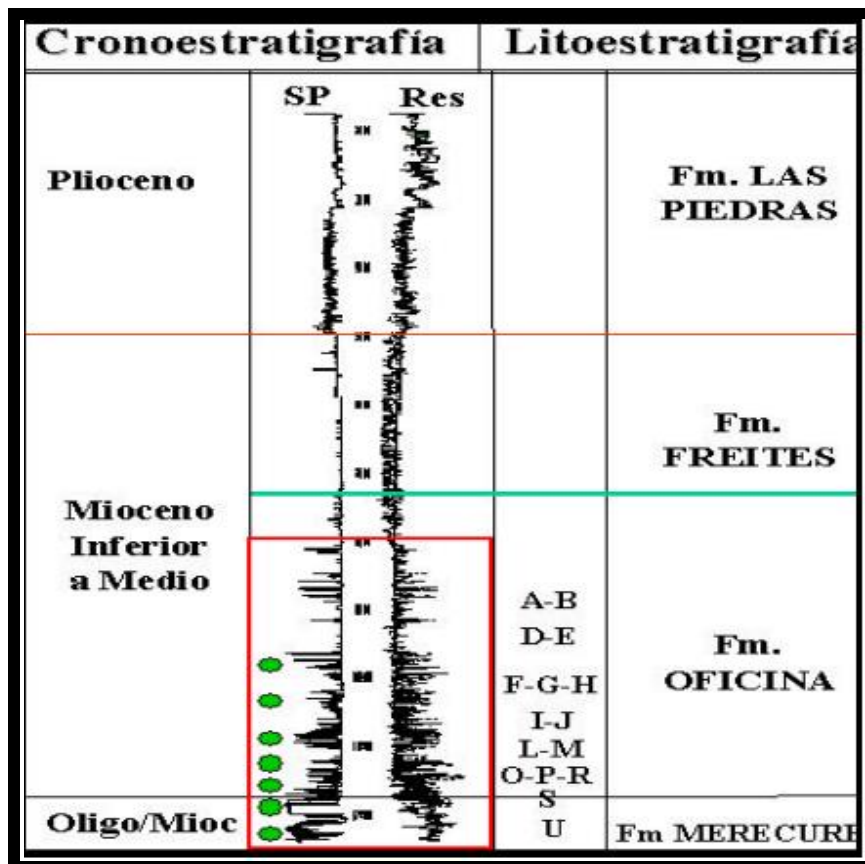


Figura 36. Marco Estratigráfico del área Mata (Pérez Compañía S.A, 2002.)

A continuación se presentan en la tabla 4, las propiedades petrofísicas promedio de las rocas y los fluidos de las arenas M4M y L3M, esta información se fundamenta en la interpretación de registros eléctricos convencionales y especiales, núcleos, y de pozos asociados a dichas arenas.

Tabla 4. Propiedades roca- fluido

<b>DATOS</b>	<b>L3M</b>	<b>M4M</b>
$\Phi$ (%)	18	17
H (ft)	16	15
T (°F)	249	278
K (mD)	200	625
Pi (Psi)	3980	4200
Pb ( Psi)	3805	3800
Rs(PCS/Bbl)	1689	1511
Densidad (gr/cc)	0,837	0.852
API°	38,3	35
Boi ( BY/BN)	2,118	2,028
Bg (PCY/PCN)	0,0048	0,004214
Bw (BY/BN)	1,05	1,05

### 2.5 Historia de producción del yacimiento SM-131 arena M4M

El yacimiento M4M / SM-131 se encuentra en el Campo Araibel y fue descubierto en Junio de 1951 con la perforación del pozo SM-131, tiene un área de 3863 acres. El mismo inició su producción oficialmente en el año 1955 con

tasa de 1958 Bbl/d .El número máximo de pozos activos en el yacimiento fue de 12, entre los meses de agosto y septiembre de 1956, se obtuvo un caudal de petróleo máximo de 3692 Bbl/d.

Para Septiembre de 2002, el yacimiento se encontraba activo con dos pozos: SM-132 y SM-133, ubicados en la parte Occidental del mismo, con una producción de apenas 35 Bbl/d. La baja presión del yacimiento (por debajo del punto de burbujeo) ocasionó una merma en la producción por la alta relación gas petróleo. En la figura 37, se muestra el historial de producción para la arena M4M.

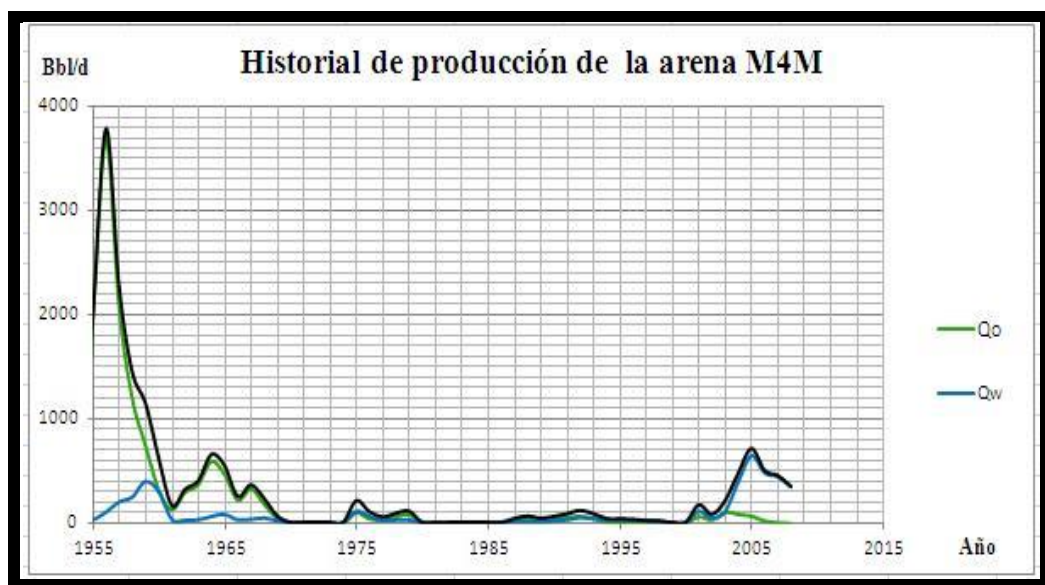


Figura 37. Historial de producción para la arena M4M (Oilfield Manager, 2008)

En cuanto a la producción acumulada, en la figura 38 se muestra que el acumulado de petróleo alcanza valores de hasta 5, 24 MMBbbls.



Figura 38. Producción acumulada de petróleo arena M4M (Oilfield Manager, 2008)

En la figura 39, se observa una producción de gas alta de hasta 8555 MPCN/D, esto debió al mecanismo de empuje presente (gas en solución) en el yacimiento.

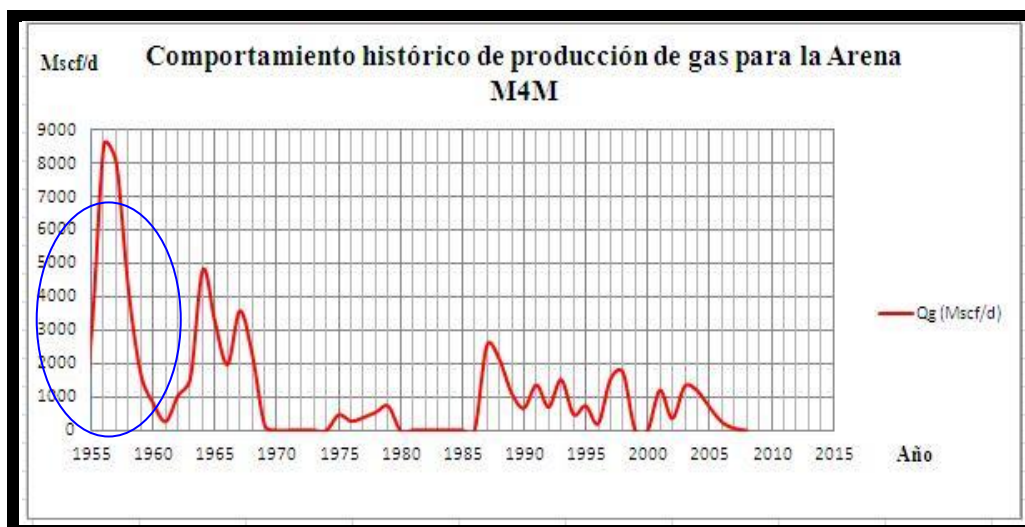


Figura 39. Histórico de producción de gas arena M4M (Oilfield Manager, 2008)

## 2.6 Historia de inyección de agua de M4M

La planificación del proyecto de inyección de agua en la arena M4M en su fase inicial, correspondió con la ubicación de inyectores en la parte baja del yacimiento en forma lineal, para ello se convertirían tres pozos, ARV-6 al Este, pozo ARV-12 al centro y pozo SM-136 al oeste, para un caudal total de inyección de 4000 BAPD en su fase inicial llegando a 6000 BAPD en su fase de extensión, sin embargo, la inyección comenzó en el pozo ARV-6 en Mayo del 2002,

posteriormente en Julio del 2004 se incorporarían los pozos SM-136 y ARV-12, sin embargo este último, después de varios intentos no quedó operativo por baja inyektividad, quedando definitivamente esta zona central del yacimiento sin inyección efectiva y directa, supliendo la inyección los otros dos inyectores ARV-6 y SM-136.

Se asociaron a la inyección los pozos productores de una primera línea (cerca de los inyectores aproximadamente a un radio de 600 metros), los pozos ARV-7, ARV-9, ARV-3, ZG-106 y ARV-2 al Este del yacimiento con el inyector ARV-6.

Los pozos SM-132, SM-133, SM-135, ARV-5 y ARV-8 al Oeste del yacimiento con el inyector SM-136. Una segunda línea conformada por los pozos ARV-4, ARV-1, ARV-59, ARV-10 y ARV-13 al Este con el inyector ARV-6 y el pozo SM-131 al Oeste del yacimiento con el inyector SM-136, en la figura 40, se observa el patrón de inyección descrito.

Hasta la etapa de piloto, este esquema de inyección y apertura de pozos productores se mantuvo, luego con la extensión del proyecto a las zonas más altas del yacimiento (etapa final de la segunda línea de productores y tercera línea hacia el Este del mismo) se arrojaron resultados no favorables de la respuesta de inyección lo que llevó a paralizar la extensión hacia el resto del yacimiento (entre productores y conversiones a inyectores), y después a planificar una reingeniería del proyecto.

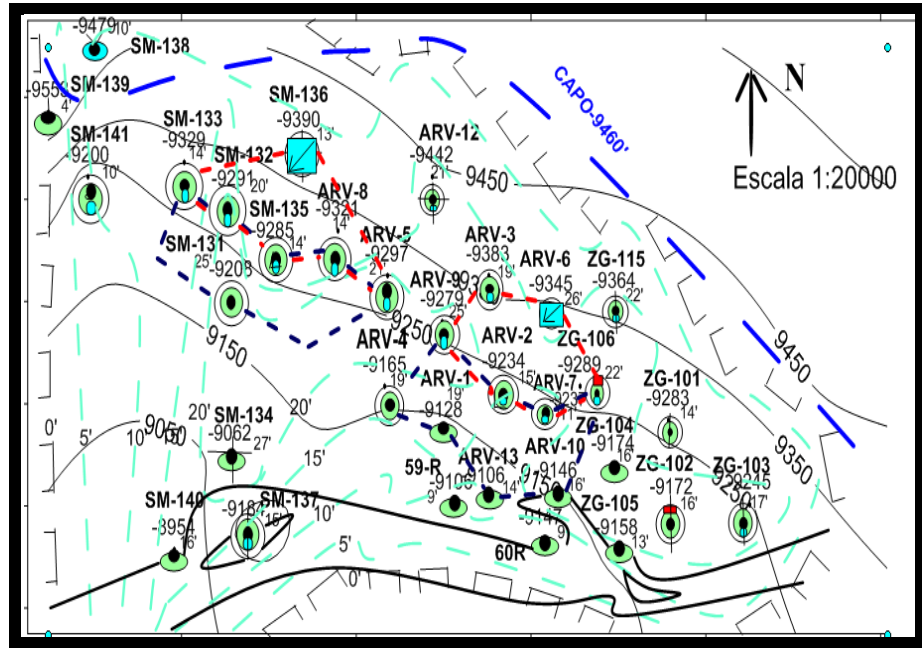


Figura 40. Mapa isópaco estructural de la arena M4M y plan piloto de inyección

En la figura 41, se muestra el comportamiento de la inyección en la arena M4M iniciando con una tasa de inyección de 2767 BAPD en un solo pozo inyector, resultado esto en una tasa de 35Bbl/d, su máxima producción se alcanzó en el año 2003 con una tasa de inyección de 2209 BAPD y de producción de 106 Bbl/d. Para el año 2006 la tasa de inyección se aumentó hasta un valor de 5187 BAPD, sin embargo la repuesta no fue positiva ya que se producía mayormente agua por lo que se fue disminuyendo progresivamente esta tasa.

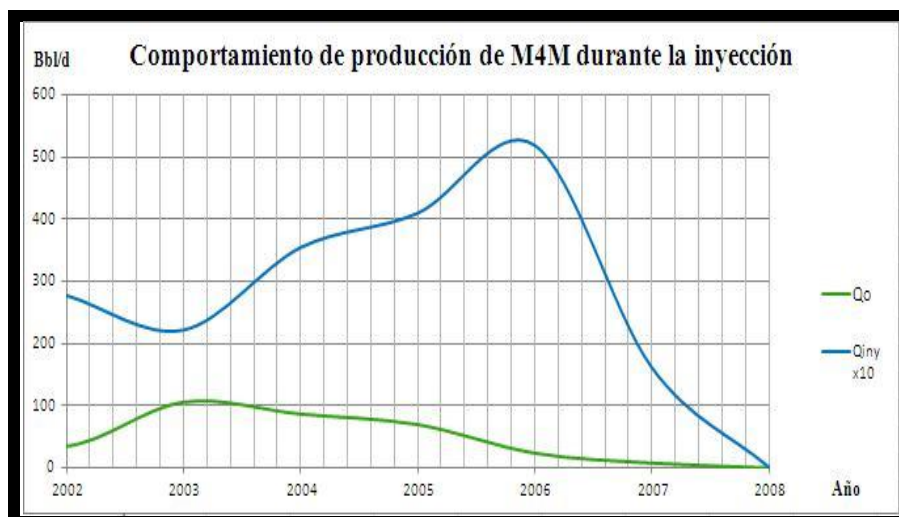


Figura 41. Comportamiento de producción de M4M durante la inyección de agua (Oilfield Manager, 2008)

## 2.7 Historia de producción del yacimiento ARV-3 arena L3M

Este yacimiento fue descubierto en junio de 1951 con la perforación del pozo ARV-3R, cuenta con un área de 1244 Acres. Su producción oficial empezó en 1955, como se observa en la figura 42, con una tasa de producción de 1837 Bbl/d, alcanzó la tasa máxima para el año 1956 siendo esta de 2556 Bbl/d, durante el año 1985 y 2000 no se tuvo producción para esta arena reiniciándose en el año 2000 hasta el año 2008 con una tasa de 16 Bbl/d, tiempo en el cual se planteó una inyección de agua, la cual no se llevó a cabo.

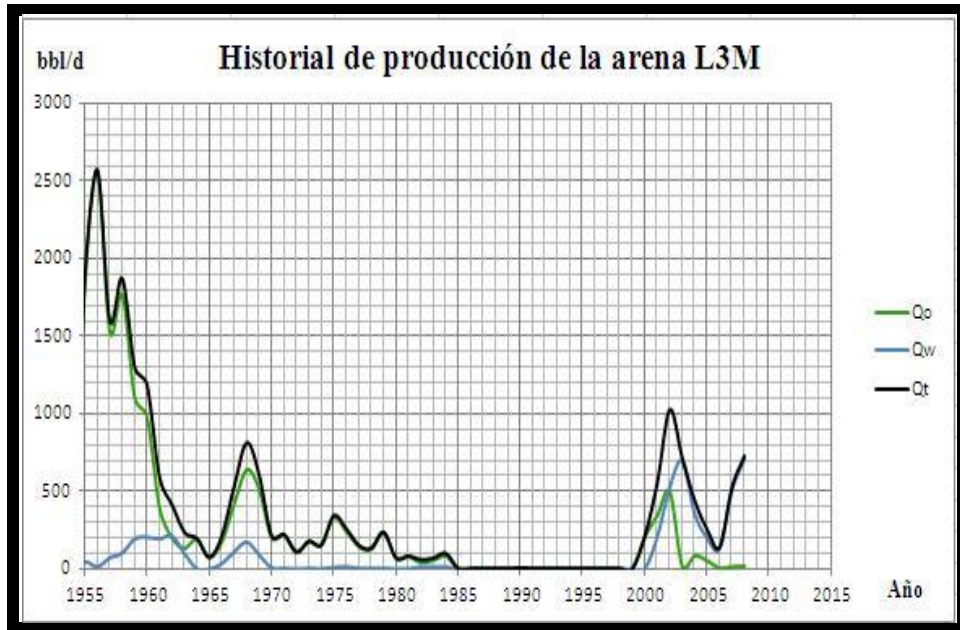


Figura 42. Historial de producción de la arena L3M (Oilfield Manager, 2008)

A continuación se presenta la figura 43, con la producción acumulada de petróleo máxima de 5,7 MMBbl.

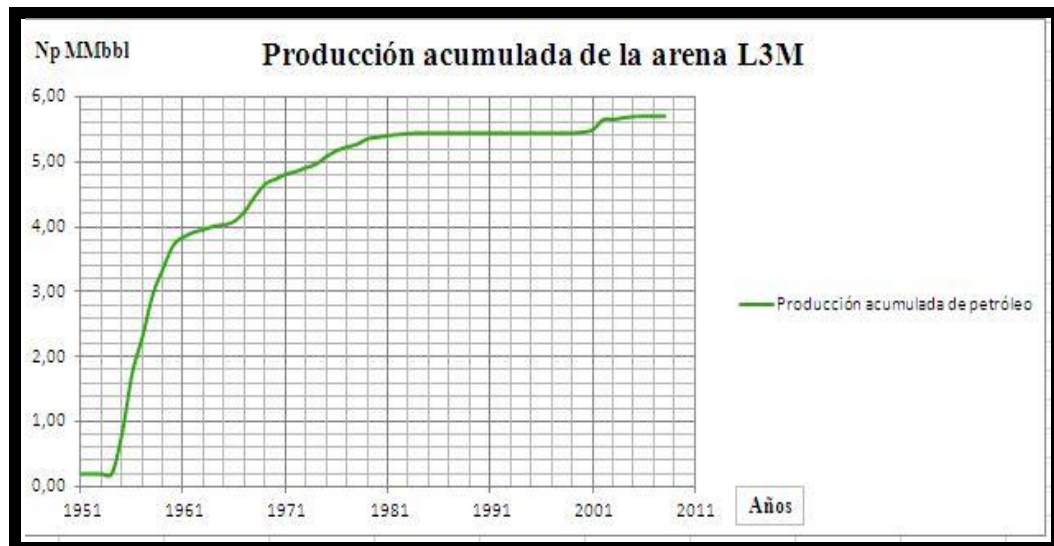


Figura 43. Producción acumulada de petróleo de la arena L3M (Oilfield Manager, 2008)



La producción de gas para la Arena L3M alcanza valores altos de hasta 6113 MPCN/D, esto como consecuencia de mecanismo de empuje por gas en solución que se encuentra presente en este yacimiento (figura 44).

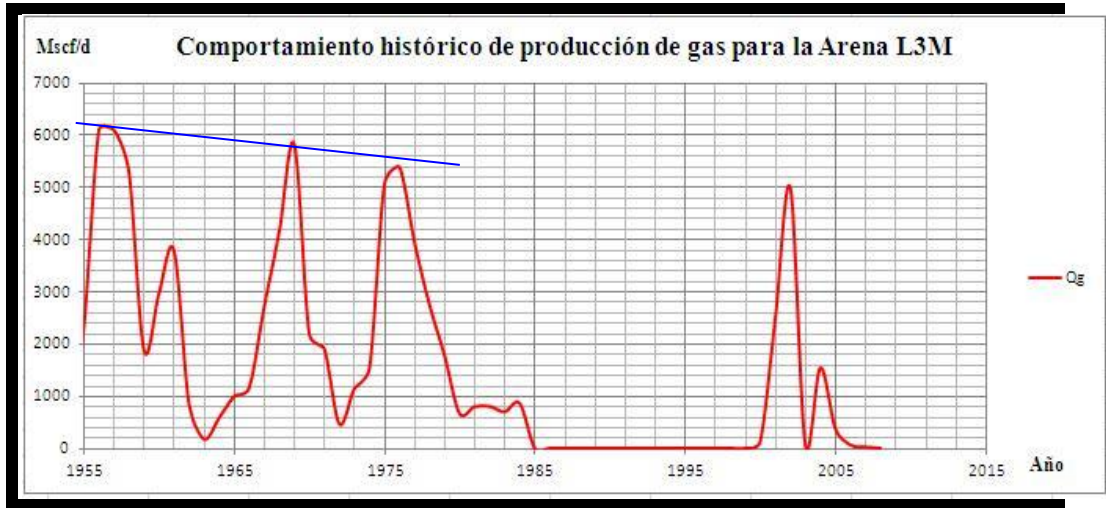


Figura 44. Comportamiento de producción de gas para la arena L3M (Oilfield Manager, 2008)

## CAPÍTULO III

### MARCO METODOLÓGICO

En el siguiente capítulo, se presenta de manera detallada el desarrollo de la metodología empleada y las actividades llevadas a cabo para alcanzar los objetivos propuestos en este Trabajo Especial de Grado.

#### **3.1 Tipos de investigación**

Según (Tamayo, 2003), “La investigación es un proceso que mediante la aplicación del método científico, procura obtener información relevante y fidedigna, para entender, verificar, corregir o aplicar el conocimiento”.

El tipo investigación que caracteriza a este trabajo es del tipo explicativa, la misma se puede definir como aquella que “Se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto. En este sentido, los estudios explicativos pueden ocuparse tanto de la determinación de las causas (investigación post facto), como de los efectos (investigación experimental), mediante la prueba de hipótesis. Sus resultados y conclusiones constituyen el nivel más profundo de conocimientos” (Arias, 2012). Este concepto está relacionado con los resultados de la predicción del comportamiento de la producción una vez aplicado el modelo de inyección de agua propuesto.

#### **3.2 Diseño de la investigación**

“Generalmente se llama diseño de investigación al plan y a la estructura de un estudio, es el plan y estructura de una investigación concebidas para obtener respuestas a las preguntas de un estudio” (Kerlinger, 2002), basado en esto, el diseño de esta investigación se clasifica como experimental y de acuerdo a lo expresado por Arias, (2012): “Es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos, a determinadas condiciones, estímulos o tratamiento (variable independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variable dependiente)”. En este caso, los yacimientos serán sometidos a diversas

herramientas y métodos, con el objeto de evaluar los resultados arrojados por los mismos.

### **3.3 Población y muestra**

“La población, o en términos más precisos población objetivo, es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes por los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Esta queda delimitada por el problema y por los objetivos del estudio” (Arias, 2012).

Para llevar a cabo este trabajo especial de grado se tomó como población finita a las arenas M4M yacimiento (SM-131) y la arena L3M yacimiento (ARV-3), y los 21 pozos que comparten, siendo 2 de estos inyectores de agua y 19 productores de crudo.

La muestra “Es el conjunto de unidades, una porción total, que nos representa la conducta de la población total” (Sabino, 2002), en este caso, se tomó a la población definida como la muestra los datos de presión y producción provenientes de los pozos de ambas arenas, el proyecto de secundaria hecho anteriormente que sirvió como base para la implementación de una reingeniería hacia estos yacimientos y la respuesta del mismo a la inyección de agua mediante el estudio de métodos de predicción analíticos .

### **3.4 Instrumentos utilizados para la recolección de datos**

En el desarrollo de este trabajo especial de grado se utilizaron los siguientes instrumentos para la recolección de datos:

- **Material bibliográfico:** uso de libros de autores variados, bibliografía referente a los métodos de predicción analíticos, informes técnicos y presentaciones hechos por la empresa operadora en la zona Araibel específicamente en las arenas L3M y M4M.
- Base de datos de la herramienta OilField Manager de las áreas en estudio, además de mapas isópaco estructurales, mapa del avance frontal de agua para el caso de la arena M4M, curvas de permeabilidades relativas y trabajos de grados relacionados con el tema de investigación.

Herramientas: Software MBal y Surfer.

- MBal: permite análisis, evaluación y pronóstico de la respuesta de sistemas de yacimientos de hidrocarburos usando principios fundamentales de balance de materiales.

Las técnicas de balance de materiales son ampliamente usadas en todas las fases del desarrollo de campo, proveyendo a los ingenieros una medida dinámica de los volúmenes de hidrocarburos y un estimado crítico de los parámetros clave del yacimiento. La facilidad con que las técnicas de balance de materiales pueden ser aplicadas da como resultado una alternativa eficiente y rentable frente a técnicas de simulación más complejas y costosas.

- Surfer: es un software con todas las funcionalidades de visualización en 3D, contorno y superficie en un paquete modelado que se ejecuta bajo Microsoft Windows. Surfer se utiliza ampliamente para el modelado del terreno, modelado batimétrico, visualización de paisaje, análisis de superficies, cartografía para el contorno, cuencas hidrográficas, cartografía de superficie 3D y muchas más.

Esta herramienta fue utilizada para la generación de los mapas isópacos estructurales de las arenas.

### **3.5 Procedimiento experimental**

#### **3.5.1 Caracterización de los yacimientos ARV-3 arena (L3M) y SM-131 arena (M4M)**

En esta etapa, se tomó como referencia el modelo estructural de los yacimientos y se realizó una reproducción de los mapas isópacos estructurales de ambas arenas, esto con el fin de establecer las características más resaltantes que definan un buen entendimiento de las mismas. El modelo además sirvió para la implementación de un nuevo plan de inyección en las zonas mencionadas basándose en información geológica útil para dicho plan de recuperación secundaria como lo son: forma del yacimiento, fallas asociadas, buzamiento y ubicación de los pozos en el mapa, tanto inyectores como productores.

De la misma manera, se estudiaron las características petrofísicas de las arenas basándose en informes, presentaciones y hojas de cálculos realizadas por la empresa operadora. Además de esto se realizó un trabajo de inteligencia al llevar a cabo gráficas de historial producción acumulada para las arenas en estudio e historial de inyección. Todo esto con el fin de establecer una base para el estudio, y partiendo de esta, tomar las decisiones a futuro para la investigación.

### **3.5.2 Análisis del comportamiento de los yacimientos mediante la utilización del software MBal de Petroleum Experts**

En busca de evidenciar los volúmenes de hidrocarburos y la influencia de los mecanismos de recuperación en las arenas, se hizo uso de este valioso software.

Para ello, se introdujo en el sistema algunos parámetros de los fluidos como: la relación gas-petróleo inicial en solución, gravedad API, gravedad específica, y salinidad del agua de formación, así como los respectivos valores PVT.

Seguidamente, fue necesario añadir la información relacionada con características iniciales del yacimiento, entre ellas la temperatura, presión, porosidad, saturación de agua inicial, POES (petróleo original en sitio), inicio de producción, curvas de permeabilidad relativa, e historial de producción.

Después, fue necesario aplicar el modelo analítico de balance de materiales, este fue el paso más importante para validar el volumen de petróleo original en sitio, ya que se hizo un análisis de sensibilidad con diferentes modelos de acuíferos y se aplicó regresión lineal para obtener el resultado que mostró mejor ajuste con los datos de presión y producción acumulada, el cual se tomó como valor validado del POES. Esto también permitió inferir el balance de energía relacionado a los mecanismos de recuperación.

### **3.5.3 Determinación del método de predicción con mejor ajuste al proceso de inyección de acuerdo a las características de los yacimientos**

Para determinar el método de predicción a ser aplicado, se tomaron en consideración algunas características de los yacimientos, que ayudaron a su elección siendo estas muy parecidas para ambas arenas.

Entre los modelos de predicción enfocados principalmente en el mecanismo de desplazamiento, resalta el método de Buckley – Leverett y Welge, este toma en cuenta la teoría de desplazamiento y diferentes etapas como lo son: antes de la ruptura, en la ruptura y después de la ruptura, dando esto una visión más amplia en la evaluación de un proyecto de inyección de agua, además al considerar la ecuación de avance frontal es uno de los métodos más utilizados si se trata de obtener resultados a brevedad. Sin embargo, también considera que el yacimiento es homogéneo.

Se puede decir que la heterogeneidad del yacimiento es un factor muy influyente sobre los resultados de una inyección de agua. Un yacimiento de estas características presenta variaciones en sus propiedades, lo que resulta en diferentes direcciones de permeabilidad. Por tal motivo también se evaluó el método de Dykstra Parsons ya que este toma en cuenta sistemas estratificados.

A continuación se presenta la metodología empleada en la aplicación de los métodos:

Primeramente se procedió a elegir el set de curvas de Permeabilidades Relativas, este set fue usado tanto para la arena M4M como para L3M partiendo de la teoría de que en el área Mata existen arenas ya estudiadas como unidades hidráulicas, es decir, arenas con comunicación de fluidos vertical u horizontal, que por ende, poseen características similares en los tipos de fluidos, sus declinaciones de presión y sus comportamientos de producción. Las arenas del paquete L y S, fueron comprobadas como unidades hidráulicas ya que se realizó un análisis de las propiedades de las rocas como los valores de porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla y saturaciones de agua obtenidos de la interpretación de registros, donde no se observan variaciones mayores al 5% entre los parámetros anteriormente mencionados. Conjunto a todo esto, se analizaron los fluidos, la sedimentología, y las facies. Basándose en esta teoría y considerando la coalescencia de las arenas en el subsuelo, se consideró que la unidad hidráulica también está presente en las arenas M4M y L3M.

### 3.5.3.1 Procedimiento descrito para la predicción usando el método de Buckley- Leverett y Welge

- Posterior a la evaluación de las curvas de Permeabilidad Relativas, se procedió al cálculo del flujo fraccional del agua para cada set de curvas y cada arena, por medio de la ecuación 9.
- Para cada caso se trazó la tangente a la curva del flujo fraccional que pasa por el punto de saturación de agua irreducible ( $S_{wc}$ ) y flujo fraccional cero, obteniendo el punto de tangencia que es la saturación de agua en el frente ( $S_{wf}$ ) y extrapolando la tangente hasta  $f_w$  igual a uno, dando como resultado la saturación de agua promedio ( $S_{wp}$ ) en el punto de ruptura, ver figura 28 Distribución de la saturación del frente de agua según Welge, en el capítulo II.

#### Durante la ruptura

- Movilidad en el frente:

$$M(S_{wf}) = \frac{\frac{K_{rw}(S_{wf})}{\mu_w}}{\frac{K_{ro}(S_{wc})}{\mu_o}} \quad \text{ecuación 14}$$

Donde:

$K_{rw}(S_{wf})$ : permeabilidad relativa del agua a la saturación de agua del frente

$K_{ro}(S_{wc})$ : permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de agua inicial

$\mu_w$ : Viscosidad del agua, cP

$\mu_o$ : Viscosidad del petróleo, cP

- Agua inyectada acumulada a través de las siguientes ecuaciones:

$$W_i = \left( \frac{L \cdot A \cdot \Phi \cdot W_{id}}{5,615} \right) \quad \text{ecuación 15}$$

$$W_{id} = \frac{1}{\frac{\Delta f_{we}}{\Delta S_{we}}} \quad \text{ecuación 16}$$

Donde:

Wi: volumen de agua inyectado, Bbl

L: longitud del yacimiento, ft

A: área entre los pozos productores e inyectores, ft

$\Phi$ : porosidad del yacimiento

$\frac{\Delta f_{we}}{\Delta S_{we}}$ : derivada de la curva de flujo fraccional

- Tiempo en el punto de la ruptura (t(bt)):

$$t = \frac{Wid * Vp}{qi}$$

ecuación 17

Donde:

Wid: agua inyectada acumulada, adimensional

Vp: volumen poroso, Bbl

qi: tasa de inyección de agua, Bbl/d

- Eficiencia de desplazamiento a la ruptura:

$$ED = \frac{S_{wp} - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

ecuación 18

Donde:

Swp: Saturación de agua promedio

Swi: Saturación de agua inicial

- Producción acumulada de petróleo a la ruptura:

$$N_p(bt) = ED(bt) * N$$

ecuación 19

$$N = Vol\ de\ petr\ en\ sitio - N_{pacum}$$

ecuación 20

Donde:

Np(bt): petróleo producido al momento de la ruptura, Bbl



ED(bt): eficiencia de desplazamiento a la ruptura, fracción

N: petróleo en sitio al iniciar la inyección, Bbl

Npacum: petróleo producido acumulado al inicio de la inyección, Bbl

### Después de la ruptura:

- Después de la irrupción se obtuvo los puntos  $S_w^m$  y  $S_{we}$  los cuales indican la saturación de agua promedio y la saturación de agua del frente, respectivamente, ambos después de la ruptura. Como se observa en la figura 45.

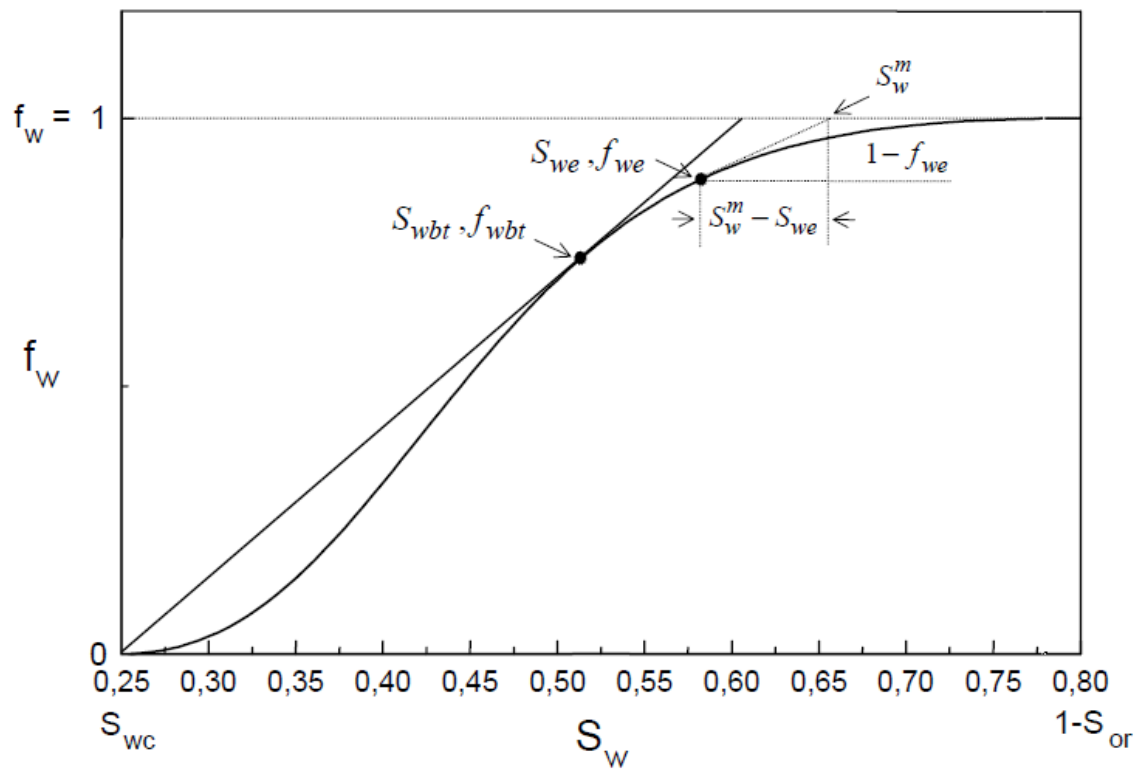


Figura 45. Aplicación para encontrar las Saturaciones de agua después de la irrupción (Welge, 1952)

- Cálculo de la RAP:

$$RAP = \frac{Swe * \beta_{oi}}{(1 - fw@Swe) * \beta_w} \quad \text{ecuación 21}$$

Donde:

RAP: relación agua-petróleo

Swe: saturación de agua del frente después de la ruptura

fw@Swe: flujo fraccional a Swe

- Eficiencia de desplazamiento:

$$ED = \frac{Swm - Swi}{1 - Swi} \quad \text{ecuación 22}$$

- Producción acumulada de petróleo:

$$Np = N * ED \quad \text{ecuación 23}$$

Donde:

N: petróleo en sitio al iniciar la inyección, Bbl

ED: eficiencia de desplazamiento

- Factor de recobro secundario:

$$Fr2 = \frac{Np}{POES} \times 100\% \quad \text{ecuación 24}$$

### 3.5.3.2 Procedimiento realizado para la predicción por el método Dykstra – Parsons, gráfico

Este método puede llevarse a cabo utilizando gráficas obtenidas en más de 200 pruebas de inyektividad en más de 40 muestras de núcleos de California.

- Se colocaron en una tabla, los datos de permeabilidad con el espesor.
- Después se ordenaron las permeabilidades de forma descendente.
- Porcentaje “mayor que”:

$$\% \text{ Prob} = \left( \frac{i-1}{n} \right) \times 100 \quad \text{ecuación 25}$$

Donde:

i: número de capa

n: número total de capas

- Posteriormente se graficaron los datos de permeabilidad logarítmica y el porcentaje mayor que en escala de probabilidad.
- Se trazó una línea recta por los puntos graficados (figura 46).
- Se hallaron los valores de permeabilidad correspondientes a la probabilidad de 84.1% y 50%.
- Coeficiente de variación de permeabilidad:

$$V = \frac{K_{50} - K_{84.1}}{K_{50}}$$

ecuación 26

Donde:

K50: permeabilidad leída al 50%, mD

K84.1: permeabilidad leída al 84.1, mD

V: coeficiente de variación de permeabilidad

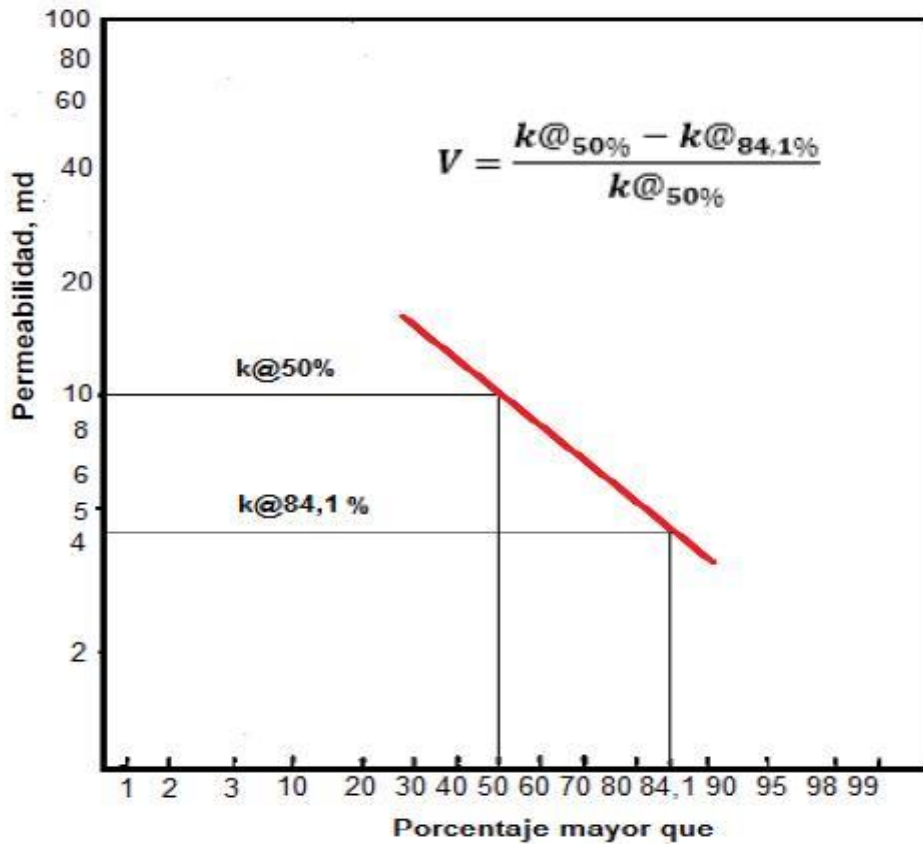


Figura 46. Coeficiente de variación de permeabilidad de Dykstra Parsons (Valencia, 2011)

El valor V obtenido, representa el grado de heterogeneidad del yacimiento. Si es igual a cero, es completamente homogéneo. Mientras mayor sea el coeficiente, mayor será el grado de heterogeneidad.

- Después se obtuvo la cobertura vertical Cv, con las gráficas para valores de RAP de 1, 5, 25, y 100, como se muestra en las figuras 47, 48, 49 y 50 respectivamente.

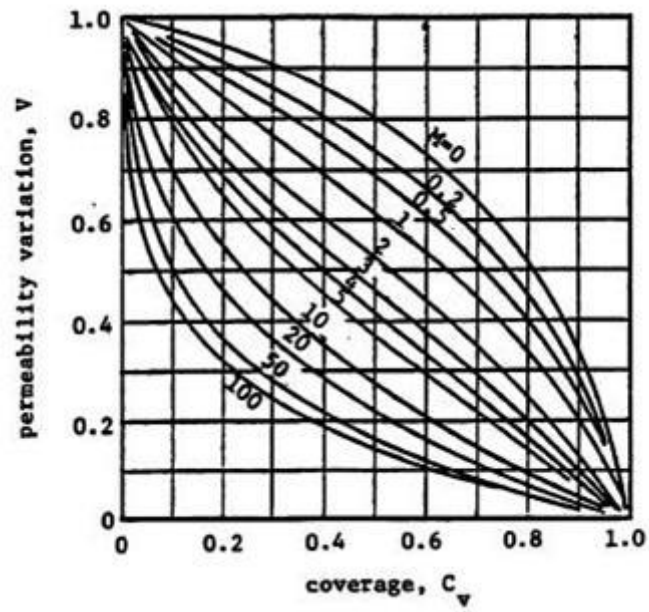


Figura 47. Variación de permeabilidad vs Cobertura vertical para RAP: 1 (Smith, 1997)

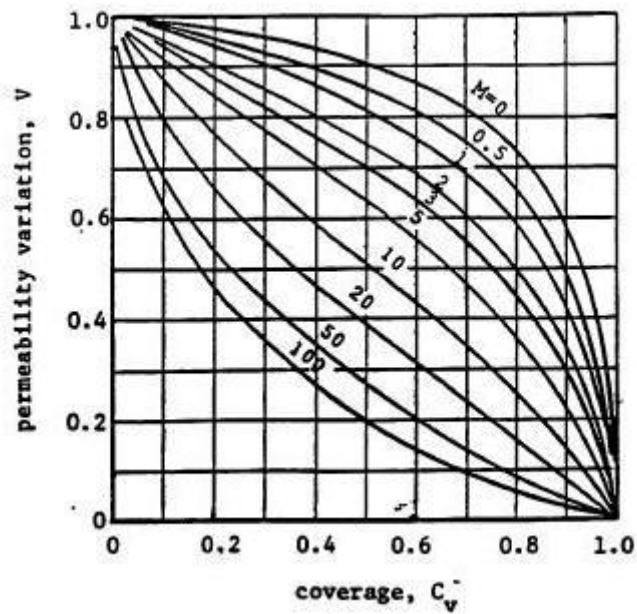


Figura 48. Variación de permeabilidad vs Cobertura vertical para RAP: 5 (Smith, 1997)

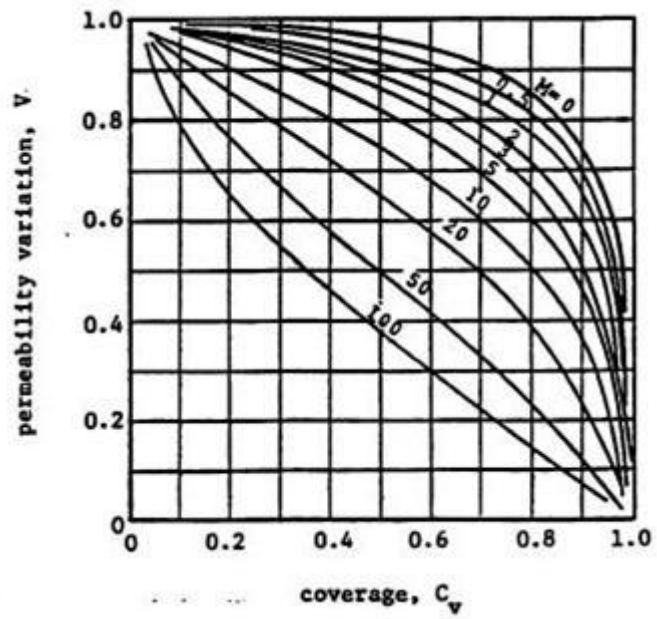


Figura 49. Variación de permeabilidad vs Cobertura vertical para RAP: 25 (Smith, 1997)

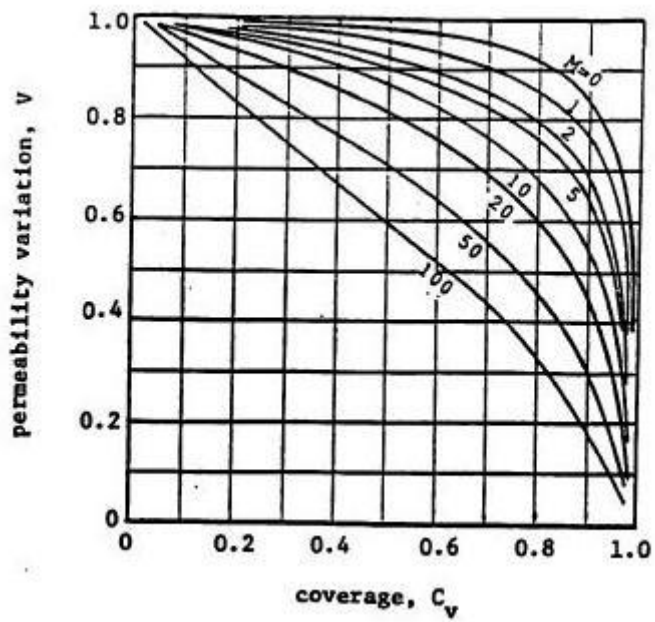


Figura 50. Variación de permeabilidad vs Cobertura vertical para RAP: 100 (Smith, 1997)

- Radio de movilidad:

$$M = \frac{K_{rw@swp} \mu_o}{K_{ro@swi} \mu_w} \quad \text{ecuación 27}$$

Donde:

M: relación de movilidades

$K_{rw@swp}$ : permeabilidad relativa al agua a la saturación de agua promedio

$\mu_w$ : Viscosidad del agua, cp

$\mu_o$ : Viscosidad del petróleo, cp

$K_{ro@swi}$ : Permeabilidad relativa al petróleo a la saturación inicial de agua

- Flujo fraccional para cada valor de RAP:

$$F_w = \frac{1}{1 + \frac{1}{RAP}} \quad \text{ecuación 28}$$

- Eficiencia de barrido areal:

$$EA = \frac{1}{1 + A} \quad \text{ecuación 29}$$

Donde:

$$A = (-0,2062 \times \ln(M - 0,0712) - 0,511) \times f_w + 0,3048 \times \ln(M + 0,123) + 0,4394$$

- Producción acumulada de petróleo correspondiente a cada valor de RAP:

$$N_p = N \times ED \times EA \times C_v \quad \text{ecuación 30}$$

$$ED = \frac{S_{wm} - S_{wi}}{1 - S_w} \quad \text{ecuación 31}$$

- Inyección de agua requerida para llenar el espacio con gas:

$$W_f = V_p(1 - S_{oi} - S_{wi}) \quad \text{ecuación 32}$$

- Inyección de agua requerida para reemplazar la producción de petróleo:

$$W_o = N_p x \beta_o \quad \text{ecuación 33}$$

- Inyección de agua requerida para reemplazar la producción de agua:

$$W_p = \sum \nabla N_p x R_{AP} \quad \text{ecuación 34}$$

- Inyección de agua acumulada:

$$W_i = \frac{W_f + W_o + (W_p x \beta_w)}{\beta_w} \quad \text{ecuación 35}$$

- El tiempo t para cada etapa de inyección de agua acumulada:

$$t = \frac{W_i}{q_{iny}} \quad \text{ecuación 36}$$

- Factor de recobro secundario:

$$FR_2 = \frac{N_p}{POES} x 100\% \quad \text{ecuación 37}$$

### 3.5.3.3 Procedimiento realizado para predicción por el método

#### Dykstra – Parsons, analítico

Es importante mencionar que este método toma en consideración la inyección conjunta de ambas arenas, es decir, se lleva a cabo a través de los mismos pozos y a una misma tasa de inyección. Los pasos que se siguieron fueron:

- Se ordenaron las permeabilidades en forma descendente y se determinó el radio de movilidad de la ecuación 27.
- Eficiencia de barrido vertical para cada capa:

$$C_v = \frac{M - \sqrt{M^2 + \frac{K_i}{K_m}(1 - M^2)}}{M - 1} \quad \text{ecuación 38}$$

Donde:

Cv: eficiencia de barrido vertical

M: radio de movilidad

Ki: permeabilidad de capa que no ha llegado a la ruptura

Km: permeabilidad de capa que hizo irrupción



- Calculó la RAP de las capas:

$$RAP = \frac{\sum_{i=1}^m Kih_i}{\sum_{i=m+1}^n \left( \frac{Kih_i}{\sqrt{M^2 + Km}} (1 - M^2) \right)} \quad \text{ecuación 39}$$

- Después se calculó el valor de flujo fraccional para cada valor de RAP usando la ecuación 28.
  - La eficiencia areal se determinó a través de la ecuación 29.
  - Se calculó la eficiencia de desplazamiento con la ecuación 31.
  - Se determinó el petróleo acumulado producido de la ecuación 30.
  - Se aplicaron los pasos subsiguientes descritos en método gráfico.
- Es importante resaltar que la eficiencia volumétrica es un buen indicador de eficiencia del barrido, la misma corresponde a la ecuación 7.

#### 3.5.4 Desarrollo del plan operacional y análisis técnico-económico

Para poder realizar la reingeniería fue necesario elaborar un diagnóstico del proceso de inyección efectuado en la arena M4M. Por tal motivo se generaron y analizaron distintos gráficos (curvas de Chan, eficiencia volumétrica de reemplazo, y el comportamiento de tasas de flujo en el tiempo). Mediante el análisis de estas curvas de diagnóstico se pudo determinar los pozos que presentaron posibles canalizaciones, así como la tasa de inyección mediante la cual se tuvo mejor respuesta durante la producción.

Posteriormente se procedió a desarrollar un plan operacional, en el que se evaluó la inclusión de nuevos drenajes, trabajos de reacondicionamientos a pozos existentes, y se determinó la tasa inyección. Además se estimó y graficó la producción acumulada de petróleo versus el tiempo predicha para ambas arenas. Con este gráfico se pudo estimar la producción anual de petróleo y también la eficiencia volumétrica de reemplazo, tomando en consideración la relación agua – petróleo predicha por el método, y la producción de gas registrada en la última etapa de la inyección previa aplicada a M4M. .

El plan operacional propuesto fue sometido a un análisis económico, donde se evaluó el costo de inversión, los gastos o costos operacionales, horizonte

económico, tiempo de recuperación, la tasa mínima requerida (TMR), tasa de descuento, valor presente neto (VPN), y la tasa interna de retorno (TIR).

Para determinar la inversión total, se consideró el costo de perforación y completación de un pozo, el cuál es de aproximadamente 729 \$/pie (América Economía, 2015). Además, para los trabajos de RA/RC es necesario el alquiler de un taladro que tiene un costo aproximado de 75.000 \$/día, teniendo en cuenta que el tiempo de estas intervenciones está en el orden de 30 días, y que las actividades requeridas para dichos trabajos tienen un valor adicional cercano a los 375.753 \$ (Montes et. al, 2018).

En cuanto a los gastos operativos, se incluyó una tarifa general de costo por barril producido, la misma se fijó en 15 \$/Bbl (Montes et. al, 2018).

El hidrocarburo presente en los yacimientos es liviano, con características muy similares al Brent, por lo que se usó dicho crudo como referencia. Las proyecciones de precios se muestran en la tabla 5.

Tabla 5. Proyecciones de precios 2019-2034 (Rodríguez et. al, 2018)

Año	Brent	Cesta Venezolana	XP (8.5°API)	Mejorado (32°API)	Gas
	Precio [US\$/Bbl]	Precio [US\$/Bbl]	Precio [US\$/Bbl]	Precio [US\$/Bbl]	Precio [US\$/MMBTU]
2019	56,25	50,63	37,00	55,97	1,17
2020	69,96	62,96	37,93	57,37	1,17
2021	77,36	69,62	38,87	58,80	1,17
2022	80,55	72,50	39,84	60,27	1,17
2023	82,95	74,66	40,84	61,78	1,17
2024	84,51	76,06	41,86	63,32	1,17
2025	85,70	77,13	42,91	64,90	1,17
2026	87,47	78,72	43,98	66,53	1,17
2027	88,66	79,79	45,08	68,19	1,17
2028	90,31	81,28	46,21	69,89	1,17
2029	91,80	82,62	47,36	71,64	1,17
2030	92,82	83,54	48,55	73,43	1,17
2031	94,87	85,38	49,76	75,27	1,17
2032	95,84	86,26	51,00	77,15	1,17
2033	97,17	87,45	52,28	79,08	1,17
2034	98,74	88,87	53,59	81,06	1,17

Una vez establecido el precio de referencia, se procedió a determinar los ingresos anuales, es importante resaltar que se consideró una depreciación del 100%, en vista de que los pozos quedarán inactivos al finalizar el proyecto:

$$\text{Ingresos} = N \times \text{Precio} - \text{Regalías} - \text{Costo operativo} - \text{ISLR} \quad \text{ecuación 40}$$

$$\text{Egresos} = \text{Costo operativo} \times \text{precio} \quad \text{ecuación 41}$$

El flujo de caja o flujo acumulado anual, se calculó de la siguiente manera:

$$\text{Flujo neto anual} = \text{Ingreso} - \text{Egresos} - \text{Regalías} - \text{ISLR} \quad \text{ecuación 42}$$

$$\text{Flujo acumulado} = \text{Flujo neto anual} - \text{Inversiones} \quad \text{ecuación 43}$$

La tasa mínima requerida (TMR) se fijó en 15% mientras que la tasa de descuento en 12%, ya que estos valores son usados con frecuencia en proyectos asociados a la producción de hidrocarburos.

Finalmente los indicadores económicos VPN y TIR se determinaron mediante el uso de las ecuaciones 12 y 13 respectivamente.

## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS**

En este capítulo se presentarán los resultados obtenidos en el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado, las características presentes en los yacimientos, los parámetros evaluados en el Software MBAL, los métodos de predicción analizados y el plan operacional referente a la reingeniería para las arenas en estudio. Además de presentar una evaluación económica que soporte la factibilidad de dicho plan.

#### **4.1 Características de las arenas M4M y L3M y validación del POES**

Basados en las características tomadas de la descripción de las arenas M4M y L3M en el apartado del CAPÍTULO II, se reprodujeron los mapas isópacos-estructurales para ambos casos, estos se muestran en las figuras 51 y 52, tomando en cuenta las profundidades, los espesores, el CAPO (Contacto Agua- Petróleo), las fallas asociadas, también se arrojó la vista 3D de las arenas, donde se validó la forma homoclinal descrito en el modelo geológico (figuras 53 y54), todo esto se realizó mediante la utilización del Software Surfer.

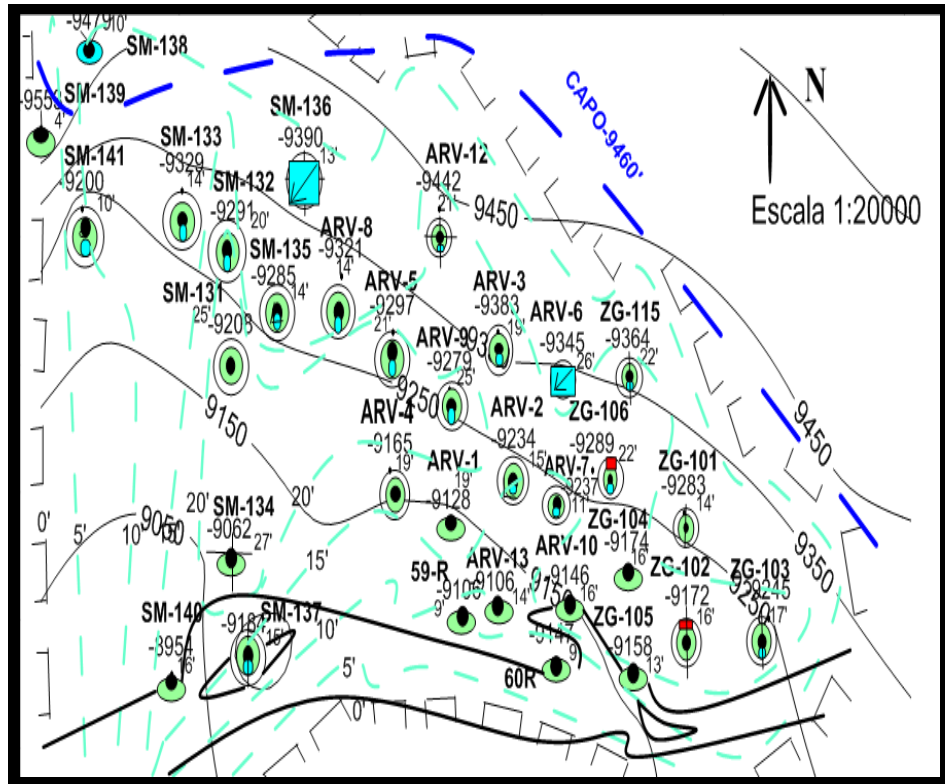


Figura 51. Mapa isópaco estructural de la arena M4M

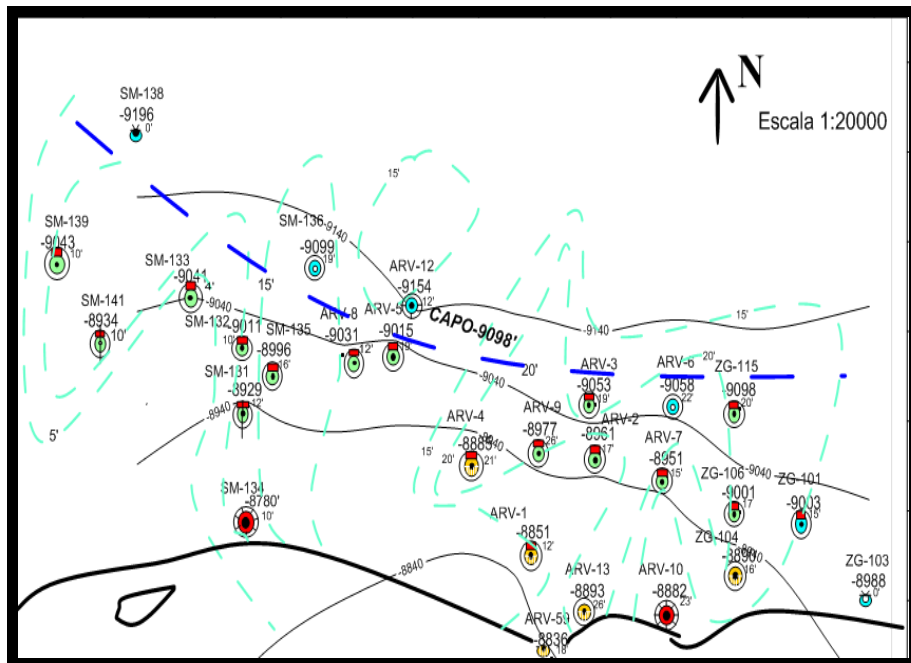


Figura 52. Mapa isópaco estructural de la arena L3M

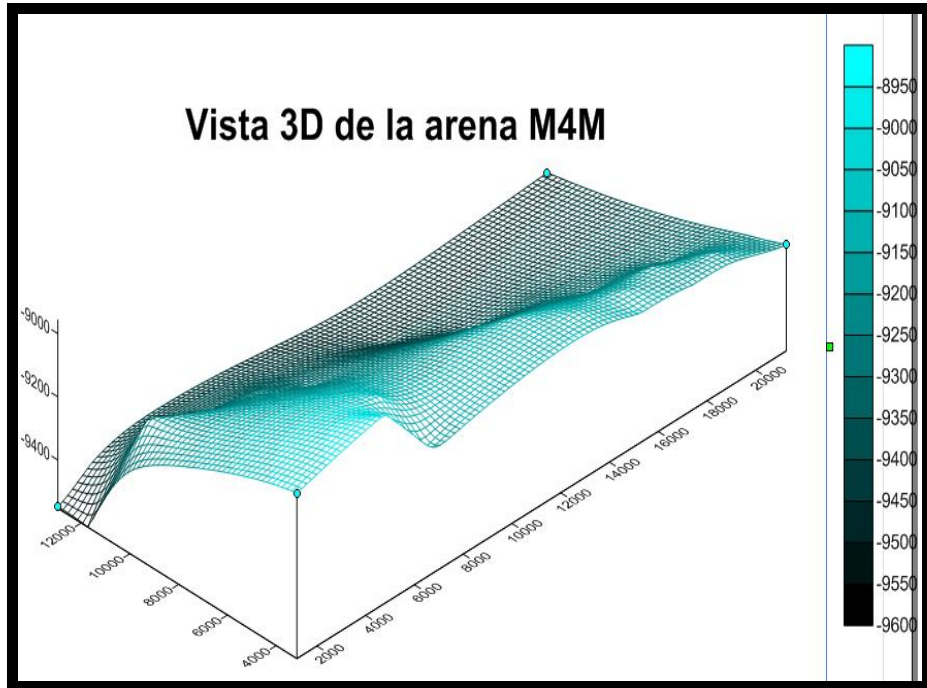


Figura 53. Forma Homoclinal arena M4M

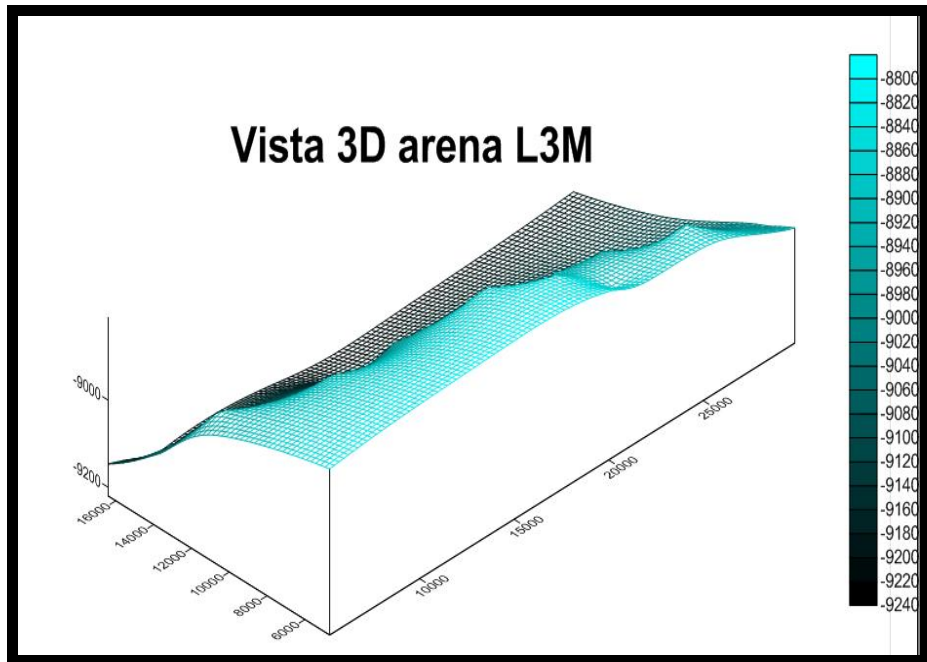


Figura 54. Forma Homoclinal arena L3M

Una vez establecidas las características de ambos yacimientos mostradas en la tabla 4, se tomaron estas propiedades para validar el POES (Petróleo Original en Sitio) y los mecanismos presentes en los mismos mediante el uso del Software MBAL de Petroleum Experts. Los resultados arrojados y sus análisis se presentan a continuación:

**Yacimiento SM-131 Arena M4M:**

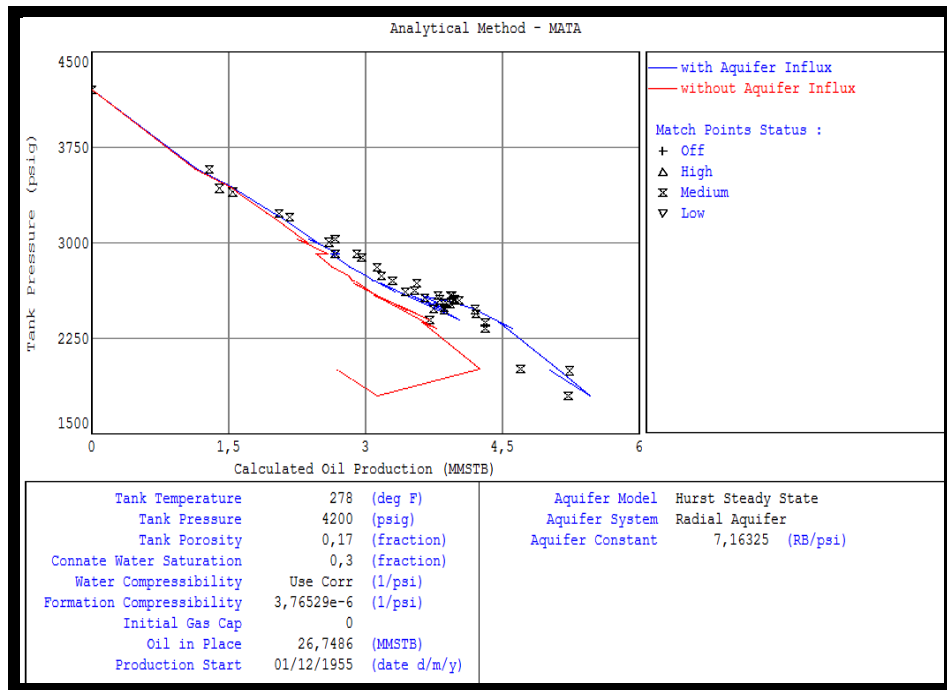


Figura 55. Validación del Petróleo Original en Sitio arena M4M

En la figura 55, se muestra que el mejor modelo de acuífero asociado a este yacimiento fue el Modelo de Hurst (Steady State). Por medio de la gráfica anterior, se aprecia la coincidencia de los datos de producción (puntos en X) y el modelo (curva azul), lo cual indica la presencia de un acuífero. El valor del POES (Petróleo Original en Sitio) fue de 26,7486 MMBbl lo cual valida el obtenido por la empresa operadora siendo este de 26,6 MMBbl.

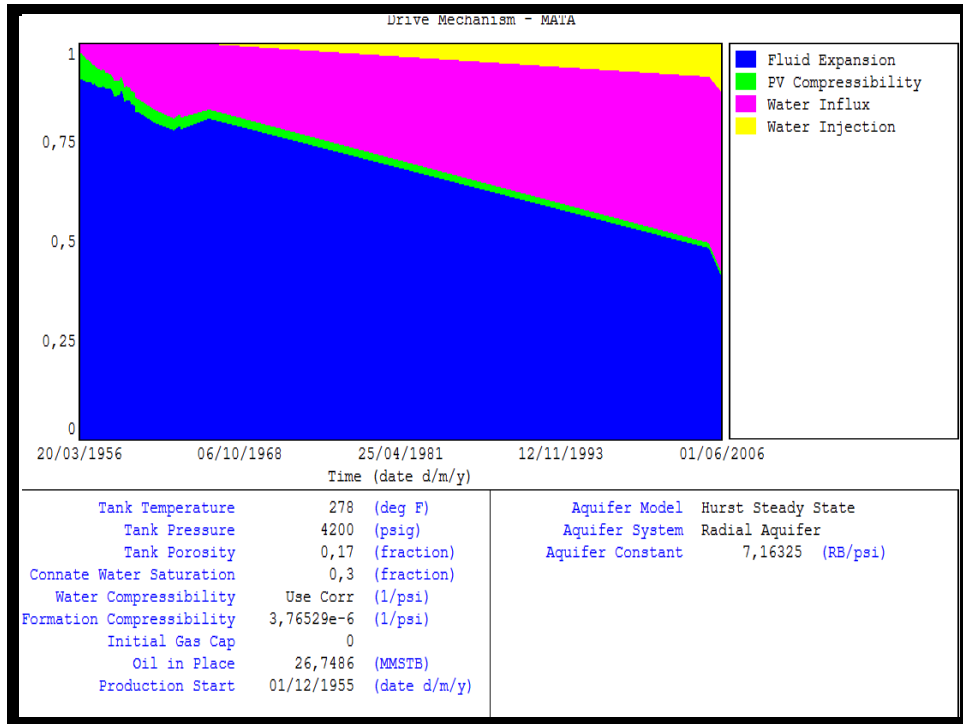


Figura 56. Mecanismos de empuje presentes en la arena M4M

En la figura 56, se aprecian los mecanismos presentes en la arena, la proximidad de la presión de burbuja a la presión inicial, permite establecer la premisa de que el yacimiento produjo en sus comienzos principalmente por empuje por gas en solución, esto se puede corroborar con la alta producción de gas evidenciada al inicio de la explotación del yacimiento. También se aprecia el aporte del mecanismo secundario de inyección de agua, el cual tuvo poca influencia.



**Yacimiento ARV-3 Arena (L3M):**

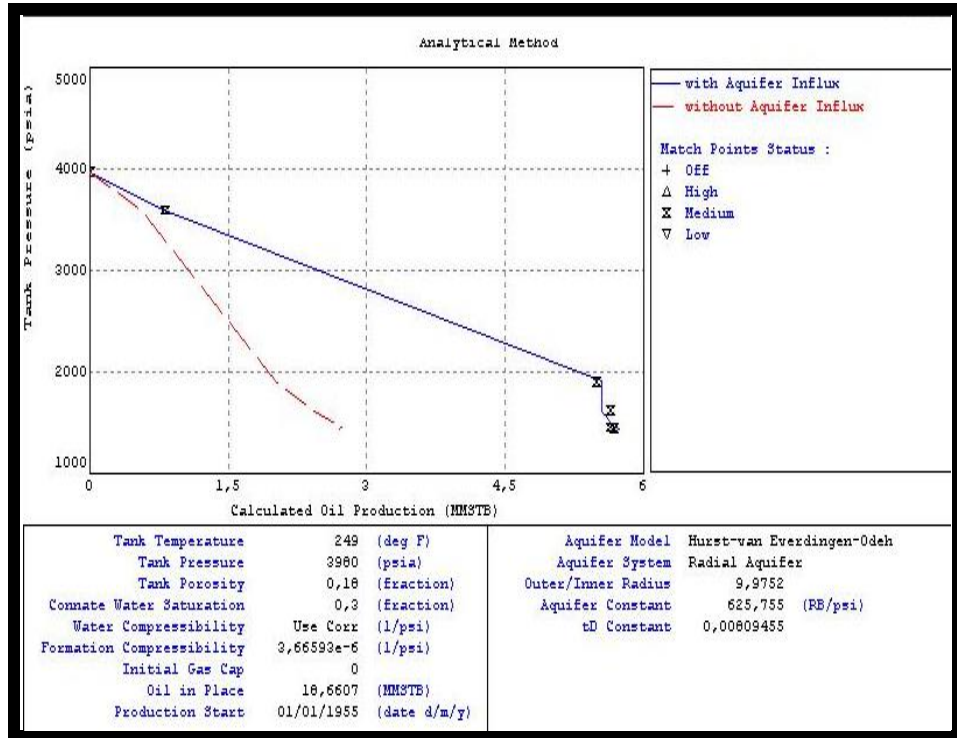


Figura 57. Validación del Petróleo Original en Sitio arena L3M

Para esta arena, el resultado del POES (petróleo original en sitio) fue de 18,66 MMBbl, el cual difiere con el valor de 10,5 MMBbl reportado por la empresa operadora. Esta diferencia se debe a que L3M cuenta con pocos datos de presión, por lo que sus análisis previos fueron hechos usando valores de L4U. En este caso se hizo uso de datos iniciales y actuales de presión y producción acumulada de L3M. Si bien hay cierta incertidumbre, el valor obtenido por MBAL tiene mayor concordancia con la producción histórica, esto será corroborado más adelante (ver figura 57).

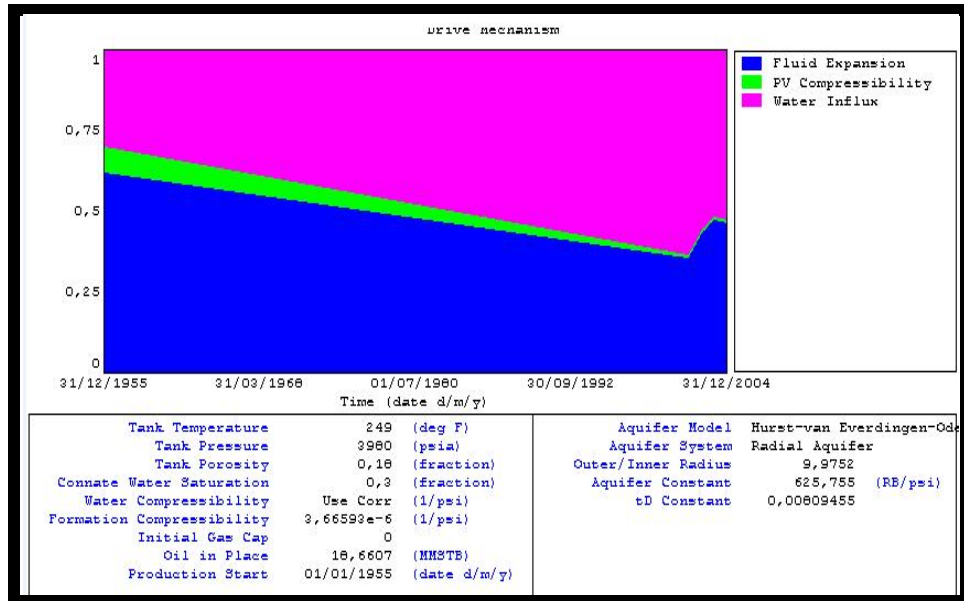


Figura 58. Mecanismos de empuje presentes en la arena L3M

Al evaluar el comportamiento de los mecanismos de empuje, se observa una mayor influencia de la expansión de los fluidos. La cercanía de la presión de burbuja a la presión inicial, permite establecer la premisa de que el yacimiento produjo en sus comienzos principalmente por empuje por gas en solución, esto se puede corroborar con la alta producción de gas evidenciada al inicio de la explotación del yacimiento. Por otro lado, la influencia del acuífero fue aumentando progresivamente hasta convertirse en la principal fuente de energía del yacimiento, mientras se observa que la compactación de la roca tuvo muy poco aporte (ver figura 58).

#### 4.2 Selección de curvas de permeabilidades relativas

Para la evaluación de las curvas de Permeabilidades Relativas se tomaron en cuenta tres sets:

- Primer set, curva de Swi de 7%: derivada del núcleo ZM-39
- Segundo set, curva de Swi de 20% : derivada del núcleo ZM-35
- Tercer set, curva de Swi de 30%: también derivada del núcleo ZM-35

Los datos de las curvas derivan de núcleos de los pozos ZM-35 y ZM-39 en arenas cercanas verticalmente (L y U), y de ambiente sedimentario similar. Sin embargo, estos pozos se encuentran hacia el lado oriental del campo Mata, lo que agrega incertidumbre en la extrapolación de la información a utilizar en la zona de Araibel. Es importante resaltar que los sets de curvas provienen de análisis diferentes, y cada uno ha tenido su aplicación en proyectos previos ejecutados en el campo en distintas fases, por tal motivo, presentan algunas diferencias en la distribución de fluidos. Para efectos de este estudio se eligió la que tuvo mayor congruencia con las características derivadas de estudios petrofísicos de los pozos pertenecientes a las arenas L3M y M4M.

En la figura 59, se muestran tres sets de curvas de permeabilidades relativas. Para la selección del set de curvas con mejor ajuste se evaluó en primer lugar la mojabilidad. Las tres curvas coinciden en que la roca es mojada por petróleo, esto no permite elegir entre ellas pero ayuda a establecer que el escenario que se tiene no es precisamente el más favorable en un proceso de inyección, debido a la adherencia que tiene el fluido que se desea desplazar con la roca. El factor determinante para la selección, fue la saturación de agua inicial, ya que los estudios petrofísicos de pozos pertenecientes a ambos yacimientos estiman una saturación de agua inicial promedio cercana al 30% (tablas 6 y 7) en los principales pozos productores. Por tal motivo, se eligió el set curvas de  $S_{wi}$  igual al 30%.

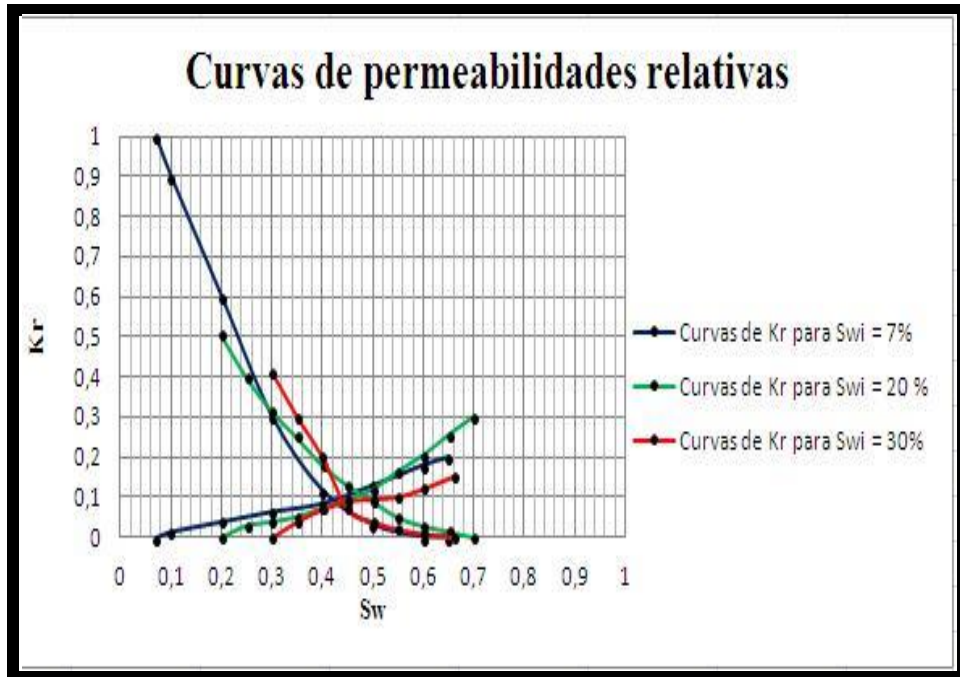


Figura 59. Curvas de Permeabilidades relativas para diferentes puntos de Swi

En las tablas 6 y 7, se puede observar los datos de arena neta, porosidad y saturación de agua inicial por pozo provenientes de estudios petrofísicos, estas saturaciones fueron tomadas en cuenta para la selección del set de curvas de permeabilidad relativa a utilizarse en el método de predicción:

Tabla 6. Saturaciones de agua, inicial, porosidad y arena neta por pozos de la arena L3M

Pozo	Net Pay	Phi	Sw
M14-5	13	0.139	0.44
ARV-2	19	0.17	0.19
ARV-3	18	0.146	0.25
ARV-5	15	0.129	0.59
ARV-6	22	0.165	0.24
ARV-7	14	0.167	0.24
ARV-9	26	0.187	0.16
ARV-12	9	0.131	0.7
ZG-101	17	0.155	0.33
ZG-102	5	0.153	0.64
ZG-104	17	0.175	0.27
ZG-106	18	0.177	0.23
ZG-115	19	0.143	0.54
ARV-8	11	0.157	0.32
SM-131	13	0.164	0.32
SM-132	12	0.144	0.45
SM-133	7	0.155	0.64
SM-135	14	0.171	0.25
SM-136	23	0.137	0.67
SM-139	11	0.157	0.34
SM-141	10	0.145	0.5

Tabla 7. Saturaciones de agua inicial, porosidad y arena neta por pozos, arena

M4M

Pozo	Net Pay	Phi	Sw
M14-1	5	0.111	0.68
M14-2	3	0.115	0.79
M14-3	7	0.153	0.42
M14-5	8	0.12	0.66
ARV-2	15	0.144	0.33
ARV-3	12	0.135	0.31
ARV-4	13	0.145	0.34
ARV-5	18	0.162	0.3
ARV-6	23	0.137	0.45
ARV-7	14	0.14	0.5
ARV-9	16	0.144	0.5
ARV-10	18	0.155	0.37
ARV-12	14	0.136	0.49
ARV-13	13	0.147	0.34
ZG-101	12	0.133	0.6
ZG-102	19	0.148	0.45
ZG-103	12	0.144	0.6
ZG-104	21	0.155	0.41
ZG-105	14	0.164	0.32
ZG-106	17	0.146	0.48
ZG-107	9	0.17	0.31
ZG-112	22	0.171	0.19
ZG-115	17	0.137	0.52
ZG-118	10	0.131	0.85
ARV-1	15	0.151	0.38
ARV-8	13	0.139	0.49
SM-131	21	0.145	0.43
SM-132	22	0.146	0.43
SM-133	22	0.145	0.42
SM-134	16	0.173	0.22
SM-135	14	0.132	0.61
SM-136	24	0.148	0.43
SM-137	19	0.175	0.24
SM-139	3	0.11	0.99
SM-140	16	0.164	0.29
SM-141	11	0.165	0.5
SM-138	8	0.126	0.85
ARV-59R	11	0.15	0.23
ARV-60R	13	0.163	0.29

### 4.3 Métodos de predicción

#### 4.3.1 Buckley – Leverett y Welge

Una vez estudiadas las curvas de Permeabilidades Relativas, se desarrolló la metodología estudiada por Buckley-Leverett y Welge, para ello se determinaron las curvas de flujo fraccional del agua pertenecientes a cada arena como se muestra en las figuras 60 y 61.

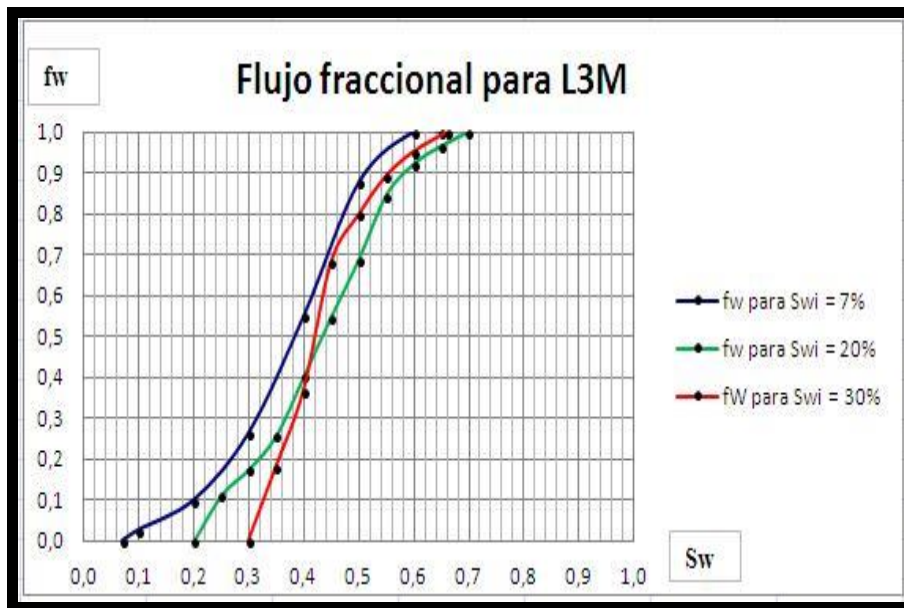


Figura 60. Curvas de flujo fraccional del agua arrojadas para las arenas L3M a diferentes saturaciones

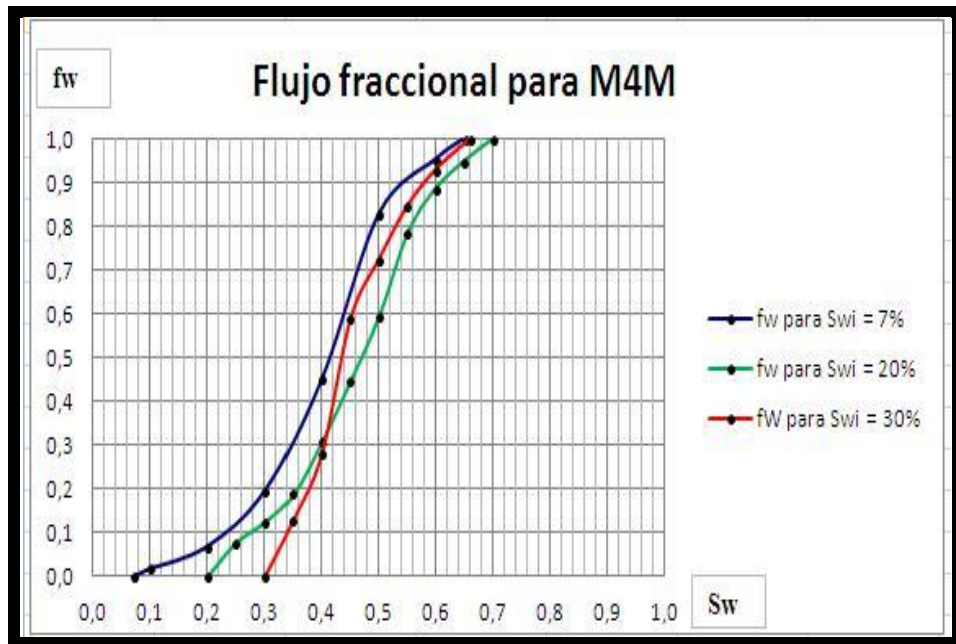


Figura 61. Curvas de flujo fraccional del agua arrojadas para la arena M4M a diferentes saturaciones

En las figuras 60 y 61, se muestran las curvas de flujo fraccional para diferentes saturaciones. En primera instancia, se puede suponer que se obtendrá mayor recobro cuando la  $S_{wi}=7\%$ , sin embargo esta curva presenta una movilidad desfavorable en comparación con las otras dos curvas, ya que el flujo fraccional toma valores mayores a altas movilidades, haciendo el flujo poco estable. En este caso el frente de desplazamiento presenta alta digitación viscosa, permitiendo así que el agua se desplace más rápido que el petróleo lo cual no es conveniente para este tipo de proyectos de secundaria, debido a que se dejará una saturación alta de petróleo móvil detrás del frente de invasión y se producirá una irrupción temprana del fluido inyectado.

En las figuras 62, 63 y 64 se puede observar que pesar de que el set de curvas de Permeabilidades Relativas es la misma para ambas arenas, las viscosidades de los fluidos difieren ligeramente, es por ello que las movilidades en ambas arenas no será la misma. En la tabla 8 se observa que la arena L3M tiene un mayor radio de movilidad a cualquier saturación de agua del frente, por lo que se puede establecer que el desplazamiento es más favorable en M4M.



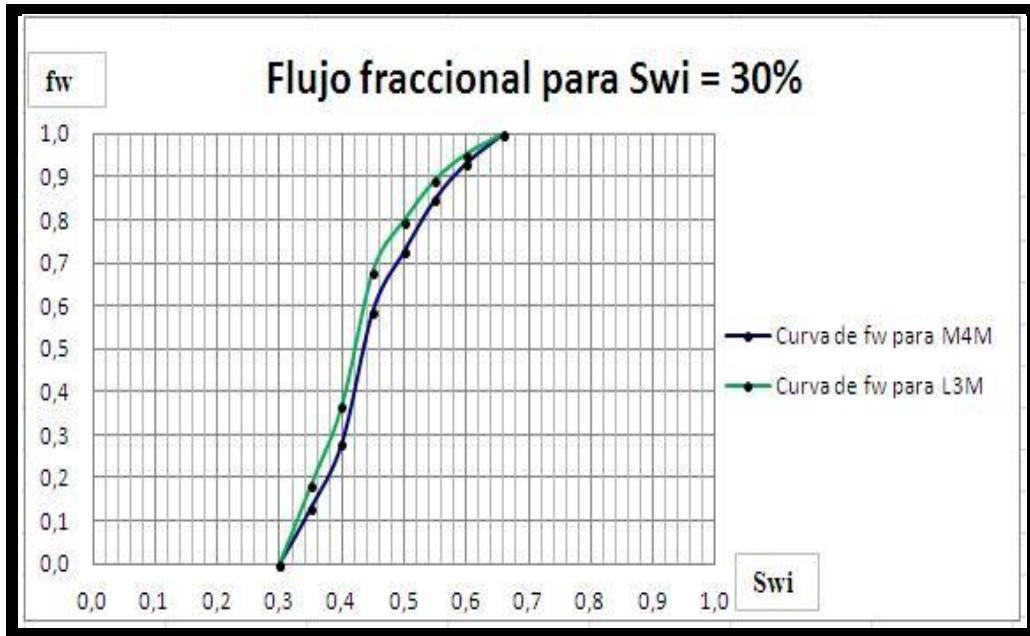


Figura 62. Curvas de flujo fraccional para la arena M4M y L3M con una saturación inicial de 30% para ambas

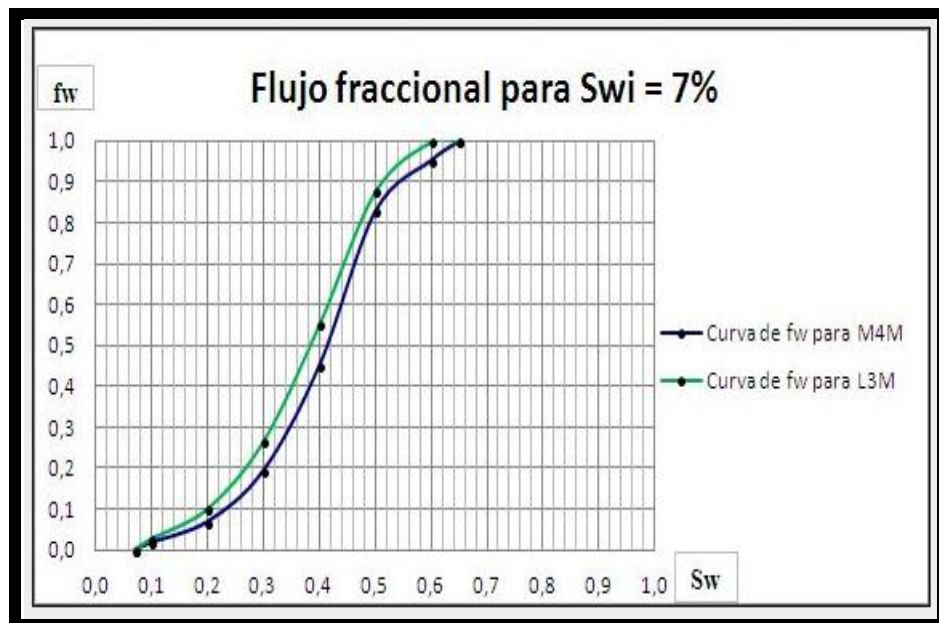


Figura 63. Curvas de flujo fraccional para la arena M4M y L3M con una saturación inicial de 7% para ambas

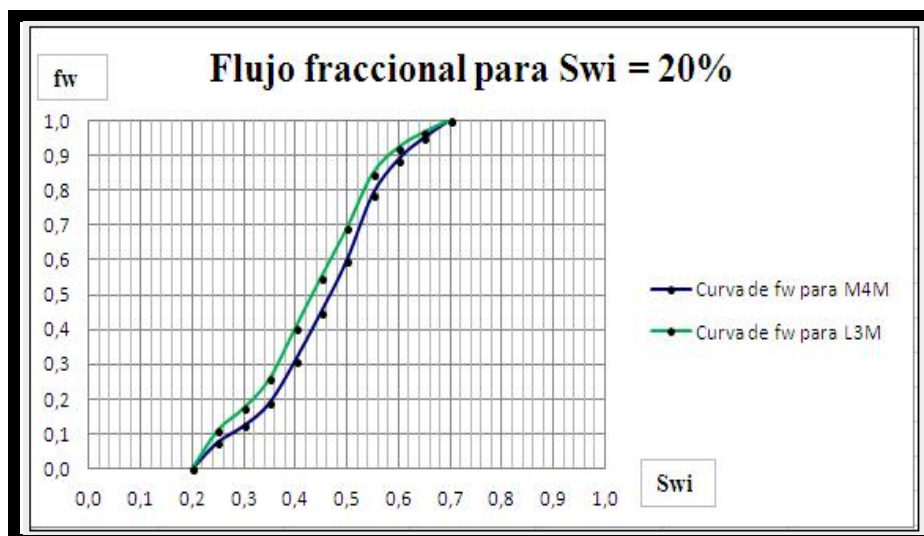


Figura 64. Curvas de flujo fraccional para la arena M4M y L3M con una saturación inicial de 20% para ambas

Tabla 8. Comparación de movilidad del frente del conjunto de arenas L3M – M4M a diferentes saturaciones

Swi (%)	Mf (M4M)	Mf(L3M)
7	0,15	0,22
20	0,38	0,538
30	0,26	0,366

Para determinar los cálculos pertinentes para cada método se tomaron en cuenta los parámetros presentados a continuación (tablas 9 y 10):

Tabla 9. Parámetros de la arena M4M utilizados en los métodos de predicción

Arena	M4M
POES (MMBbl)	26.6
Npacum (MMBbl)	5.23
FR1(%)	19.7
Área (Acres)	2428
N (MMBbl)	14.63

Tabla 10. Parámetros de la arena L3M utilizados en los métodos de predicción

<b>Arena</b>	<b>L3M</b>
<b>POES (MMbbl)</b>	18.7
<b>Npacum (MMbbl)</b>	5.7
<b>FR1 (%)</b>	30.5
<b>Área (Acres)</b>	1137
<b>N (MMbbl)</b>	8.4

Donde:

POES: petróleo original en sitio

Npacum: petróleo producido acumulado antes de la inyección

FR1: factor de recobro primario antes de la inyección

Área: área de barrido formada por los pozos productores e inyectores

N: petróleo en sitio al comenzar la inyección

En las tablas siguientes, se exponen los resultados obtenidos para los métodos de predicción analíticos evaluados.

En las tablas 11 y 12, se muestran los resultados de predicción arrojados por el método de Buckley – Leverett y Welge, de las arenas M4M y L3M respectivamente para una saturación de agua inicial igual al 30%. De acuerdo a la predicción, se tardaría un poco menos de 14 años en drenar ambas arenas para producir un total de 5,51 MMBbl de barriles de petróleo. Adicionalmente se muestran en las figuras 65 y 66 las curvas de flujo fraccional los puntos de saturaciones de agua del frente y promedio determinados usando la metodología de Buckley – Leverett y Welge.

Tabla 11. Método de B-L arena M4M Swi = 30%

<b>Buckley - Leverett M4M, Swi=30%</b>								
<b>Durante la ruptura</b>								
<b>Swf</b>	<b>Swp</b>	<b>Wid</b>	<b>Wi(MMBbl)</b>	<b>t(años)</b>	<b>ED</b>	<b>Np(MMBbl)</b>	<b>FR2(%)</b>	
0.455	0.540	0.218	9.24	6.3	0.34	3.22	12.1	
<b>Después de la ruptura</b>								
<b>RAP</b>	<b>Swe</b>	<b>Swm</b>	<b>Wid</b>	<b>Wi(MMBbl)</b>	<b>t(años)</b>	<b>ED</b>	<b>Np(MMBbl)</b>	<b>FR2(%)</b>
2.99	0.480	0.580	0.323	13.67	9.4	0.400	3.76	14.1
5.79	0.540	0.600	0.333	14.13	9.7	0.429	4.03	15.1
11.09	0.574	0.619	0.450	19.07	13.1	0.456	4.28	16.1

Donde:

Swf: saturación de agua del frente a la ruptura

Swp: saturación de agua promedio a la ruptura

Swe: saturación de agua del frente después de la ruptura

Swm: saturación de agua promedio después de la ruptura

Wid: agua inyectada

Wi: agua inyectada total

t: tiempo de producción

Np: petróleo producido por inyección de agua

FR2: factor de recubro por recuperación secundaria

RAP: relación agua petróleo

ED: eficiencia de desplazamiento

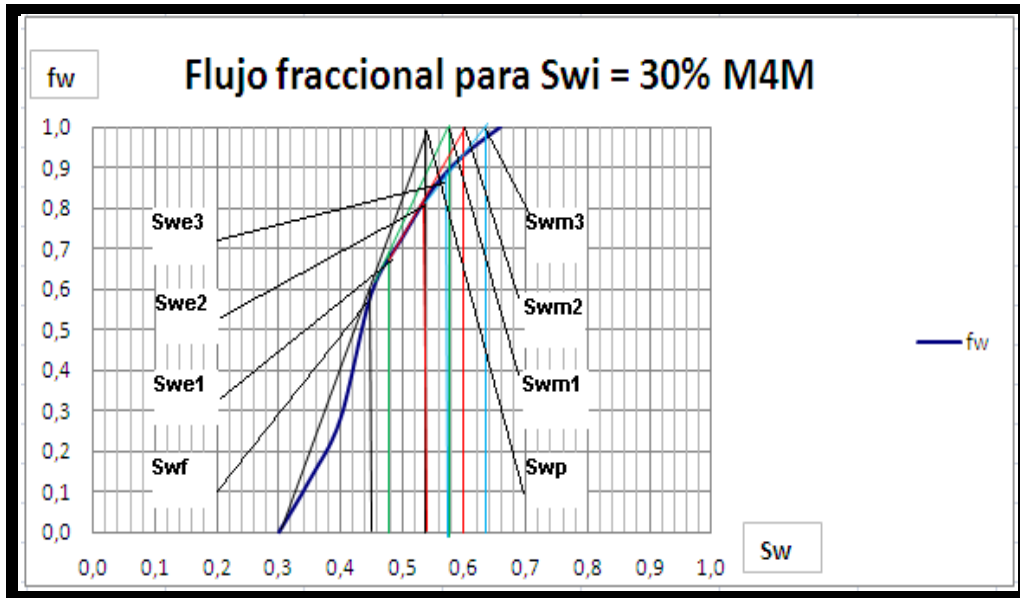


Figura 65. Curva de flujo fraccional para la arena M4M para una saturación de agua inicial de 30% con puntos de saturaciones de agua del frente y promedio

Es necesario mencionar que el método de predicción de Buckley – Leverett y Welge considera una eficiencia volumétrica igual al 100%, debido a que el desplazamiento es lineal, por lo que la eficiencia de desplazamiento (ED), es igual al factor de recobro máximo. En la tabla 12, se observa que el factor de recobro máximo para L3M es igual a 45,7%, lo cual contrasta con el factor de recobro primario del 54% si se considerara un POES (petróleo original en sitio) del 10,5 MMBbl, sin embargo, este valor como ya fue señalado, se validó por medio del Software MBal y arrojó un valor más alto de 18,66 MMBbl, teniendo así un factor de recobro primario de 30,5%.

Tabla 12. Método de B-L arena L3M Swi= 30%

Buckley - Leverett L3M, Swi=30%								
Durante la ruptura								
Swf	Swp	Wid	Wi(MMBbl)	t(años)	ED	Np(MMBbl)	FR2(%)	
0.450	0.520	0.220	5.6	5.1	0.314	0.85	4.54	
Después de la ruptura								
RAP	Swe	Swm	Wid	Wi(MMBbl)	t(años)	ED	Np(MMBbl)	FR2(%)
1.86	0.480	0.570	0.375	9.53	8.7	0.386	1.04	5.57
2.02	0.500	0.600	0.476	12.10	11.0	0.429	1.16	6.19
2.57	0.560	0.620	0.600	15.24	13.9	0.457	1.23	6.61

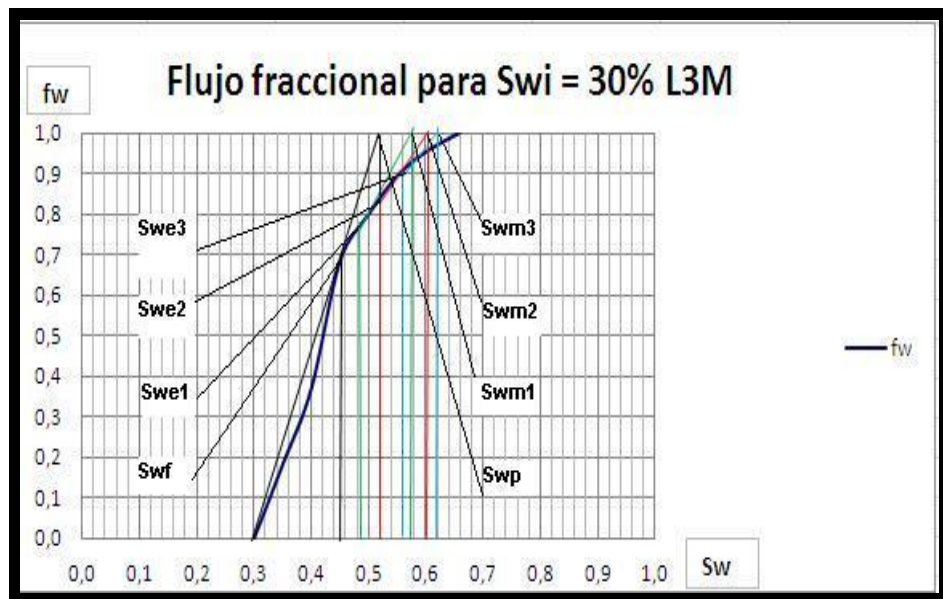


Figura 66. Curva de flujo fraccional para la arena L3M para una saturación de agua inicial de 30% con puntos de saturaciones de agua del frente y promedio

A continuación se presentan los resultados del método de Dykstra- Parsons tanto el gráfico como el analítico.

### 4.3.2 Dykstra - Parsons gráfico

Tabla 13. Datos de las capas de la arena M4M a usar en la metodología de D-P gráfico

Capa	h(ft)	K (mD)	% Prob
1	7	365	0
2	7	275	10
3	7	165	20
4	7	121	30
5	7	73	40
6	7	37	50
7	7	19	60
8	7	9	70
9	7	4	80
10	7	2	90

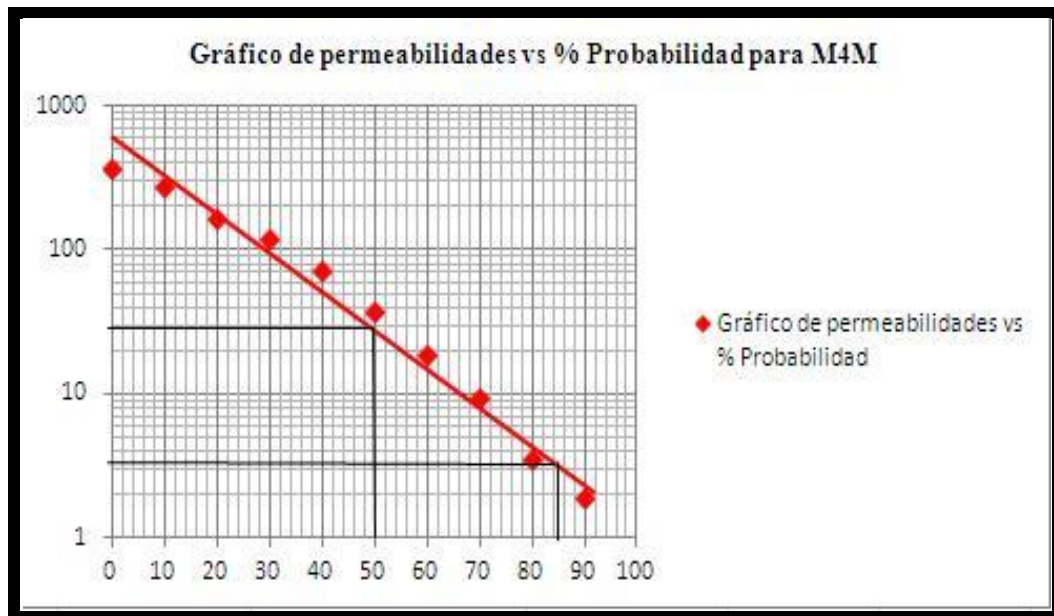


Figura 67. Gráfico de Permeabilidades vs % Probabilidad para la arena M4M

En la tabla 13 se tiene una muestra de estratos pertenecientes a la arena M4M. Los mismos fueron utilizados para determinar el coeficiente de variación de permeabilidades, el resultado gráfico se muestra en la figura 67.

Asimismo, en las tablas 14 y 15, se presenta la predicción obtenida el método de Dykstra – Parsons gráfico: Si bien los valores de producción concuerdan en un orden de magnitud con el predicho por Buckley – Leverett y Welge, los tiempos distan de ser los mismos, esto se debe a que, este método considera que el máximo recobro se obtiene cuando la relación agua-petróleo (RAP) es igual a 100. Otro aspecto a considerar, es la máxima eficiencia volumétrica, la cual es significativamente menor en la arena L3M porque su radio de movilidad es mayor que en M4M.

Tabla 14. Resultados del Método de D-P gráfico arena M4M  $S_{wi} = 30\%$

<b>Dykstra - Parsons gráfico M4M, <math>S_{wi}=30\%</math></b>								
<b>RAP</b>	<b>V</b>	<b>M</b>	<b>EV</b>	<b>ED</b>	<b>Wi(MMBbl)</b>	<b>t(años)</b>	<b>Np(MMBbl)</b>	<b>FR2(%)</b>
1	0.89	0.245	0.198	0.200	0.94	0.6	0.37	1.4
5	0.89	0.272	0.477	0.350	6.36	4.4	1.57	5.9
25	0.89	0.353	0.709	0.457	27.84	19.1	3.05	11.5
100	0.89	0.402	0.831	0.511	77.08	52.8	3.99	15.0

Donde:

RAP: relación agua petróleo

V: coeficiente de variación de permeabilidad

M: radio de movilidad

EV: eficiencia volumétrica

ED: eficiencia de desplazamiento

Wi: agua inyectada total

t: tiempo de producción

Np: petróleo durante la inyección



FR2: factor de recobro por recuperación secundaria

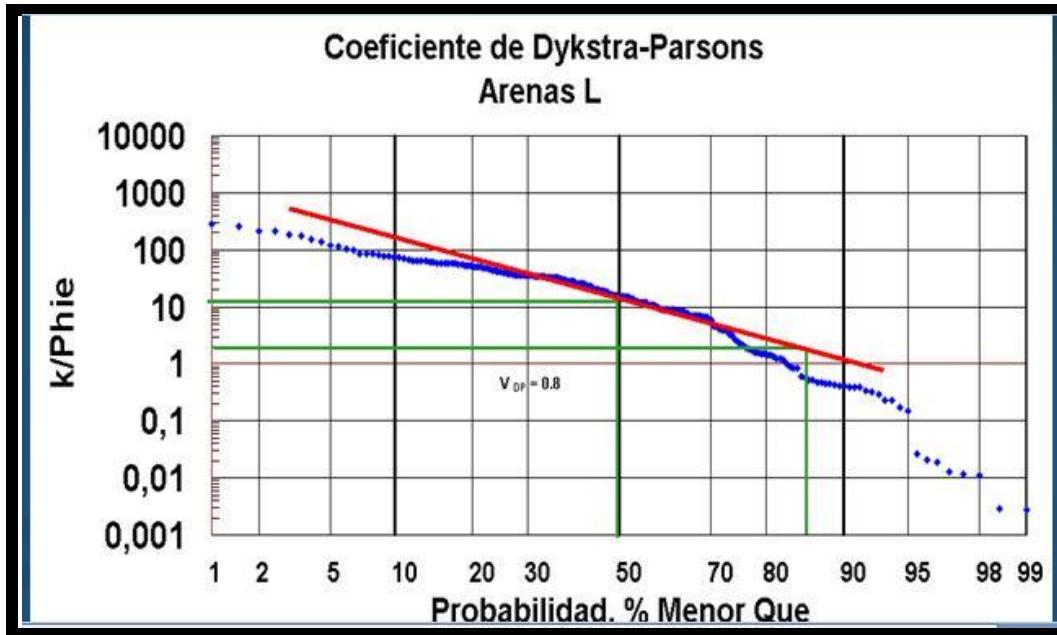


Figura 68. Coeficiente de variación de Permeabilidad usado para la arena L3M

Tabla 15. Resultados del Método de D-P gráfico para la arena L3M  $S_{wi}= 30\%$

Dykstra - Parsons L3M gráfico, $S_{wi}=30\%$								
RAP	V	M	EV	ED	Wi(MMBbl)	t(años)	Np(MMBbl)	FR2(%)
1	0.8	0.325	0.159	0.171	0,4	0,4	0.17	0.9
5	0.8	0.407	0.312	0.314	2.14	2.0	0.54	2.8
25	0.8	0.528	0.470	0.457	9.10	8.3	1.01	5.4
100	0.8	0.610	0.503	0.486	19.21	17.5	1.21	6,47

Para la arena L3M se usó el coeficiente de variación determinado por un análisis petrofísico mostrado en la figura 68.

### 4.3.3 Dykstra – Parsons analítico

Tabla 16. Resultados del Método de D-P analítico para las arenas L-M, Swi = 30%

<b>Dykstra - Parsons L-M analítico, Swi=30%</b>					
<b>RAP</b>	<b>EV</b>	<b>Wi(MMbbl)</b>	<b>t(años)</b>	<b>Np(MMbbl)</b>	<b>FR2(%)</b>
2.439	0.437	4.70	3.2	1.74	3.8
3.930	0.988	14.70	10.1	3.93	8.7

### 4.3.4 Comparación de métodos

Tabla 17. Comparación de los resultados obtenidos para la arena M4M por el método B-L a diferentes saturaciones de agua inicial

<b>Swi (%)</b>	<b>ED</b>	<b>Np(MMbbl)</b>	<b>FR2(%)</b>
<b>7</b>	0.565	5.31	19.9
	0.581	5.46	20.5
	0.601	<b>5.65</b>	<b>21.2</b>
<b>20</b>	0.575	5.41	20.3
	0.594	5.58	21.0
	0.618	<b>5.80</b>	<b>21.8</b>
<b>30</b>	0.400	3.76	14.1
	0.429	4.03	15.1
	0.456	<b>4.28</b>	<b>16.1</b>

Tabla 18. Comparación de los resultados obtenidos para la arena L3M por el método B-L a diferentes saturaciones de agua inicial

Swi ( % )	ED	Np(MMBbl)	FR2(%)
7	0.538	1.45	7.8
	0.543	1.46	7.8
	0.548	<b>1.48</b>	<b>7.9</b>
20	0.538	1.45	7.8
	0.550	1.48	7.9
	0.575	<b>1.55</b>	<b>8.3</b>
30	0.386	1.04	5.57
	0.429	1.16	6.19
	0.457	<b>1.23</b>	<b>6.61</b>

Tabla 19. Cuadro comparativo donde se muestra el recobro total de ambas arenas predichos por los tres métodos

<b>Cuadro comparativo del recobro final obtenido por los diferentes métodos para el conjunto de arenas L3M-M4M a diferentes Swi</b>						
Swi	Buckley - Leverett y Welge		Dykstra - Parsons gráfico		Dykstra - Parsons analítico	
	Np final (MMBbl)	FR2 (%)	Np final (MMBbl)	FR2 (%)	Np final (MMBbl)	FR2 (%)
7	7,1	15,69	6,17	13,63	6,33	13,99
20	7,3	16,13	5,83	12,88	6,17	13,63
30	5,51	12,17	5,2	11,49	3,93	8,68

En esta etapa también se visualizó la producción usando el método analítico de Dykstra – Parsons (tabla 16), recordando que este considera una inyección conjunta para ambas arenas, siendo el recobro menos favorable en este caso.

Adicionalmente se muestra un cuadro comparativo en las tablas 17 y 18, del método Buckley – Leverett y Welge aplicado a los tres escenarios de saturación inicial de agua (7%, 20%, 30%), donde se evidencia que para una saturación de agua inicial del 7% y del 20% se estaría sobre-estimando el recobro de petróleo.

Finalmente se presenta un cuadro comparativo en la tabla 19 de los tres métodos aplicados a diferentes saturaciones, donde el método de Buckley – Leverett y Welge resalta como el más optimista, esto se debe principalmente a considera al yacimiento totalmente homogéneo.

A pesar de que fueron evaluados los tres métodos para comparar y validar los resultados, se eligió el de Buckley – Leverett y Welge como referencia para desarrollar el análisis técnico – económico. Esto debido a que toma en consideración el avance del frente de agua para cada etapa, permitiendo así un mejor monitoreo del proceso de inyección. Es importante resaltar que aunque existe un estudio que expresó que las arenas L y M son unidades hidráulicas, esto aún no ha sido validado por el ministerio por lo que cualquier producción o inyección conjunta debe abstenerse hasta que esto no sea aprobado.

#### **4.4 Diagnóstico utilizado para implementar el plan de reingeniería en las arenas M4M y L3M**

Para esta etapa de diagnóstico se tomó como objeto de estudio a los pozos de primera línea ARV-7 y ARV-9 asociados al inyector ARV-6 en la parte este del yacimiento SM-131, como se observa en la figura 69, los pozos de primera ARV-3, ARV-2 Y ZG-106 no fueron considerados para el diagnóstico ya que no produjeron petróleo en su etapa de inyección.

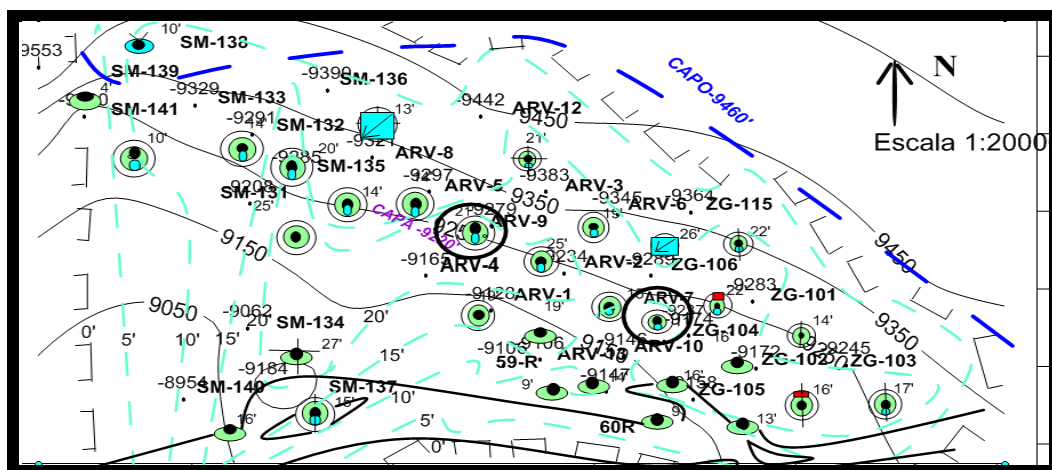


Figura 69. Pozos productores ARV-7 y ARV-9 asociados al inyector ARV6

### Este del yacimiento

#### Pozo ARV-7

Abierto a inyección en el año 2004  $N_p = 30667$  Bbl

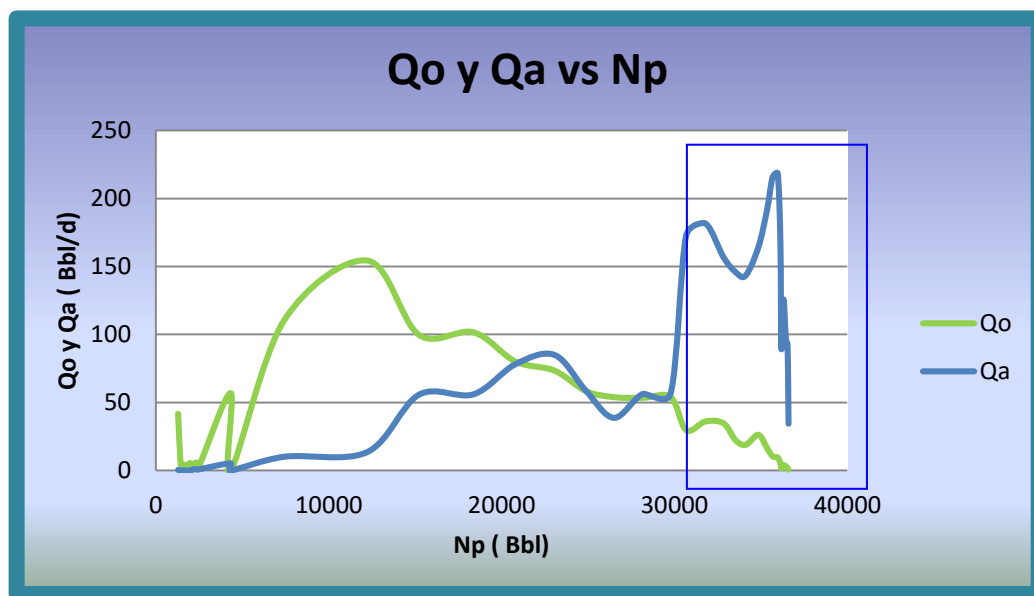


Figura 70. Tasas de petróleo y de agua vs el petróleo acumulado mensual para el pozo ARV-7 asociado al inyector ARV-6

En la figura 70, se observa que al inicio la producción de petróleo es mucho mayor que la del agua, luego cuando se alcanza una acumulada de aproximadamente 30.000 Bbl de petróleo, en este caso por efecto del avance de frente natural del agua, las curvas se cruzan. Después de esto, ARV-7, es puesto a producir por secundaria, donde la tasa de agua producida sobrepasa la tasa de petróleo, lo cual indica que se debe implementar un sistema de monitoreo, ya que esta incrementa abruptamente indicando así que el frente de agua por inyección se encuentra en las cercanías del pozo.

### Pozo ARV-9

Abierto a inyección año 2004,  $N_p = 67979$  Bbl

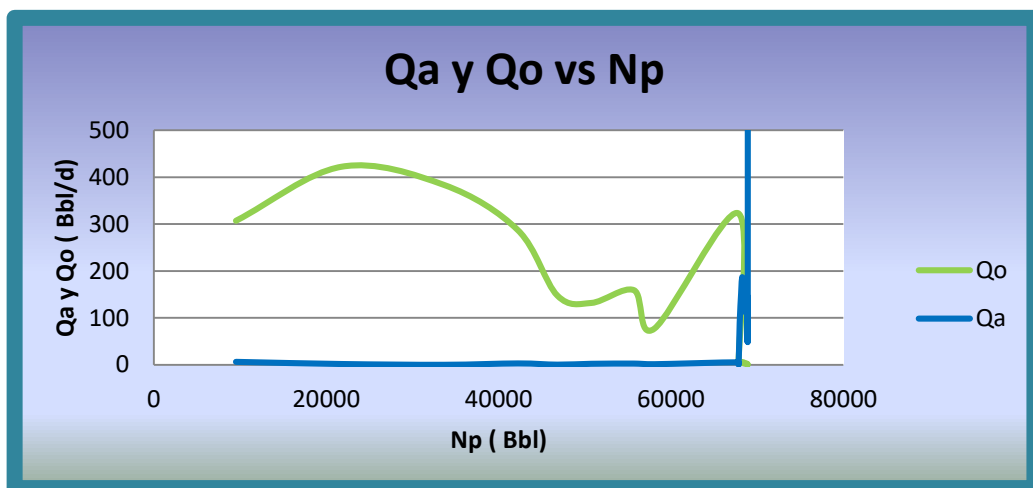


Figura 71. Tasas de petróleo y de agua vs el petróleo acumulado mensual para el pozos ARV-9 asociados al inyector ARV-6

En el pozo ARV-9, las tasas de petróleo y agua van declinando a medida que se avanza la producción, así cuando el petróleo acumulado es de aproximadamente 67.000Bbl, las pendientes de las curvas cambian indicando que ya para esta etapa (secundaria) el frente de agua ha llegado al pozo, ver figura 71.

En la parte oeste del yacimiento también se tomaron como objeto de estudio los pozos productores de primera línea SM-132, SM-135, ARV-8 y ARV-5 asociados al inyector SM-136. Como se observa en la figura 72.

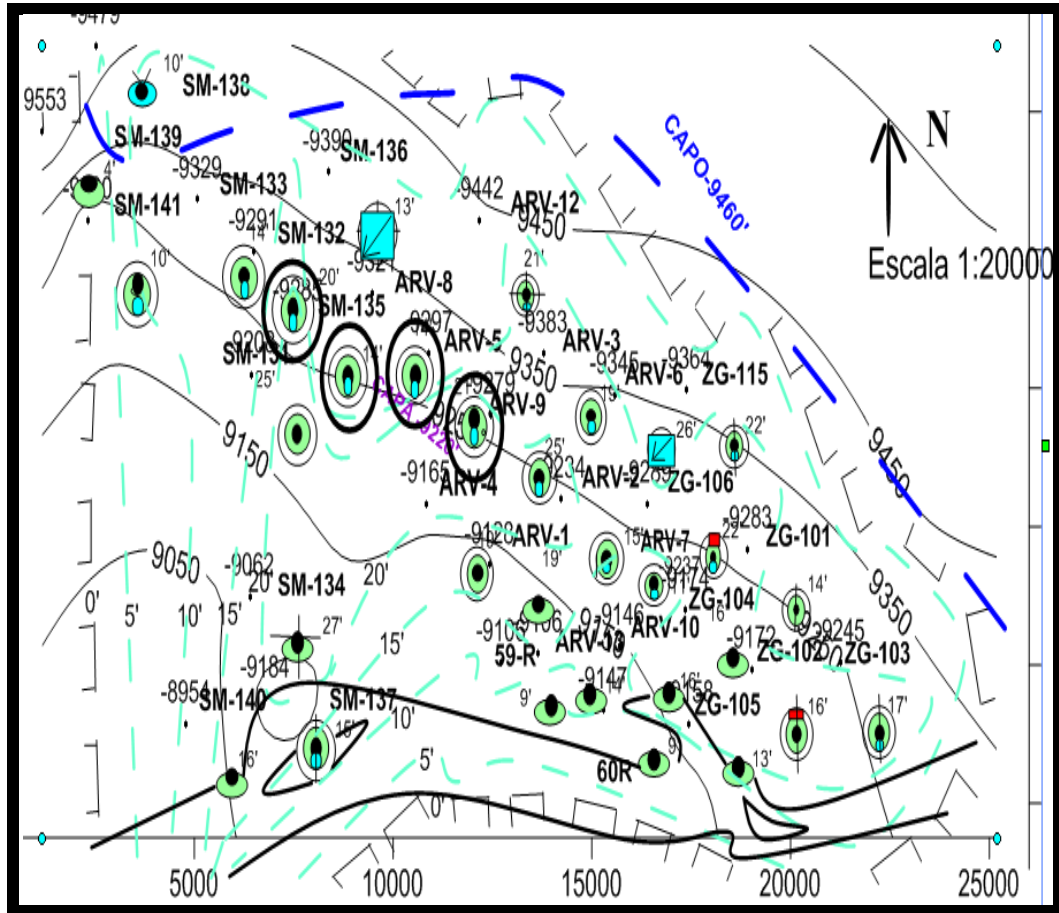


Figura 72. Pozos productores SM-132, SM-135, ARV.8 Y ARV-5 asociados al inyector SM-136

## Oeste del yacimiento

### Pozo SM-132

Inicio de la inyección en el año 2004,  $N_p = 380000$ Bbl

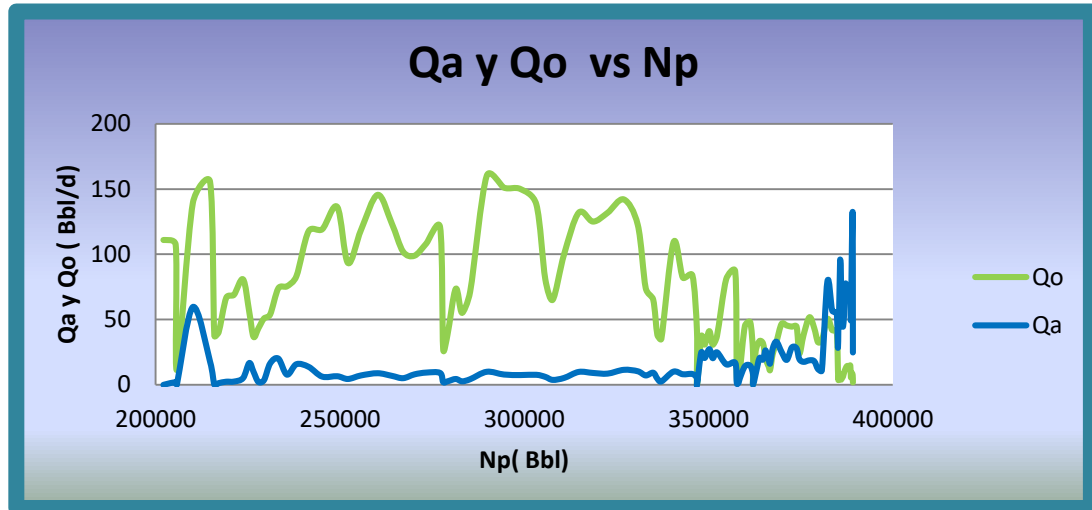


Figura 73. Tasas de petróleo y de agua vs el petróleo acumulado mensual para el pozo SM-132 asociado al inyector SM-136

En la parte Oeste de la arena M4M, se estudió al inyector SM- 136 y algunos de sus productores asociados teniendo que la inyección comienza en esta parte del yacimiento para mediados de año 2004. Unos meses después de haber comenzado esta etapa secundaria se muestra un ligero aumento en la tasa de petróleo, posterior a esto se observa un incremento abrupto de la tasa de agua disminuyendo así su potencial, ver figura 73.



### Pozo SM-135

Abierto a la inyección en el año 2004  $N_p = 444213$  Bbl

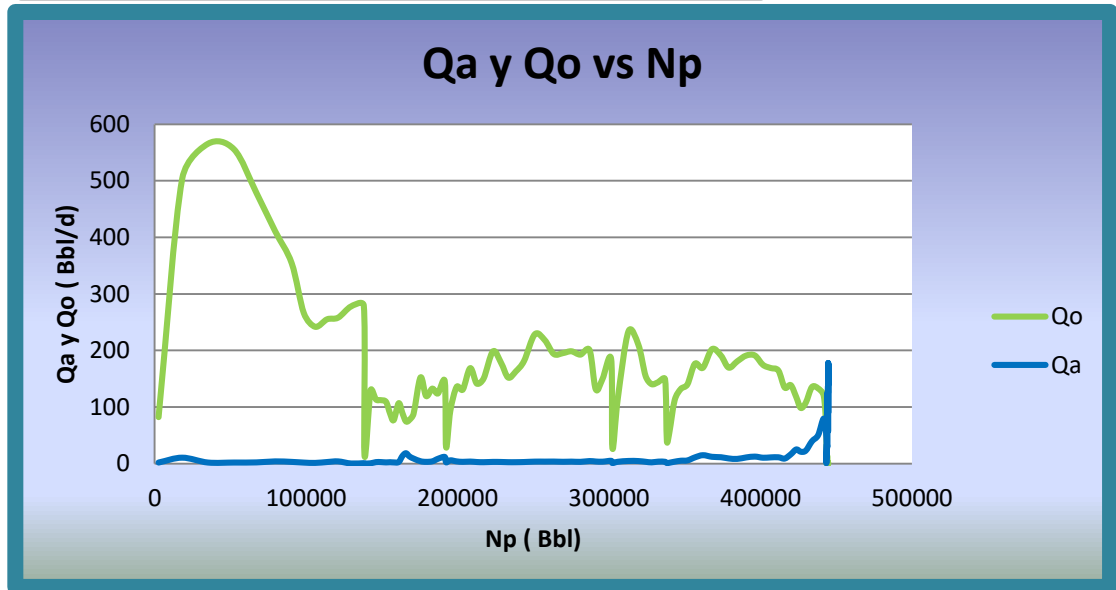


Figura 74. Tasas de petróleo y de agua vs el petróleo acumulado mensual para el pozo SM-135 asociado al inyector SM-136

Este pozo SM-135, estuvo activo como primaria hasta el año 2004 produciendo a caudales bajos, una vez iniciada la inyección en Julio del año 2004 el pozo se reactiva y posterior a esto incrementa abruptamente la tasa de agua, evidencia de que el frete de agua de inyección había inundado el pozo, ver figura 74, este mismo comportamiento se aprecia en los pozos ARV-8 y ARV-5 (figuras 75 y 76 respectivamente).

### Pozo ARV-8

Abierto a inyección en el año 2004 ,  $N_p = 690673$  Bbl.

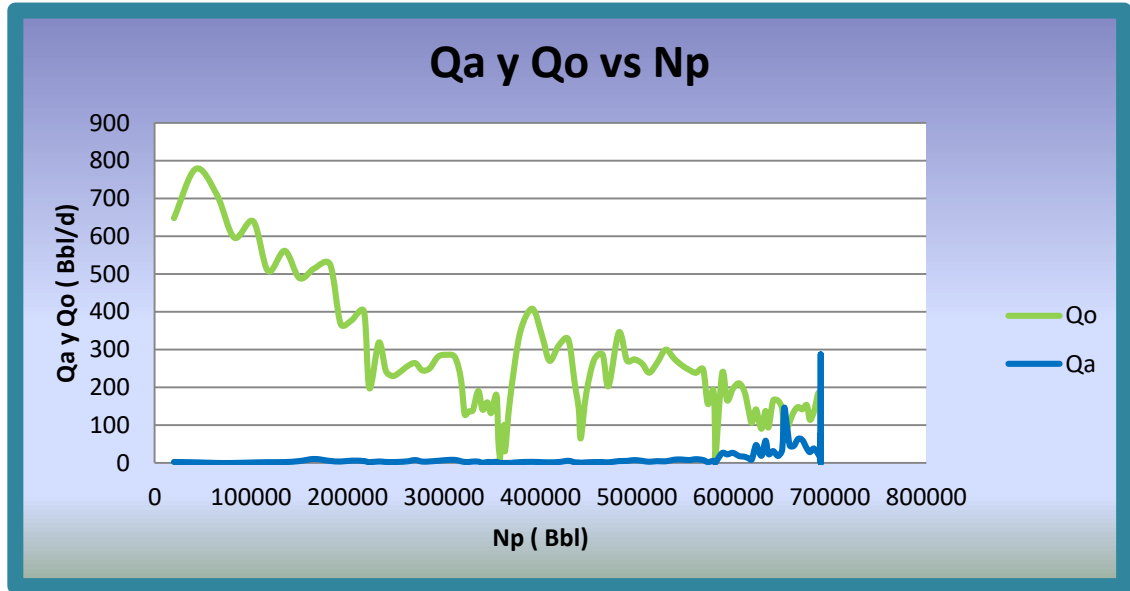


Figura 75. Tasas de petróleo y de agua vs el petróleo acumulado mensual para el pozo ARV-8 asociado al inyector SM-136

### Pozo ARV-5

Abierto a inyección en el año 2004,  $N_p = 86400$  Bbl

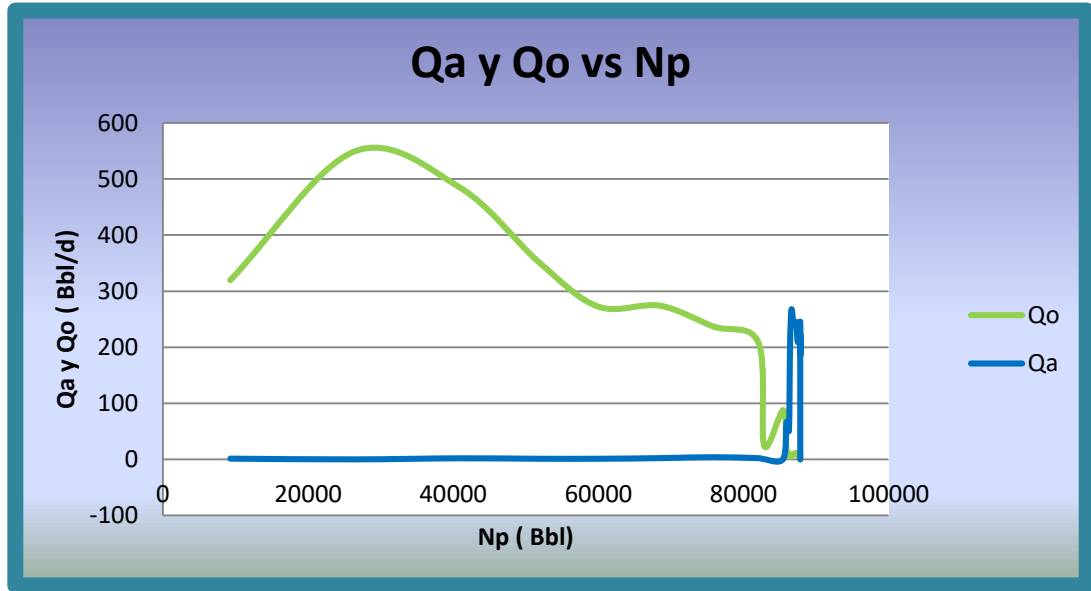


Figura 76. Tasas de petróleo y de agua vs el petróleo acumulado mensual para el pozo ARV-5 asociado al inyector SM-136

Una vez analizadas las tasas de agua, petróleo y la acumulada de petróleo se procedió a crear las curvas de Chan para estos mismos pozos mencionados anteriormente y señalados en la figura 69 y 72, esto con el objetivo de diagnosticar algún problema presente en el pozo por causa de la alta producción de agua, basadas en la metodología de Chan.

## Este del yacimiento

### Pozo ARV-9

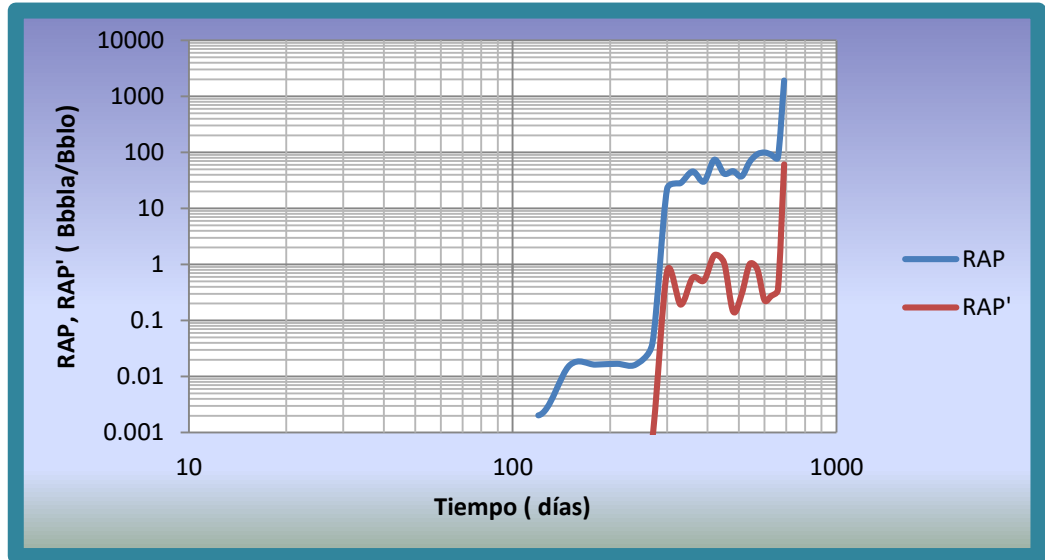


Figura 77. Curvas de RAP y su derivada (curva de Chan) del pozo ARV-9 asociado al inyector ARV-6

Para el pozo ARV-9 figura 77, la tendencia de las curvas de Chan muestra en general una pendiente ascendente, lo que indica según la metodología una canalización. Este mismo comportamiento lo presenta el pozo ARV-7 en la figura 78.

### Pozo ARV-7

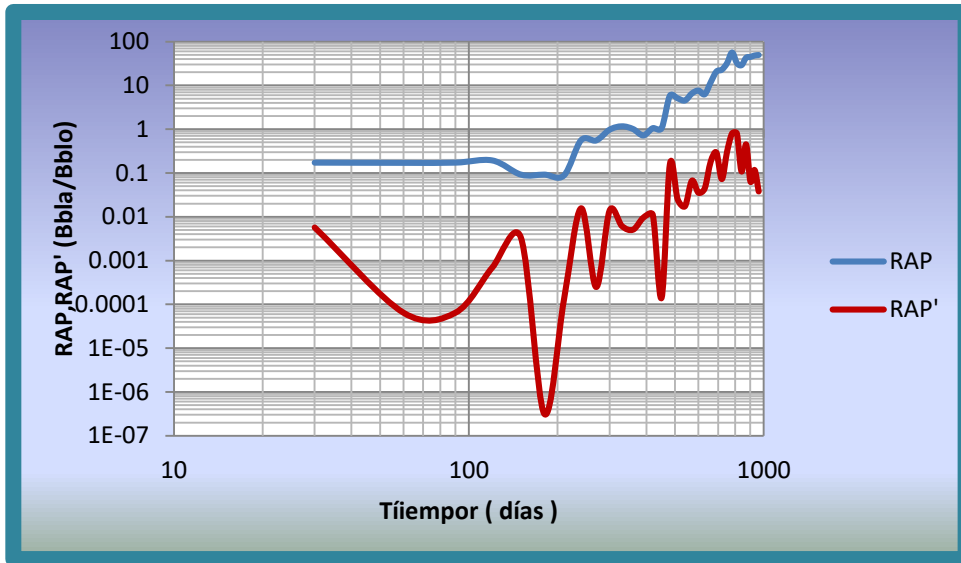


Figura 78. Curvas RAP y su derivada (curva de Chan) del pozo ARV-7 asociado al inyector ARV-6.

### Oeste del yacimiento

### Pozo SM-132

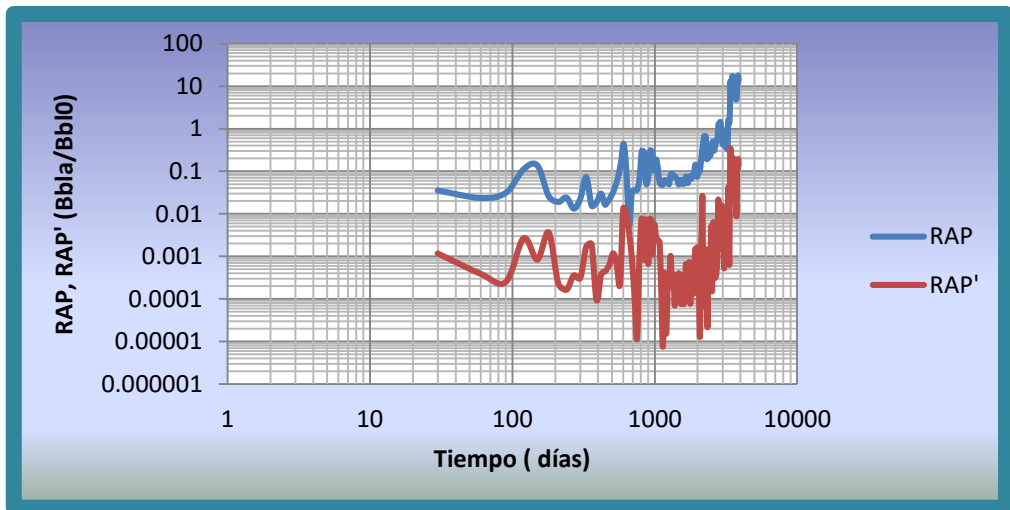


Figura 79. Curva de RAP y su derivada (curva de Chan) del pozo SM-132 asociado al inyector SM-136.

### Pozo SM-133

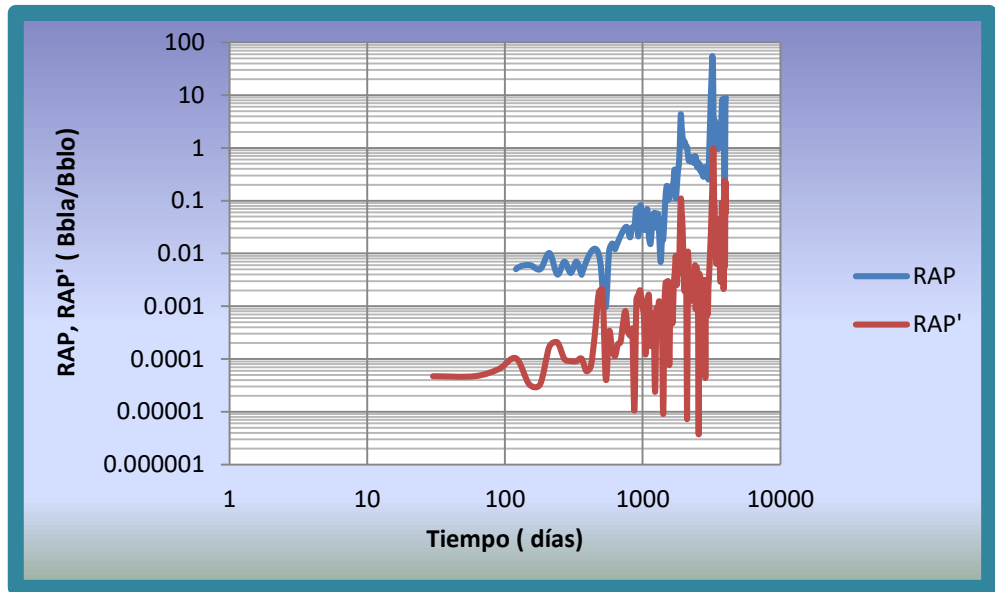


Figura 80. Curva de RAP y su derivada (curva de Chan) del pozo SM-133 asociado al inyector SM-136.

### Pozo SM-135

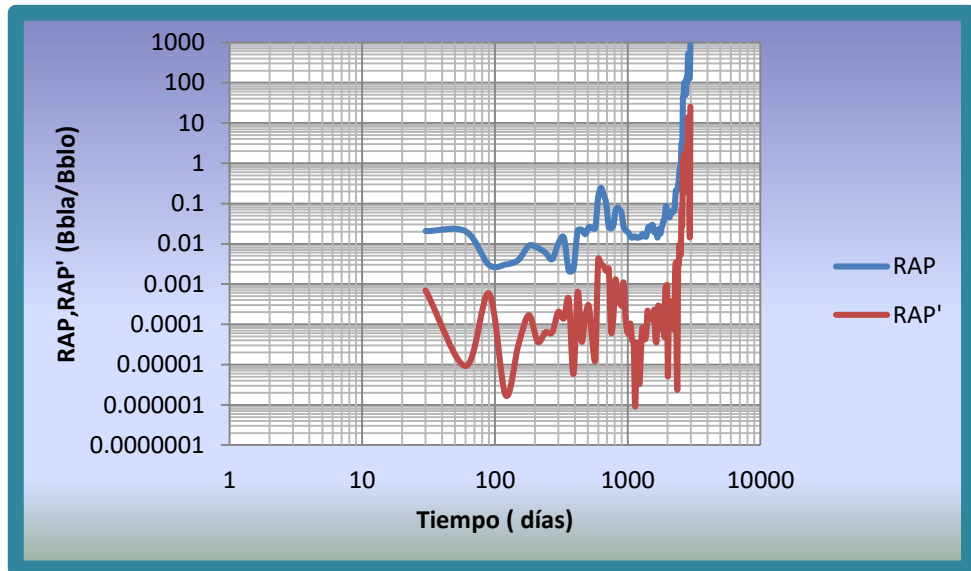


Figura 81. Curva de RAP y su derivada (curva de Chan) del pozo SM-135 asociado al inyector SM-136

Para los pozos SM-132, SM-133 y SM-135, inicialmente la tendencia fue algo acelerada esto debido a la activación del agua del frente natural (ver figuras 79, 80 y 81), al igual que los pozos ARV-5 y ARV-8. Luego para la etapa de secundaria, la curva también muestra una tendencia creciente, todo esto lleva a concluir que para los principales pozos asociados a la inyección tanto de ARV-6 y SM-136 ya se presentaban altos cortes de agua en su producción primaria y al llegar el frente de agua por el proceso de inyección los pozos en su mayoría se inundaron, estos no fueron monitoreados con un sistema de control de agua, teniendo como únicas opciones el cierre de algunos pozos y el fin del proyecto por secundaria en esta arena.

## **4.5 Plan operacional**

### **4.5.1 Plan operacional, Arena M4M:**

La inyección para esta arena empezó en mayo del año 2002, primeramente en el pozo inyector ARV-6 ubicado hacia la parte Este del yacimiento, con una tasa de inyección de 1819 BAPD, alcanzando un máximo de 3338 BAPD. En julio del 2004, se incorporó a la inyección el pozo SM-136 ubicado en la zona Oeste, lo que permitió incrementar el caudal de inyección total a 4197 BAPD el mismo fue aumentando progresivamente hasta alcanzar un máximo en Abril del 2006 de 6214 BAPD ver figura 40 Mapa isópaco estructural de la arena M4M y plan piloto de inyección, en el capítulo II.

Este comportamiento de la inyección fue evaluado mediante la Eficiencia Volumétrica de Reemplazo (EVR). Como se observa en la figura 82, la mejor respuesta a la inyección se dio a comienzos del año 2003 y mediados del 2004, en estos periodos la tasa de petróleo arrojó sus valores más altos, y la EVR (eficiencia volumétrica de reemplazo) se mantuvo menor a 1. Es importante resaltar que la tasa de inyección de agua se mantuvo entre los 2000 y 4000 BAPD cuando se registró la máxima productividad. Ya para el año 2005, la EVR tomó valores superiores a uno, coincidiendo con una acentuada caída en la tasa de producción, no obstante la tasa de inyección trató de mantenerse en su caudal original pero el resultado no fue positivo.

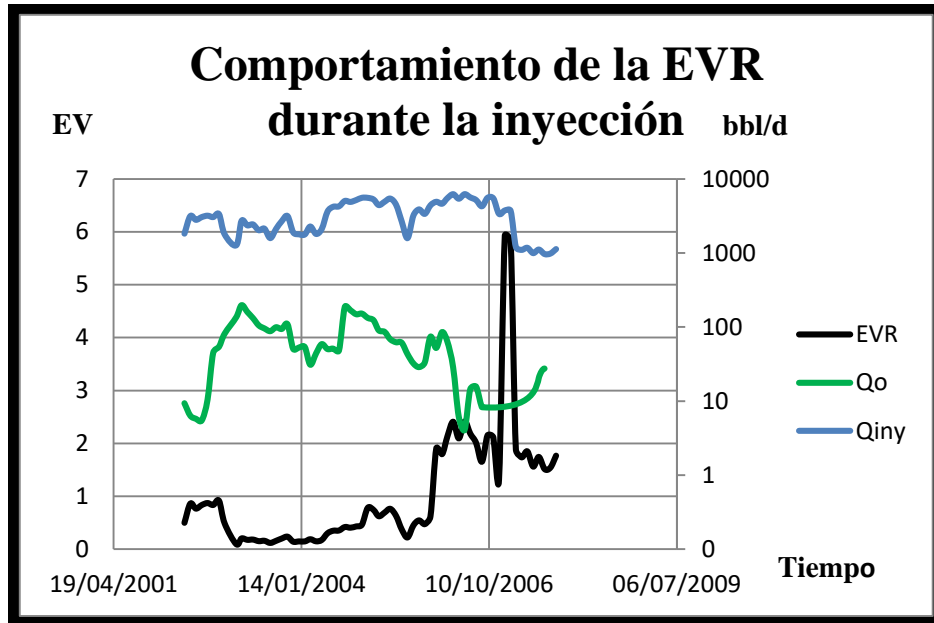


Figura 82. Curva de Eficiencia Volumétrica de Reemplazo (EVR)

En la figura 83, se muestran las curvas del caudal de inyección y el caudal de petróleo producido vs el tiempo para la arena M4M.

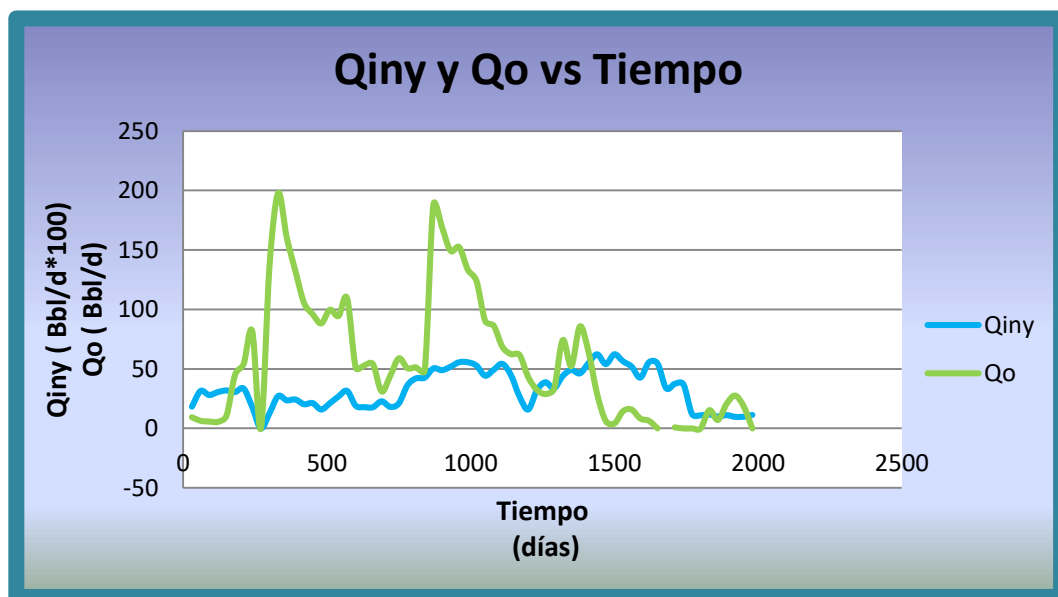


Figura 83. Tasa de petróleo y de agua inyectada vs tiempo para la arena M4M

Debido al comportamiento mostrado durante la etapa de inyección y en vista del avance del frente de agua evidenciado en el diagnóstico, se tomó el contacto agua-





#### **4.5.2 Plan operacional, Arena L3M:**

Es importante mencionar que a pesar de que estas arenas poseen características y propiedades similares, ambas son evaluadas por separado en el plan de reingeniería, ya que las mismas se encuentran en fases diferentes, debido a que L3M no cuenta con antecedentes de inyección de agua. Se propone:

- Reacondicionar los pozos SM-136 y ARV-6 como inyectores de la arena L3M.
- Activar los pozos SM-133, SM-132, SM-135, ARV-8 y ARV-5 como productores de primera línea del pozo SM-136. Cuando el frente de agua llegue a estos pozos, activar en alternancia con M4M los pozos SM-141, M, D y SM-131 como parte de la segunda línea de productores, ver figura 85.
- Activar los pozos ARV-9, ARV-7, ZG-106 y ZG-101 como productores de primera línea del pozo inyector ARV-6. Cuando el frente de agua llegue a estos pozos, activar en alternancia con M4M los pozos ARV-4, ARV-1, ARV-13, ARV-10 y ZG-104 como parte de la segunda línea de productores, ver figura 85.
- Realizar trabajos de RA/RC a los pozos ZG-106 y ARV-13.
- Inyectar a una tasa total de 3000 BAPD.

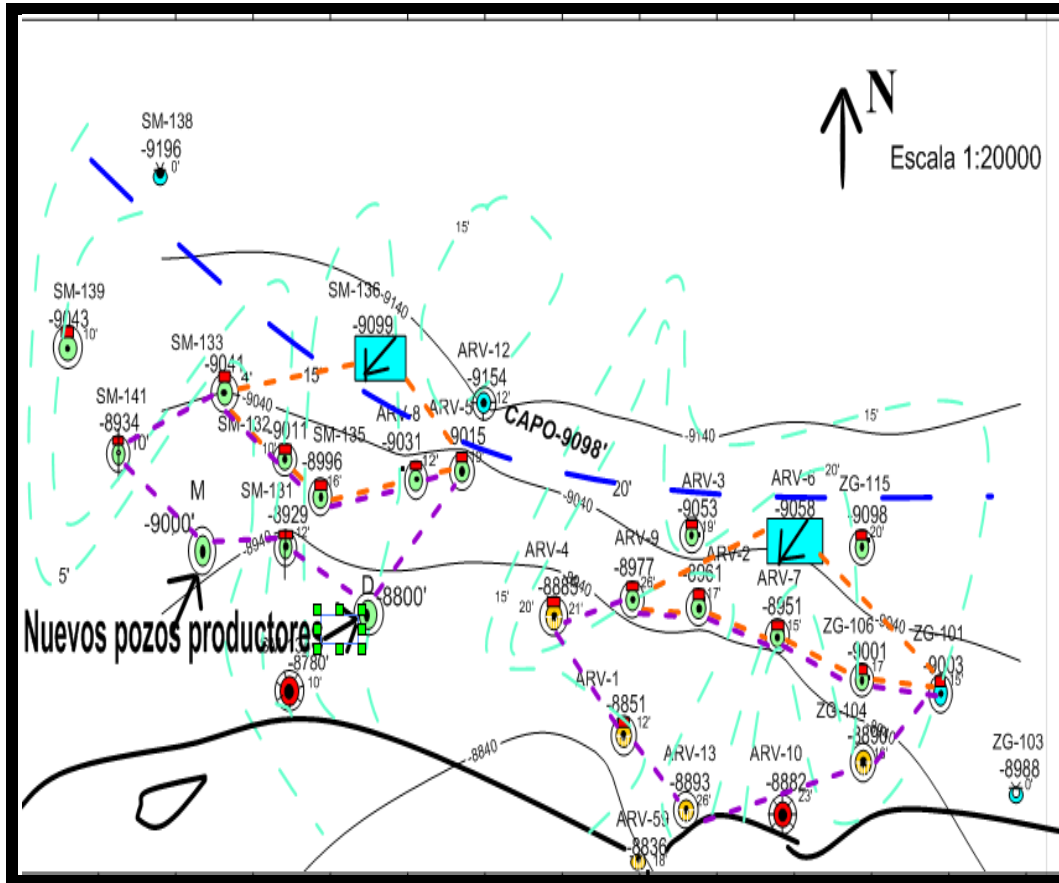


Figura 85. Mapa isópaco- estructural arena L3M

A continuación se describen los perfiles de producción pronosticados y usados para establecer el plan operacional y el análisis económico:

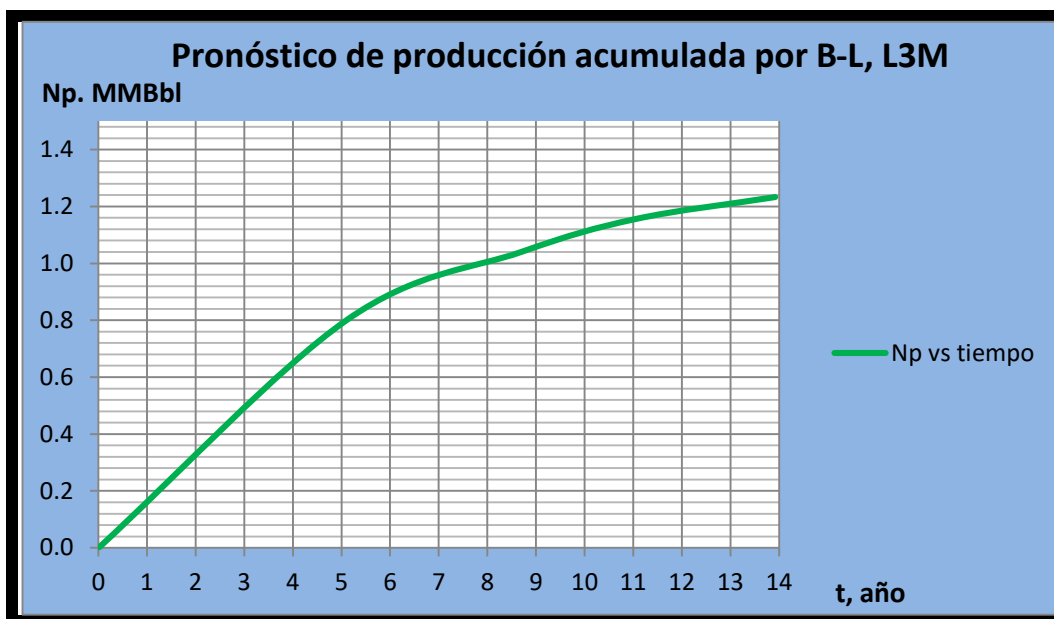


Figura 86. Pronóstico de producción acumulada para la arena L3M, obtenida por el método de Buckley – Leverett y Welge

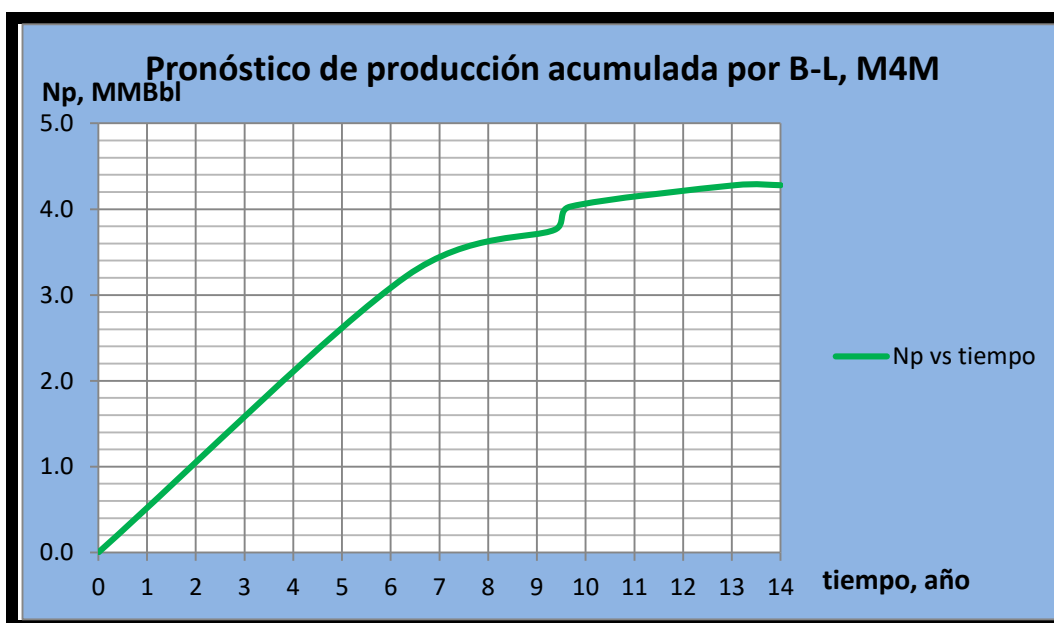


Figura 87. Pronóstico de producción acumulada para la arena M4M, obtenida por el método de Buckley – Leverett y Welge

Estas curvas (figuras 86 y 87) provienen de graficar el  $N_p$  de la predicción versus el tiempo y extrapolando hasta el año cero. Esto permitió conocer el petróleo producido anual de ambas arenas mostrado en la figura 88 y detallado en la tabla 20.



Figura 88. Pronóstico de producción anual para el conjunto de arenas L3M – M4M, obtenidas por el método de Buckley – Leverett y Welge

Tabla 20. Perfil de producción usado para el análisis económico

<b>Np anual Total</b>	
<b>Año</b>	<b>Np(MMBbl)</b>
2020	0,66
2021	0,68
2022	0,76
2023	0,54
2024	0,76
2025	0,53
2026	0,43
2027	0,24
2028	0,21
2029	0,29
2030	0,14
2031	0,14
2032	0,04
2033	0,09

De igual manera se determinó la eficiencia volumétrica de reemplazo resultante del perfil de producción y dependiente a su vez de la tasa de inyección y de la relación agua petróleo. Como se observa en la figura 89, esta eficiencia se mantiene por debajo de uno en casi toda la etapa productiva determinada, valor ideal para la rentabilidad económica del proyecto.



Figura 89. Comportamiento de la eficiencia volumétrica de reemplazo a futuro

#### 4.6 Análisis económico

A continuación, se muestra un balance de las inversiones (tabla 21), siendo el total igual a 31,73 MM\$.

Tabla 21. Inversiones totales para el plan de reingeniería propuesto

Inversiones	MM(\$)
Perforación del pozo M	6.67
Perforación del pozo D	6.67
RA/RC, 5 pozos	13.15
Conversión a inyectores, 2 pozos	5.24
<b>Total inversiones</b>	<b>31.73</b>

En la tabla 22, se muestra un balance de ingresos, egresos, regalías, ISLR, y el flujo neto anual.

Tabla 22. Balance ingresos – egresos, flujo neto anual

<b>Año</b>	<b>Precio (\$/bbl)</b>	<b>Np (MMbbl)</b>	<b>Ingresos (MM\$)</b>	<b>Egresos (MM\$)</b>	<b>Regalías (MM\$)</b>	<b>ISLR (MM\$)</b>	<b>Flujo neto anual (MM\$)</b>
2020	69,96	0,66	46,17	9,90	13,85	10,08	12,34
2021	77,36	0,68	52,60	10,20	15,78	12,18	14,44
2022	80,55	0,76	61,22	11,40	18,37	14,59	16,86
2023	82,95	0,54	44,79	8,10	13,44	10,49	12,76
2024	84,51	0,76	64,23	11,40	19,27	15,65	17,91
2025	85,7	0,53	45,42	7,95	13,63	10,79	13,06
2026	87,47	0,43	37,61	6,45	11,28	8,81	11,07
2027	88,66	0,24	21,28	3,60	6,38	4,51	6,78
2028	90,31	0,21	18,97	3,15	5,69	3,93	6,20
2029	91,8	0,29	26,62	4,35	7,99	6,01	8,28
2030	92,82	0,14	12,99	2,10	3,90	2,37	4,63
2031	94,87	0,14	13,28	2,10	3,98	2,47	4,73
2032	95,84	0,04	3,83	0,60	1,15	0,00	2,17
2033	97,17	0,09	8,75	1,35	2,62	1,25	3,52

En la tabla 23 se observa el año en el que este flujo se hace positivo permitiendo calcular el tiempo o periodo de recuperación de capital, siendo igual a 2,35 años y menor al horizonte económico establecido.



Tabla 23. Flujo acumulado anualmente

<b>Año</b>	<b>Flujo de caja(MM\$)</b>	<b>Flujo acumulado(MM\$)</b>
2019	-31,72	-31,72
2020	12,34	-19,38
2021	14,44	-4,93
2022	16,86	11,93
2023	12,76	24,69
2024	17,91	42,60
2025	13,06	55,66
2026	11,07	66,73
2027	6,78	73,51
2028	6,20	79,70
2029	8,28	87,98
2030	4,63	92,61
2031	4,73	97,34
2032	2,17	99,52
2033	3,52	103,04

En la tabla 24, se muestra la TIR (tasa interna de retorno) y el VPN (valor presente neto), los indicadores más usados en evaluaciones económicas de proyectos, siendo la TIR mayor que la TMR (tasa mínima requerida) y el VPN mayor a “cero”, por lo que se establece que el proyecto presenta una alta confiabilidad económica para ser aplicado.

Tabla 24. Indicadores evaluados en el plan de reingeniería

<b>Tasa de descuento (%)</b>	12
<b>TMR(%)</b>	15
<b>Horizonte económico (años)</b>	14
<b>Tiempo de recuperación (años)</b>	2,35
<b>VPN(MM\$)</b>	44,12
<b>TIR(%)</b>	41,93

## CONCLUSIONES

1. La similitud en las características de porosidad, permeabilidad, viscosidad, °API, temperatura, presiones, y un gran salto de falla, permiten presumir que las arenas M4M y L3M son unidades hidráulicas de explotación, por tal motivo pueden ser evaluadas con un mismo set de curvas de permeabilidades relativas.
2. El POES (petróleo original en sitio) validado con el software MBal de Petroleum Experts para la arena L3M es de 18,66 MMBbl, mientras que para M4M quedó establecido en 26,6 MMBbl.
3. Estudios petrofísicos de los principales pozos productores evidencian que la saturación de agua promedio inicial es de 30%, valor de referencia para el uso del set de curvas de permeabilidades relativas.
4. Se eligió el método de predicción de Buckley – Leverett y Welge sobre Dykstra - Parsons gráfico y Dykstra – Parsons analítico por tomar en consideración el avance del frente de agua.
5. La eficiencia volumétrica es del 100%, por ende el factor de recobro máximo está definido por la máxima eficiencia de desplazamiento, siendo igual a 45,6% en ambas arenas. Sin embargo, debido a la producción acumulada de cada una, se define un factor de recobro secundario de 16,1% para M4M y 6,61% para L3M.
6. La canalización analizada con las curvas de Chan en los pozos productores de primera línea del proyecto de inyección ejecutado en la arena M4M, establece un avance del contacto agua - petróleo hacia esa zona, por lo que dichos pozos no se consideraron para la producción de petróleo en esta arena específicamente.
7. Se propone la conversión de los pozos SM-136 y ARV-6 a inyectores de la arena L3M, debido a que esta se encuentra en una fase de inyección diferente de M4M.
8. Para mantener la operatividad de la mayor cantidad de puntos de drenaje, se deben realizar trabajos de Ra/Rc a los pozos ZG-106, ARV-13, SM-131, SM-134 y 59R.

9. La zona Sur-Oeste ha sido poco desarrollada, por lo que es pertinente la perforación de los pozos D y M en ese flanco, para ayudar mantener la productividad de las arenas M4M y L3M.
10. La tasa de inyección se fijó en 3000 BAPD para L3M, y en 4000 BAPD para M4M, tomando como referencia el periodo en el cual la eficiencia volumétrica de reemplazo fue menor a uno y la máxima productividad durante la inyección en M4M.
11. Se constató la rentabilidad económica del proyecto con un valor de TIR (tasa interna de retorno) igual a 41,93% mayor al 15% establecido como tasa mínima y un VPN (valor presente neto) igual a 44,12 MM\$.

## RECOMENDACIONES

- Usar un simulador número que considere los diferentes arreglos y tipos de inyección para respaldar los resultados analíticos obtenidos en este Trabajo Especial Grado.
- Establecer un monitoreo constante de presiones para evaluar la influencia de la inyección de agua en el aumento de la energía en los yacimientos.
- Mantener la eficiencia volumétrica de reemplazo en un valor igual o menor a uno, de manera que la producción de petróleo conserve su rentabilidad.
- Emplear durante la ejecución del proyecto un sistema adecuado de diagnóstico y control de agua, con la finalidad de resolver rápidamente posibles contratiempos que puedan presentarse durante la inyección.
- Considerar la tasa crítica de conificación para cada pozo productor, con el fin de mantener al margen este tipo de problemas.
- Evaluar proyectos de desarrollo para otras arenas pertenecientes al campo Mata, como las U y S que también poseen gran potencial.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alvarado, E. (2016). *Eficiencia microscópica*.
- Análisis por zona y yacimiento , Araibel. (2006). *Análisis por zona y yacimiento , Araibel*.
- Arias, F. (2012). *Proyecto de investigación introducción a la metodología científica*. Caracas: Episteme.
- Barrera.(2014). *Academia*. Obtenido de [http://www.academia.edu/8970496/Arreglo\\_de\\_pozos\\_y\\_eficiencia\\_de\\_barrido.\\_CONTENIDO](http://www.academia.edu/8970496/Arreglo_de_pozos_y_eficiencia_de_barrido._CONTENIDO)
- Breidenbach, D., & Rodriguez, M. (2018). *Evaluación técnico-económica del plan de desarrollo de tres campos en la faja petrolífera del orinoco*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Camacaro, P. (s.f.). *eumed.net*. Obtenido de <http://www.eumed.net/tesis-doctorales/2010/prc/EVENTOS%20DE%20ESTUDIO.htm>
- Carrillo, L. (2 de Julio de 2010). *Petroblogger.com*. Recuperado el 15 de Noviembre de 2018, de <http://www.ingenieriadepetroleo.com/conificacion-y-canalizacion-del-agua-en/>
- CIED PDVSA. (1997). *Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales*.
- Duarte, M. (2012). *Modelo geológico del yacimiento MPD-01 del Centro Lago*. Maracaibo .
- Educativa, P. d. (s.f.). *El conocimiento y la investigación científica*. Perú: IESPP CREA.

- Marcano, G. (2003). *Metodología de explotación de yacimientos bajo el concepto de unidades hidráulicas caso: Area Mata - Zonas Zorro y Mata 3*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Mazzali, C. (2007). *Estudio de factibilidad técnica y económica para la sustitución de gas lift por un sistema de bombas electrosumergibles en el proyecto de recuperación secundaria de la arena M4M del campo araibel*.
- Monroy, B. (2017). *Evaluación Técnica de los patrones de inyección de agua*. Bogotá.
- Montalvo, S., & Navarrete, F. (2016). *Desarrollo de un modelo predictivo para inyección de agua utilizando el método de Dake-Welge*. Quito: Universidad Central de Ecuador.
- Montes, D., & Zambrano, M. (2018). *Estudio de factibilidad técnico-económica de desarrollar las reservas probables (serie 100) asociadas a la formación Carapita inferior de la unidad productora carito, estado monagas*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Ochoa, D. (13 de Diciembre de 2018). *Iquimicas*. Obtenido de <https://iquimicas.com/extraccion-de-petroleo-inyeccion-de-agua-como-metodo-de-recuperacion-secundaria/>
- Oilfield Manager. (2008). *Oilfield Manager*.
- Paris de Ferrer, M. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. En M. Paris de Ferrer. Maracaibo: Asiro Data S.A.
- Pereira, B. (2017). *Evaluación del proceso de recuperación secundaria mediante inyección de agua salada en el yacimiento OFIE NZZ0035 del campo Zuata*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Pernaletе, M. (2009). *Evaluación del proceso de inyección de agua en el noreste del campo Boscán*. Maracaibo: La Universidad del Zulia.

- Rea, G. (s.f.). Obtenido de <http://es.scribd.com/doc/44-506438/INYECCION-DE-AGUA>
- Rivera, L. (2015). *Apuntes de recuperación secundaria y mejorada*. México D.F.
- Schlumberger. (2000). Control de agua . *Oilfied Review*.
- Serrano, R. (2015). *Scribd*. Obtenido de <https://es.scribd.com/doc/288234594/OFM-Curvas-de-Chan>
- Smith, J., & Cobb, W. (1990). *Waterflooding*. Dallas.
- Tamayo, M. (2003). *Trabajo de grado Barinas*. Obtenido de <http://trabajodegradobarinas.blogspot.com/2013/07/el-proceso-de-investigacion-cientifica.html>
- Vacacela, K. (2018). *Estudio de prefactibilidad para la implementación de recuperación secundaria por inyección de agua a la arena U inferior en el pozo Guanta 27 del campo Guanta Dureno*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.