

**ESTUDIO COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DE SISTEMAS
LINEALES Y RADIALES A ESCALA DE LABORATORIO SOMETIDOS A
PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA, MEDIANTE SIMULACIÓN
NUMÉRICA.**

JUANITA MARITZA ESTUPIÑAN UMAÑA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDERS
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2008

**ESTUDIO COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DE SISTEMAS
LINEALES Y RADIALES A ESCALA DE LABORATORIO SOMETIDOS A
PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA, MEDIANTE SIMULACIÓN
NUMÉRICA.**

JUANITA MARITZA ESTUPIÑAN UMAÑA

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de:
Ingeniero de Petróleos**

Director

M.Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

Co - directores

M.Sc. CLAUDIA PATRICIA SOTO TAVERA

Ing. ROBINSON JIMENEZ DIAZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDERS
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2008

DEDICATORIA

A Dios, por haberme dado el don de la vida, por su luz permanente y por ser la fuerza que me impulsa a alcanzar mis objetivos.

A mi mami Esperanza, mi abuelito Luis Felipe, mi abuelita Ana y mi tío Luis, quienes me enseñaron el valor del amor, el apoyo, el aliento, el espíritu combativo y la perseverancia.

AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero Samuel Fernando Muñoz Navarro, por su colaboración y asesoría durante el desarrollo de este proyecto.

Al mejor codirector y compañero de lucha durante la realización de este trabajo el estimado Ingeniero Robinson Jiménez; y a todos los integrantes del grupo de investigación de recobro mejorado por los momentos compartidos.

A las Familia Andrade Perdomo y Blanco Arenas, por abrirme las puertas de su hogar y apoyarme incondicionalmente en uno de los momentos más cruciales en el desarrollo de este proyecto.

A my personal clown, por fortalecer mi espíritu colmando mis días de risas y sonrisas y llenarme de razones para seguir adelante.

Y por supuesto a los mejores amigos del mundo, Juanfe, Clau, Fabi, Dan, el Pas, la Rola, Say, George, Ángela María, Nelson, la Gala, por ser el apoyo en los momentos mas difíciles y los culpables de muchos momentos de alegría.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. GEOMETRÍA DE FLUJO EN MEDIOS POROSOS	3
1.1. FLUJO RADIAL	3
1.2. FLUJO LINEAL	4
1.3. ECUACIONES DE FLUJO DE FLUIDOS	5
1.3.1. Ley de Darcy	6
1.3.2. Ecuaciones de flujo de fluidos	10
1.4. ANALISIS DE LA ECUACION DE FLUJO (Ley de Darcy)	31
1.5. DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES.....	40
1.5.1. Tipos de desplazamiento	41
1.5.2. Mecanismo de desplazamiento	43
1.5.3. Teoría de desplazamiento de Buckley y Leverett	48
1.6. DESCRIPCIÓN BÁSICA DEL MODELO FÍSICO COREFLOODING.....	72
1.6.1. Descripción del equipo	74
1.6.2. Sistema de inyección	75
1.6.3. Sistema <i>core holder</i> (porta núcleos)	76
2. SIMULACION DE LOS SISTEMAS DE FLUJO LINEAL Y RADIAL.....	80
2.1. SOFTWARE DE SIMULACION.....	80
2.2. METODOLOGIA DE SIMULACION	82
2.3. CONSTRUCCION DE LOS CASOS BASE DE SIMULACION PARA LOS MODELOS RADIAL Y LINEAL.....	85
2.3.1. Determinación de las dimensiones de los modelos de simulación	85
2.3.2. Propiedades roca – fluido	91
2.3.3. Condiciones de operación	92
2.4. CORRIDAS PRELIMINARES	92
2.4.1. Determinación del arreglo del grid en los modelos lineal y radial	93
2.4.2. Sensibilidad de parámetros en los modelos lineal y radial	94
2.4.3. Sensibilidad distancia entre pozos (L_p) contra porosidad (ϕ)	113
2.4.4. Sensibilidad ángulo del modelo radial ($\theta = 45^\circ$)	117
3. ANALISIS DE RESULTADOS	126

3.1.	ANALISIS DIFERENCIA FACTOR DE RECOBRO LINEAL – RADIAL..	126
3.2.	SENSIBILIDAD DE PARAMETROS	135
3.2.1.	Sensibilidad del volumen poroso	136
3.2.2.	Sensibilidad de la viscosidad del aceite	138
3.2.3.	Sensibilidad de la tasa de inyección	141
3.3.	METODOLOGIA PARA DETERMINAR EL FACTOR DE RECOBRO DE SISTEMAS RADIALES, MEDIANTE DATOS DE LABORATORIO	143
3.4.	HERRAMIENTA PARA RELACIONAR EL COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE RECOBRO DE SISTEMAS LINEALES Y RADIALES.....	150
3.5.	EJEMPLO PRACTICO.....	159
3.5.1.	Descripción de la prueba de laboratorio	159
3.5.2.	Propiedades del arreglo de núcleos empleados en la prueba	162
3.5.3.	Resultados de la hoja de calculo para la prueba en el arreglo A1	167
	<i>CONCLUSIONES</i>	<i>172</i>
	<i>RECOMENDACIONES.....</i>	<i>174</i>
	<i>BIBLIOGRAFIA</i>	<i>175</i>
	<i>ANEXO A</i>	<i>177</i>
	<i>ANEXO B</i>	<i>186</i>

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Flujo radial ideal en la cara de un pozo productor.	4
Figura 2. Flujo lineal idealizado.....	5
Figura 3. Comportamiento del gradiente de presión vs la distancia para la ecuación de Darcy.	7
Figura 4. Comportamiento del gradiente de presión vs la distancia para la ecuación de Darcy, en un sistema radial horizontal.....	9
Figura 5. Modelo de flujo lineal.	12
Figura 6. Modelo de flujo radial.....	20
Figura 7. Grafica de ψ vs $\ln(r/r_w)$	29
Figura 8. Modelo para el flujo radial.....	36
Figura 9. Modelo para el flujo lineal.	37
Figura 10. Perfil de velocidad radial y lineal.....	40
Figura 11. Tipos de desplazamiento.	42
Figura 12. Mecanismo de desplazamiento.	44
Figura 13. Modelo lineal de una formación sometida a invasión con agua...	50
Figura 14. Dirección de flujo y convención de signos en yacimientos inclinados.....	52
Figura 15. Curvas de presión capilar y saturación de agua.	56
Figura 16. Curvas de permeabilidades efectivas y relativas en función de S_w . (según Dake).	60
Figura 17. Curva típica de flujo fraccional.....	60
Figura 18. Flujo fraccional de agua en función del ángulo de buzamiento. ...	62
Figura 19. Flujo fraccional de agua en función del ángulo de buzamiento. ...	63

Figura 20. Comparación de las curvas de flujo fraccional, roca mojada por petróleo y roca mojada por agua.	64
Figura 21. Efecto de la tasa de inyección sobre el flujo fraccional de agua (según Smith).....	65
Figura 22. Efecto de la viscosidad del petróleo sobre el flujo fraccional de agua (según Smith y Coob).	65
Figura 23. Efecto de la viscosidad del agua sobre el flujo fraccional de agua.	66
Figura 24. Esquema del elemento lineal de volumen $A \Phi \Delta x$	67
Figura 25. Arreglo de corazones en el modelo físico coreflooding para la inyección de agua.	73
Figura 26. Diagrama general del equipo de desplazamiento.....	76
Figura 27. Equipo de desplazamiento coreflooding.	77
Figura 28. Sistema del porta núcleos.....	78
Figura 29. Caso base del modelo de simulación lineal.....	87
Figura 30. Caso base del modelo de simulación radial.....	87
Figura 31. Dimensiones del modelo para el flujo radial.	89
Figura 32. Dimensiones del modelo para el flujo lineal.....	89
Figura 33. Factor de recobro para $\Phi = 0.2$	95
Figura 34. Factor de recobro para $\mu_o = 10$ cp y $\mu_w = 15$ cp.....	100
Figura 35. Curvas de permeabilidad relativa.	103
Figura 36. Factor de recobro para el sistema mojado por agua.	104
Figura 37. Factor de recobro para $L_p = 20$ cm y $L_p = 40$ cm.	108
Figura 38. Factor de recobro para $Q_{iny} = 1, 2, 3, 4$ y 5 cc/min.	111
Figura 39. Factor de recobro contra VP_{iny} para $Q_{iny} = 1, 2, 3, 4$ y 5 cc/min.	112

Figura 40. Modelos sensibilidad distancia entre pozos (L_p) contra porosidad (\emptyset).	115
Figura 41. Factor de recobro sensibilidad L_p contra \emptyset	116
Figura 42. Arreglos de los modelos de simulación radial y lineal, (análisis de θ).....	118
Figura 43. Factor de recobro caso 1 y caso 3 (análisis de θ).	120
Figura 44. Factor de recobro caso 1 y caso 2 (análisis de θ).	121
Figura 45. Modelo de simulación radial.	122
Figura 46. Modelo de simulación lineal.....	123
Figura 47. Diferencia factor de recobro lineal – radial (1/16 y 1/8 de circunferencia).	127
Figura 48. Diferencia factor de recobro lineal – radial (1/16 y 1/8 de Cir); Zona 1.....	128
Figura 49. Diferencia factor de recobro lineal – radial (1/16 y 1/8 de Cir); Zona 2.....	130
Figura 50. Perfil de Saturación de aceite promedio contra tiempo.....	131
Figura 51. Perfil de Saturación de aceite contra distancia, modelos lineal y radial.....	133
Figura 52. Distribución de saturaciones.....	135
Figura 53. Diferencia factor de recobro lineal – radial contra tiempo (Sensibilidad VP).	136
Figura 54. Diferencia factor de recobro lineal radial contra VP inyectados (Sensibilidad VP)	138
Figura 55. Diferencia factor de recobro lineal – radial contra tiempo (Sensibilidad μ_o).....	139
Figura 56. Diferencia factor de recobro lineal – radial contra VP inyectados (Sensibilidad μ_o).....	140

Figura 57. Diferencia factor de recobro lineal – radial contra tiempo (Sensibilidad Qiny).....	142
Figura 58. Diferencia factor de recobro lineal – radial contra VP inyectados (Sensibilidad Qiny).....	142
Figura 59. Curva general de diferencia de factor de recobro lineal - radial contra VPiny hasta tiempo de ruptura.....	145
Figura 60. Curva general de diferencia de factor de recobro lineal - radial contra VPiny desde tiempo de ruptura hasta 2 VPiny.....	146
Figura 61. Curva general de diferencia de factor de recobro lineal - radial contra VPiny desde 2 VPiny en adelante.....	147
Figura 62. Interface herramienta para relacionar el FR lineal y radial.....	153
Figura 63. Curvas de permeabilidad relativa para los modelos de la base de datos.....	154
Figura 64. Diferencia FR lineal - radial.....	169
Figura 65. Factor de recobro de laboratorio y radial calculado.....	170

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades roca - fluido.	38
Tabla 2. Condiciones de operación.....	39
Tabla 3. Ecuaciones simplificadas del flujo fraccional de agua.	58
Tabla 4. Especificaciones básicas del porta núcleos.	77
Tabla 5. Propiedades roca - fluido caso base (1/16 circunferencia).	91
Tabla 6. Condiciones de operación caso base (1/16 circunferencia).....	92
Tabla 7. Arreglos de los modelos de simulación radial y lineal caso base (1/16 circunferencia).	94
Tabla 8. Tiempo equivalente a 2.5 volúmenes porosos inyectados, Sensibilidad Φ	96
Tabla 9. Tiempos de ruptura sensibilidad porosidad.....	96
Tabla 10. Resultados factor de recobro sensibilidad porosidad.....	97
Tabla 11. Tiempos de ruptura sensibilidad viscosidad del aceite in situ.	100
Tabla 12. Resultados factor de recobro sensibilidad viscosidad del aceite in situ.	101
Tabla 13. Tiempos de ruptura sensibilidad distancia entre pozos.....	109
Tabla 14. Resultados factor de recobro sensibilidad distancia entre pozos.	110
Tabla 15. Tiempo equivalente a 2.5 Volúmenes Porosos Inyectados, Sensibilidad L_p	110
Tabla 16. Tiempos de ruptura de la sensibilidad de la tasa de inyección en el modelo lineal y radial.	112
Tabla 17. Propiedades de los arreglos.	116

Tabla 18. Arreglos de los modelos de simulación radial y lineal, (análisis de θ).....	119
Tabla 19. Condiciones de operación caso base (1/8 circunferencia).....	124
Tabla 20. Propiedades roca – fluido caso base (1/8 circunferencia).....	124
Tabla 21. Arreglos de los modelos de simulación radial y lineal caso base (1/8 de circunferencia).	125
Tabla 22. Porcentaje de error al aplicar las ecuaciones para diferentes valores de viscosidad de aceite.	147
Tabla 23. Ecuaciones generales para determinar la diferencia de factor de recobro lineal - radial.	148
Tabla 24. Valores de Φ en los modelos lineal y radial para la sensibilidad del VP.	151
Tabla 25. Escenarios para el volumen poroso variando μ_0 y Q_{iny}	152
Tabla 26. Aceite in situ relacionado a cada valor de volumen poroso.	155
Tabla 27- Propiedades Petrofísicas básicas de los núcleos del Campo A.	163
Tabla 28. Propiedades del arreglo de núcleos del Campo A.	164
Tabla 29. Datos Waterflooding laboratorio arreglo A1; 2003.	164
Tabla 30. Datos de búsqueda, laboratorio - hoja de cálculo.	167

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DE SISTEMAS LINEALES Y RADIALES A ESCALA DE LABORATORIO SOMETIDOS A PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA, MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA.*

AUTOR: JUANITA MARITZA ESTUPIÑAN UMAÑA **

PALABRAS CLAVES: Pruebas de desplazamiento mediante inyección de agua, sistema de flujo lineal, sistema de flujo radial, factor de recobro, diferencia de factor de recobro lineal – radial, simulación numérica.

En este trabajo se realiza un estudio de simulación numérica del desplazamiento de aceite mediante inyección de agua en medios porosos en sistemas lineales y radiales a escala de laboratorio, y mediante sensibilidad de parámetros geométricos y operacionales, se planteará una herramienta que permita relacionar el factor de recobro de los sistemas bajo estudio.

Para llevar a cabo este trabajo se desarrollaron tres fases, en la primera se determinaron las dimensiones de los modelos de flujo lineal y radial y se construyeron los modelos de simulación para cada caso, donde se analizó la respuesta del factor de recobro en cada modelo, en la segunda fase se realizó una sensibilidad a las propiedades del yacimiento como porosidad, viscosidad del crudo y mojabilidad y a las condiciones de operación como distancia entre pozos y tasa de inyección, en la última fase se analizó el efecto de la variación de los parámetros anteriormente mencionados sobre la diferencia del factor de recobro obtenido en una prueba de desplazamiento con flujo lineal y otra con flujo radial.

Como resultado de este trabajo, se determinó que el factor de recobro obtenido en un sistema de flujo lineal es mayor que el de un sistema con flujo radial, además se encontró una curva típica que describe la diferencia entre el factor de recobro lineal menos el factor de recobro radial (ΔFR) contra el tiempo, en la cual se puede observar cómo la máxima diferencia entre el factor de recobro de cada sistema se presenta a tiempo de ruptura y luego esta diferencia se hace menor a medida que el tiempo de la prueba aumenta o en otras palabras cuando el medio poroso está alcanzando condiciones de saturación de aceite residual.

* Trabajo de Investigación

** Facultad de Ingenierías Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Msc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

SUMMARY

TITLE: COMPARATIVE STUDY OF THE BEHAVIOR OF LINEAR AND RADIAL SYSTEMS TO A LABORATORY SCALE UNDERGOING A PROCESS OF WATER INJECTION, THROUGH A NUMERICAL SIMULATION.*

AUTHOR: JUANITA MARITZA ESTUPIÑAN UMAÑA**

KEYWORDS: Tests of displacements through water injections, system of linear flow, system of radial flow, recover factor, difference of the factor of linear – radial recovery, numerical simulation.

In this task, a study is made about the numerical simulation of the displacement of oil through water injection, through porous mediums in linear and radial systems to the laboratory scale, and through the sensibility of geometric and operational parameters. A tool will be introduced that will allow to relate the factor of recovery of the systems under this study.

To make this assignment happen, three phases are developed. In the first phase, we determined the dimensions of the models of linear and radial flow, and models of simulation for each one were made, where the response of the recovery factor in each model was analyzed. In the second phase, a study of the sensibility to the properties of the oilfield, like viscosity and wetness of the oil and the conditions of operation like distance between oil wells and the rate of injection. In the last phase the effect of variation of the parameters previously mentioned about the difference of the recovery factor was analyzed, and it was obtained in the test of linear flow displacement and the other in the radial flow.

As a result of this research, what was determined was that the recovery factor obtained in a system of linear flow is greater than the radial flow system. In addition, an atypical curve was found that describes the difference between the recovery linear factor and the recovery radial factor (ΔFR) against time. In which it could be observed that the maximum difference of the recovery factor of each systems is presented at the time of rupture, and then this difference declines as the time of the test increases; in other words when the porous medium reaches the saturation conditions of residual oil.

* Research Work

** Faculty of Physic-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Msc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

INTRODUCCIÓN

Los estudios realizados en la industria petrolera mediante simulaciones numéricas y físicas, buscan representar el comportamiento del flujo en medios porosos de una forma lo más cercana posible a lo que ocurre en el yacimiento. A nivel de laboratorio, se implementan pruebas de desplazamiento lineal y radial, con las que se intenta reproducir las condiciones de flujo en la roca, y que eventualmente se presentarían a escala de campo. Sin embargo, representar las condiciones de flujo en un yacimiento que comprende el manejo de áreas mucho mayores, y propiedades tales como la saturación de agua, la porosidad, la permeabilidad que dependiendo del yacimiento que se este manejando pueden o no ser constantes a lo largo de toda el área del mismo, son elementos que hacen que cuando se emplean arreglos de núcleos en serie (pruebas de desplazamiento lineal) o lechos empacados de arena sintética (pruebas de desplazamiento radial), se haga necesario un minucioso análisis de los resultados obtenidos, de manera que éstos sean suficientemente representativos.

Emplear modelos de laboratorio o realizar simulaciones numéricas constituyen alternativas que permiten entender y predecir los fenómenos físicos de un sistema lineal y un sistema radial con el fin de hacer análisis de parámetros operacionales como la tasa de inyección y características geométricas del medio poroso, para de este modo determinar cuales son más sensibles y que hacen que el comportamiento de estos dos sistemas sea diferente.

Este trabajo busca desarrollar por medio de simulación numérica, un estudio comparativo del comportamiento de sistemas lineales y radiales a escala de laboratorio sometidos a procesos de inyección de agua, y de este modo establecer una metodología que permita relacionar los resultados de factor de recobro obtenidos para cada sistema de flujo.

1. GEOMETRÍA DE FLUJO EN MEDIOS POROSOS

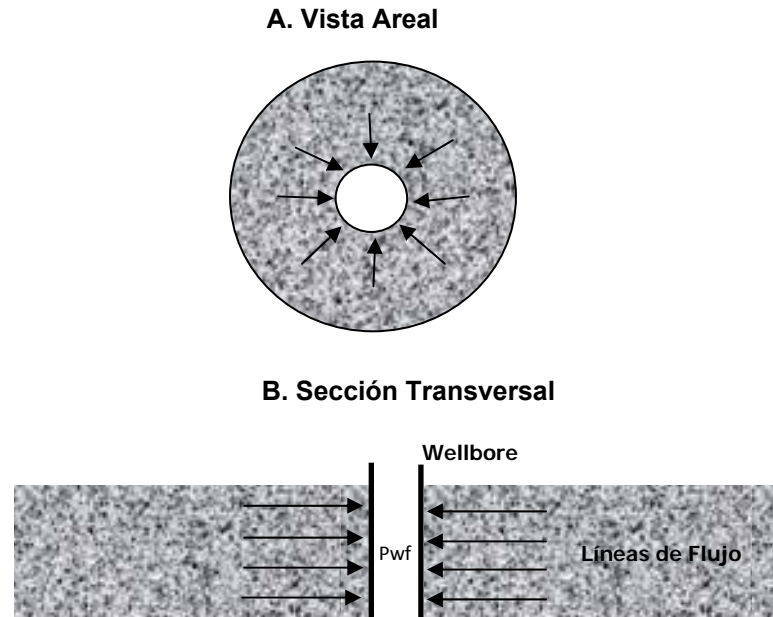
Los yacimientos de hidrocarburos poseen formas con geometrías bastante irregulares y difíciles de describir. En algunos casos es posible obtener una rigurosa descripción matemática de su geometría, mediante el uso de simuladores numéricos. La forma del yacimiento tiene un efecto significativo en el comportamiento del flujo en medios porosos; para propósitos ingenieriles, la geometría del desplazamiento de fluidos es representada por uno de los siguientes modelos de flujo:

- Flujo Radial
- Flujo Lineal

1.1. FLUJO RADIAL

En ausencia de grandes heterogeneidades en el yacimiento, el flujo cerca de la cara del pozo (inyector o productor) seguirá líneas de flujo radial. El término flujo radial es característico del flujo de fluido en la cara del pozo. La **Figura 1** muestra las líneas de flujo idealizadas para un sistema de flujo radial en un pozo productor, donde la sección del área transversal al flujo disminuye a medida que la distancia respecto a la cara del pozo productor disminuye; en un pozo inyector ocurrirá lo mismo sólo que las líneas de flujo tendrán la dirección opuesta a las que se presentan en la **Figura 1**, de esta manera se tiene que la sección del área transversal al flujo se incrementa a medida que la distancia respecto a la cara del pozo inyector aumenta.

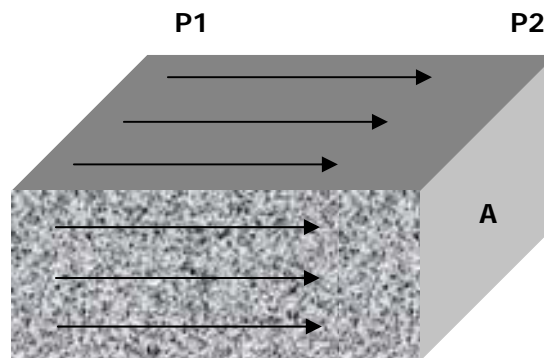
Figura 1. Flujo radial ideal en la cara de un pozo productor.



1.2. FLUJO LINEAL

El flujo lineal ocurre cuando las trayectorias de flujo son paralelas y el flujo de fluido se mueve en una sola dirección. Además, la sección del área transversal al flujo es siempre constante. La **Figura 2** muestra un sistema de flujo lineal idealizado. Unas de las aplicaciones más comunes de la ecuación de flujo lineal idealizado son el flujo de fluido en fracturas hidráulicas y/o naturales verticales u horizontales y la representación del flujo lejos de la cara del pozo.

Figura 2. Flujo lineal idealizado.



1.3. ECUACIONES DE FLUJO DE FLUIDOS

Para describir el comportamiento del flujo de fluidos en un yacimiento se emplean las ecuaciones de flujo, estas varían su forma de acuerdo a la combinación de variables empleadas (Por ejemplo; tipo de flujo, tipos de fluidos, geometría del yacimiento, etc.).

Las ecuaciones de flujo pueden ser desarrolladas combinando la ecuación de conservación de masa (balance de masa), la ecuación de transporte ó balance de cantidad de movimiento (Ecuación de Darcy) y varias ecuaciones de estado. Debido a que todas las ecuaciones de flujo se consideran dependientes de la ley de Darcy, es de vital importancia, iniciar por considerar esta relación de transporte.

1.3.1. Ley de Darcy

La ley fundamental del movimiento de fluidos en medios porosos es la Ley de Darcy. En el año de 1856, en la ciudad francesa de Dijon, el ingeniero Henry Darcy se interesó por los factores que influían en el flujo de agua a través de materiales arenosos, ya que le fue encomendada la misión de estudiar la red de abastecimiento de la ciudad y para esto debía diseñar filtros de arena con los cuales se purificara el agua. La expresión matemática desarrollada, establece que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido. Para un sistema lineal horizontal, esta relación es:

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dP}{dx} \quad \text{Ec. 1}$$

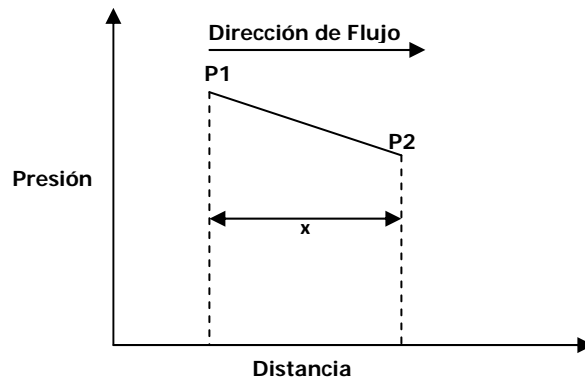
Donde v , es la velocidad aparente en centímetros por segundo y es igual a q/A , siendo q la tasa de flujo volumétrico en centímetros cúbicos por segundo y A la sección total de área transversal de la roca en centímetros cuadrados. En otras palabras, A tiene en cuenta tanto el área de la roca como el de los canales porosos. La viscosidad del fluido, μ , es expresada en unidades de centipoises, y el gradiente de presión, dP/dx , está en atmósferas por centímetros. Este último se toma en la misma dirección de v y q . La constante de proporcionalidad, k , es la *permeabilidad* de la roca expresada en unidades Darcy. El signo negativo en la Ecuación (1) se añade debido a que el gradiente de presión es negativo en la dirección del flujo como se muestra en La **Figura 3**.

La permeabilidad (k) es una propiedad intrínseca del medio poroso, donde de acuerdo al siguiente análisis dimensional, sus dimensiones son $[L^2]$.

A partir de la ley de Darcy:

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\mu}{k}v$$

Figura 3. Comportamiento del gradiente de presión vs la distancia para la ecuación de Darcy.



Se establecen las dimensiones de cada término, así:

$$\frac{\partial P}{\partial x} [=] \frac{M}{T^2 L^2}$$

$$\mu [=] \frac{M}{LT}$$

$$v [=] \frac{L}{T}$$

Para obtener una ecuación dimensionalmente consistente se despejan las dimensiones de k con base a las dimensiones mencionadas anteriormente, para obtener:

$$k = - \frac{\mu v}{\left(\frac{\partial P}{\partial x} \right)}$$

$$k [=] \frac{\left(\frac{M}{LT} \right) \left(\frac{L}{T} \right)}{\left(\frac{M}{T^2 L^2} \right)} [=] \frac{MT^2 L^3}{MLT^2}$$

$$k [=] L^2$$

Para un sistema radial horizontal, el gradiente de presión es positivo en un pozo productor (**Figura 4**) y la ecuación de Darcy puede ser expresada en la siguiente forma radial generalizada:

$$v = \frac{q_r}{A_r} = \frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)_r \quad \text{Ec. 2}$$

Donde:

$q_r =$ Tasa de flujo volumétrico en un radio r

$A =$ Sección de área transversal al flujo en un radio r

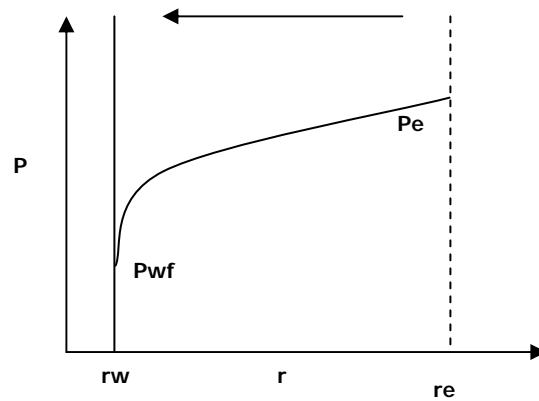
$(dP/dr) =$ Gradiente de presión en un radio r

$v =$ velocidad aparente en un radio r

$\mu =$ viscosidad del fluido

k = permeabilidad del medio poroso

Figura 4. Comportamiento del gradiente de presión vs la distancia para la ecuación de Darcy, en un sistema radial horizontal.



La sección de área transversal en un radio r es en principio el área superficial de un cilindro. Para un pozo penetrado en su totalidad y con un espesor neto h , la sección de área transversal A_r esta dada por:

$$A_r = 2\pi rh \quad \text{Ec. 3}$$

La Ley de Darcy (Ec. 1) tiene validez sólo cuando las velocidades de flujo y el gradiente de presión, son relativamente pequeños; adicionalmente, el régimen de flujo debe ser laminar. En este caso se dice que el flujo se rige por las fuerzas viscosas.

En resumen, la Ley de Darcy es aplicable sólo cuando existen las siguientes condiciones:

- Flujo laminar.
- Flujo en estado estable.
- Fluidos incompresibles.
- Formación homogénea.

En el caso de flujo turbulento, el cual ocurre a altas velocidades, el gradiente de presión se incrementa en una relación mayor, esto se debe a la tasa de flujo y hace necesaria la modificación de la ecuación de Darcy. Aplicar la ecuación de Darcy cuando se presenta flujo turbulento puede conducir a errores de considerable magnitud al arrojar predicciones desviadas de la realidad.

1.3.2. Ecuaciones de flujo de fluidos

Teniendo en cuenta que el alcance de este trabajo es desarrollar mediante simulación numérica, un estudio comparativo que permita relacionar el comportamiento de sistemas de desplazamiento lineal y radial a escala de laboratorio, sometidos a procesos de inyección de agua, el análisis de las ecuaciones que permiten describir el comportamiento del flujo del agua inyectada y del aceite desplazado es de vital importancia. Para este caso, las *ecuaciones de flujo lineal y radial de fluidos incompresibles y ligeramente compresibles*, son las que permiten describir el comportamiento del agua inyectada y el aceite desplazado respectivamente.

De esta forma se mostrará el desarrollo matemático de estas ecuaciones en **estado estable**, como definición previa; el flujo en estado estable representa la condición que existe cuando la presión a través del yacimiento no cambia

con el tiempo. Las aplicaciones del flujo en estado estable para describir el comportamiento del flujo de varios tipos de fluidos en yacimientos con diferentes geometrías, son presentadas a continuación:

- Flujo lineal de fluidos incompresibles
- Flujo lineal de fluidos ligeramente compresibles
- Flujo lineal de fluidos compresibles
- Flujo radial de fluidos incompresibles
- Flujo radial de fluidos ligeramente compresibles
- Flujo radial de fluidos compresibles

1.3.2.1. Flujo lineal de fluidos incompresibles (agua)

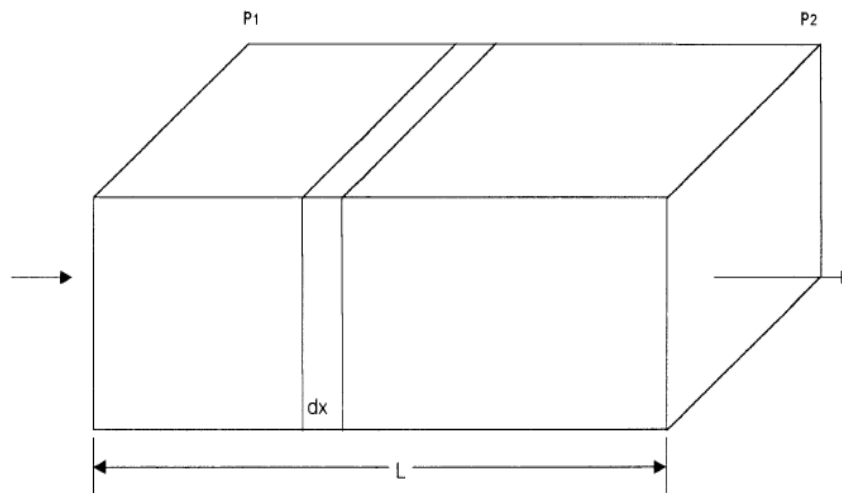
En el sistema lineal, se asume que el flujo ocurre a través de una sección de área transversal constante A , donde los dos extremos están completamente abiertos al flujo. Se asume además que no hay flujo cruzado entre las caras del tope y la base como se muestra en la **Figura 5**.

Si un fluido incompresible está fluyendo a través del elemento dx , entonces la velocidad del fluido v y la tasa de flujo q son constantes en todo los puntos. El comportamiento del flujo en este sistema puede ser expresado por la forma diferencial de la ecuación de Darcy, (Ec. 4), separando las variables de esta ecuación e integrando sobre la longitud del sistema lineal se tiene:

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dP}{dx} \quad \text{Ec. 4}$$

$$\frac{q}{A} \int_0^L dx = -\frac{k}{\mu} \int_{P_1}^{P_2} dP \quad \text{ó} \quad q = \frac{kA(P_1 - P_2)}{\mu L}$$

Figura 5. Modelo de flujo lineal.



Fuente: AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing. 2001.

Es conveniente expresar la anterior ecuación en unidades de campo:

$$q = \frac{1.127 * 10^{-3} kA(P_1 - P_2)}{\mu L}$$

Ec. 5

Donde:

q = tasa de flujo, bbl / día

k = permeabilidad absoluta, md

P = presión, psia

μ = viscosidad, cp

L = distancia, pie

A = sección de área transversal, pie²

1.3.2.2. Flujo lineal de fluidos ligeramente compresibles

La Ecuación 6 describe la relación que existe entre la presión y el volumen para un fluido ligeramente compresible:

$$V = V_{ref} [1 + c(P_{ref} - P)] \quad \text{Ec. 6}$$

Donde:

P = presión, psia

V = volumen a una presión P , pie³

P_{ref} = presión inicial (de referencia), psia

V_{ref} = volumen del fluido a la presión inicial (de referencia), pie³

c = coeficiente de compresibilidad isotérmico del fluido en consideración

$$c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P}$$

La anterior ecuación puede ser modificada y se escrita en términos de la tasa de flujo como:

$$q = q_{ref} [1 + c(P_{ref} - P)] \quad \text{Ec. 7}$$

Donde q_{ref} es la tasa de flujo en alguna presión de referencia P_{ref} .
Sustituyendo la anterior ecuación en la ecuación de Darcy se tiene:

$$\frac{q}{A} = \frac{q_{ref} [1 + c(P_{ref} - P)]}{A} = -1.127 * 10^{-3} \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dx}$$

Separando las variables y arreglándolas:

$$\frac{q_{ref}}{A} \int_0^L dx = -1.127 * 10^{-3} \frac{k}{\mu} \int_{P_1}^{P_2} \left[\frac{dP}{1 + c(P_{ref} - P)} \right]$$

Integrando:

$$q_{ref} = \left[\frac{1.127 * 10^{-3} kA}{\mu c L} \right] \text{Ln} \left[\frac{1 + c(P_{ref} - P_2)}{1 + c(P_{ref} - P_1)} \right] \quad \text{Ec. 8}$$

Donde:

q_{ref} = tasa de flujo a una presión de referencia P_{ref} , bbl / día

P_1 = presión a la entrada del elemento diferencial (**Figura 5**), psi

P_2 = presión a la salida del elemento diferencial (**Figura 5**), psi

$k = \text{permeabilidad, md}$

$\mu = \text{viscosidad, cp}$

$c = \text{compresibilidad promedio del fluido, psi}^{-1}$

1.3.2.3. Flujo lineal de fluidos compresibles (Gases)

Para un flujo laminar de gas en un sistema lineal homogéneo, la ecuación de estado de gas real puede ser aplicada para calcular el número de moles de gas n a una presión P , temperatura T y un volumen V :

$$n = \frac{PV}{zRT}$$

En condiciones estándar, el volumen ocupado por n moles es dado por:

$$V_{sc} = \frac{nz_{sc}RT_{sc}}{P_{sc}}$$

Combinando las dos ecuaciones anteriores y asumiendo que $z_{sc}=1$ se tiene:

$$\frac{PV}{zT} = \frac{P_{sc}V_{sc}}{T_{sc}}$$

Equivalentemente, la anterior ecuación puede ser expresada en términos de la tasa de flujo como:

$$\frac{5.615Pq}{zT} = \frac{P_{sc}Q_{sc}}{T_{sc}}$$

Reagrupando términos:

$$\left(\frac{P_{sc}}{T_{sc}}\right)\left(\frac{zT}{P}\right)\left(\frac{Q_{sc}}{5.615}\right) = q \quad \text{Ec. 9}$$

Donde:

q = tasa de flujo de gas a una presión P , bbl/día

Q_{sc} = tasa del flujo de gas a condiciones estándar, scf/día

z = factor de compresibilidad del gas

T_{sc}, P_{sc} = temperatura y presión estándar, °R y psia, respectivamente

Reemplazando la tasa de flujo de gas q con la ecuación de Darcy (Ec. 4), se tiene:

$$\frac{q}{A} = \left(\frac{P_{sc}}{T_{sc}}\right)\left(\frac{zT}{P}\right)\left(\frac{Q_{sc}}{5.615}\right)\left(\frac{1}{A}\right) = -1.127 \cdot 10^{-3} \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dx}$$

La constante $1.127 \cdot 10^{-3}$ es para convertir de las unidades de la ecuación de Darcy a unidades de campo.

Separando variables y arreglando productos:

$$\left[\frac{q_{sc} P_{sc} T_{sc}}{6.328 \cdot 10^{-3} k T_{sc} A} \right] \int_0^L dx = - \int_{P_1}^{P_2} \frac{P}{z \mu_g}$$

Asumiendo constante z y μ_g en la presión especificada, P_1 y P_2 e integrando se tiene:

$$Q_{sc} = \frac{3.164 * 10^{-3} T_{sc} A k (P_1^2 - P_2^2)}{P_{sc} T L z \mu_g}$$

Donde:

Q_{sc} = tasa de flujo de gas a condiciones estándar, scf/dia

k = permeabilidad, md

T = temperatura, °R

μ_g = viscosidad del gas, cp

A = sección de área transversal, pie²

L = longitud total del sistema lineal, pie

Reemplazando $P_{sc}=14.7$ psi y $T_{sc}=520$ °R en la anterior ecuación se tiene:

$$Q_{sc} = \frac{111.924 * 10^{-3} A k (P_1^2 - P_2^2)}{T L z \mu_g} \quad \text{Ec. 10}$$

Es importante resaltar que las propiedades del gas z y μ_g son fuerte función de la presión, pero éstas han sido removidas de la integral para simplificar la forma final de la ecuación de flujo de gas. La anterior ecuación es valida para aplicaciones cuando la presión es menor a 2000psi. Las propiedades del gas deben ser evaluadas a una presión promedio como se define a continuación:

$$\bar{P} = \sqrt{\frac{P_1^2 + P_2^2}{2}} \quad \text{Ec.}$$

11

1.3.2.4. Flujo radial de fluidos incompresibles

En un sistema de flujo radial, todos los fluidos se mueven en dirección al pozo productor desde todas las direcciones. Antes de que el flujo pueda ocurrir, sin embargo, debe existir un diferencial de presión. De este modo, si un pozo está produciendo aceite, lo cual implica un flujo de fluido a través de la formación a la cara del pozo, la presión de la formación en la cara del pozo debe ser menor a la presión de la formación en algún punto distante del pozo. La presión de la formación en la cara del pozo de un pozo productor es conocida como “*bottom-hole flowing pressure (flowing BHP, P_{wf})*”.

La **Figura 6**, ilustra esquemáticamente el flujo radial de un fluido incompresible en dirección a un pozo vertical. La formación es considerada con un espesor constante h y una permeabilidad constante k . Debido a que el fluido es incompresible, la tasa de flujo q debe ser constante en todo el radio. Ya que la condición de flujo es *estado-estable*, el perfil de presión alrededor del pozo se mantiene constante con el tiempo.

P_{wf} representa la presión del flujo en el fondo del pozo en r_w y P_e denota la presión externa en el radio de drenaje. La ley de Darcy descrita por la ecuación 12 puede ser usada para determinar la tasa de flujo en cualquier radio r según la ecuación 13:

$$v = \frac{q_r}{A_r} = \frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)_r$$

Ec. 12

$$v = \frac{q}{A_r} = 1.127 * 10^{-3} \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dr}$$

Ec. 13

Donde:

v = velocidad aparente del fluido, bbl/día-pie²

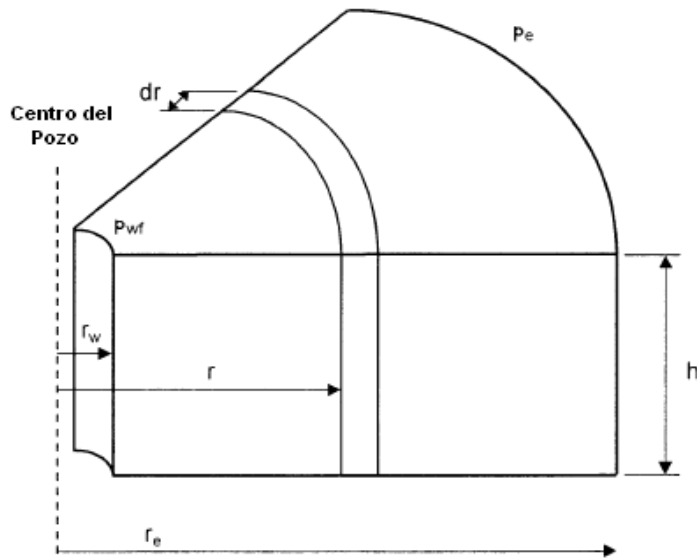
q = tasa de flujo en un radio *r*, bbl/día

k = permeabilidad, md

A_r = sección de área transversal en un radio *r*, pie²

1.127*10⁻³ = factor de conversión para expresar la ecuación en unidades de campo.

Figura 6. Modelo de flujo radial.



Fuente: AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing. 2001.

El signo menos no es requerido para el sistema radial mostrado en la **Figura 6**, ya que el radio incrementa en la misma dirección de la presión. En otras palabras, como el radio incrementa a medida que se aleja del pozo, la presión también incrementa. En cualquier punto en el yacimiento la sección de área transversal a través de la cual ocurre el flujo será el área superficial de un cilindro, la cual es $2\pi rh$:

$$v = \frac{q}{A_r} = \frac{q}{2\pi rh} = 1.127 * 10^{-3} \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dr}$$

La tasa de flujo para un sistema de crudo es normalmente expresada en unidades de superficie, *stock-tank barrels* (STB), mas que en unidades de yacimiento. Usando el símbolo Q_o para representar el flujo de aceite expresado en STB/día, entonces:

$$q = B_o Q_o$$

Donde B_o es el factor volumétrico de formación en bbl/STB. La tasa de flujo según la ecuación de Darcy puede ser expresada en STB/día:

$$\frac{Q_o B_o}{2\pi r h} = 1.127 * 10^{-3} \frac{k}{\mu_o} \frac{dP}{dr}$$

Integrando la anterior ecuación entre dos radios r_1 y r_2 donde las presiones son P_1 y P_2 se obtiene:

$$\int_{r_1}^{r_2} \left(\frac{Q_o}{2\pi h} \right) \frac{dr}{r} = 1.127 * 10^{-3} \int_{P_1}^{P_2} \left(\frac{k}{\mu_o B_o} \right) dP \quad \text{Ec. 14}$$

Para un sistema incompresible en una formación uniforme, la ecuación 14 puede ser simplificada a:

$$\frac{Q_o}{2\pi h} \int_{r_1}^{r_2} \frac{dr}{r} = \frac{1.127 * 10^{-3} k}{\mu_o B_o} \int_{P_1}^{P_2} dP$$

Desarrollando la integral, se tiene:

$$Q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} kh(P_2 - P_1)}{\mu_o B_o \ln(r_2/r_1)}$$

Frecuentemente los dos radios de interés son: el radio del pozo r_w y el radio externo o de drenaje r_e . Luego:

$$Q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} kh(P_e - P_w)}{\mu_o B_o \ln(r_e/r_w)} \quad \text{Ec. 15}$$

Donde:

Q_o = tasa de flujo de aceite, STB / día.

P_e = presión externa, psi

P_{wf} = presión de fondo fluyendo, psi

k = permeabilidad, md

μ_o = viscosidad del aceite, cp

B_o = factor volumétrico de formación del aceite, bbl / STB

h = espesor, pie

r_e = radio externo de drenaje, pie

r_w = radio del pozo, pie

El radio externo (de drenaje) r_e es usualmente determinado del espaciamiento entre pozos igualando el área del espaciamiento entre pozos con la de un círculo,

$$\pi r_e^2 = 43560A \quad \text{ó}$$

$$r_e = \sqrt{\frac{43560A}{\pi}}$$

Ec. 16

Donde A es el espaciamiento entre pozos en acres.

En la práctica, ni el radio externo ni el radio del pozo son generalmente conocido con precisión. Afortunadamente, estos entran en la ecuación como un logaritmo, de modo que el error será menor que el error en el radio.

La ecuación 15 puede ser arreglada para calcular la presión P en cualquier radio r:

$$P = P_{wf} + \left[\frac{Q_o B_o \mu_o}{7.08 * 10^{-3} kh} \right] \ln \left(\frac{r}{r_w} \right) \quad \text{Ec. 17}$$

1.3.2.5. Flujo radial de fluidos ligeramente compresibles

Crapie et al. (1990) usaron la ecuación 7 para expresar la dependencia de la tasa de flujo con la presión para fluidos ligeramente compresibles. Si esta ecuación es sustituida en la forma radial de la ley de Darcy se obtiene la siguiente igualdad:

$$\frac{q}{A_r} = \frac{q_{ref} [1 + c(P_{ref} - P)]}{2\pi hr} = 1.127 * 10^{-3} \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dr}$$

Donde q_{ref} es la tasa de flujo a alguna presión de referencia P_{ref} .

Separando las variables en la anterior ecuación e integrando sobre la longitud del medio poroso se tiene:

$$\frac{q_{ref} \mu}{2\pi kh} \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} = 1.127 * 10^{-3} \int_{P_{wf}}^{P_e} \frac{dP}{1 + c(P_{ref} - P)} \quad \text{ó}$$

$$q_{ref} = \left[\frac{7.08 * 10^{-3} kh}{\mu c \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \right] \ln \left[\frac{1 + c(P_e - P_{ref})}{1 + c(P_{wf} - P_{ref})} \right]$$

Donde q_{ref} es la tasa de flujo a alguna presión de referencia P_{ref} . Escogiendo la presión de fondo fluyendo como la presión de referencia y expresando la tasa de flujo en STB/día se tiene:

$$Q_o = \left[\frac{7.08 * 10^{-3} kh}{\mu_o B_o c_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \right] \ln [1 + c_o (P_e - P_{wf})] \quad \text{Ec. 18}$$

Donde:

$c_o =$ coeficiente de compresibilidad isotérmico, psi^{-1}

$Q_o =$ tasa de flujo de aceite, STB / día

$k =$ permeabilidad, md

1.3.2.6. Flujo radial de fluidos compresibles (Gases)

La forma básica diferencial de la ecuación de Darcy para un flujo laminar horizontal es válida para describir el flujo de los dos sistemas gases y líquidos. Para un flujo radial de gas, la ecuación de Darcy toma la siguiente forma:

$$q_{gr} = \frac{1.127 * 10^{-3} (2\pi r h) k}{\mu_g} \frac{dP}{dr} \quad \text{Ec. 19}$$

Donde:

q_{gr} = tasa de flujo de gas en un radio r , bbl / día

r = distancia radial, pie

h = espesor de la zona, pie

μ_g = viscosidad del gas, cp

P = presión, psi

$1.127 \cdot 10^{-3}$ = constante de conversión de unidades Darcy a unidades de campo

La tasa de flujo de gas es usualmente expresada en scf/día. Refiriéndose a la tasa de flujo de gas en condiciones estándar como Q_g , la tasa de flujo de gas q_{gr} a una presión y una temperatura puede ser convertida a condiciones estándar aplicando la ecuación de estado de gas real a las dos condiciones:

$$\frac{5.615 q_{gr} P}{zRT} = \frac{Q_g P_{sc}}{z_{sc} R T_{sc}} \quad \text{ó}$$

$$\left(\frac{P_{sc}}{5.615 T_{sc}} \right) \left(\frac{zT}{P} \right) Q_g = q_{gr} \quad \text{Ec. 20}$$

Donde:

P_{sc} = presión estándar, psia

T_{sc} = temperatura estándar, °R

Q_g = tasa de flujo de gas, scf / día

q_{gr} = tasa de flujo de gas en un radio r , bbl / día

P = presión en un radio r , psia

T = temperatura del yacimiento, °R

z = factor de compresibilidad del gas a P y T

z_{sc} = factor de compresibilidad del gas a condiciones estándar ≈ 1.0

Combinando las ecuaciones 19 y 20:

$$\left(\frac{P_{sc}}{5.615T_{sc}}\right)\left(\frac{zT}{P}\right)Q_g = \frac{1.127 \cdot 10^{-3}(2\pi rh)k}{\mu_g} \frac{dP}{dr}$$

Asumiendo que $T_{sc}=520^\circ R$ y $P_{sc}=14.7$ psia:

$$\left(\frac{TQ_g}{kh}\right)\frac{dr}{r} = 0.703\left(\frac{2P}{\mu_g z}\right)dP \quad \text{Ec. 21}$$

Integrando la ecuación 21 desde las condiciones en el pozo (r_w y P_{wf}) hasta cualquier punto en el yacimiento (r y P) se tiene:

$$\int_{r_w}^r \left(\frac{TQ_g}{kh}\right)\frac{dr}{r} = 0.703 \int_{P_{wf}}^P \left(\frac{2P}{\mu_g z}\right)dP \quad \text{Ec. 22}$$

Aplicando las condiciones de la ley de Darcy en la ecuación 22:

- **Flujo en estado estable** el cual requiere que Q_g sea constante en todo el radio
- **Formación homogénea** lo cual implica que k y h son constantes

$$\left(\frac{TQ_g}{kh}\right) \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) = 0.703 \int_{P_{wf}}^P \left(\frac{2P}{\mu_g z}\right) dP$$

El término $\int_{P_{wf}}^P \left(\frac{2P}{\mu_g z}\right) dP$ puede ser expandido y se tiene:

$$\int_{P_{wf}}^P \left(\frac{2P}{\mu_g z}\right) dP = \int_0^P \left(\frac{2P}{\mu_g z}\right) dP - \int_0^{P_{wf}} \left(\frac{2P}{\mu_g z}\right) dP$$

Combinando las anteriores ecuaciones se tiene:

$$\left(\frac{TQ_g}{kh}\right) \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) = 0.703 \left[\int_0^P \left(\frac{2P}{\mu_g z}\right) dP - \int_0^{P_{wf}} \left(\frac{2P}{\mu_g z}\right) dP \right] \quad \text{Ec.}$$

23

La integral $\int_0^P (2P/\mu_g z) dP$ es llamada *potencia del gas real* o *pseudo-presión*

del gas real y es usualmente representada por $m(P)$ o ψ . Así que:

$$m(P) = \psi = \int_0^P \left(\frac{2P}{\mu_g z}\right) dP \quad \text{Ec. 24}$$

La ecuación 23 puede ser rescrita en términos de la pseudo-presión del gas real y se tiene:

$$\left(\frac{TQ_g}{kh}\right) \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) = 0.703(\psi - \psi_w) \quad \text{ó}$$

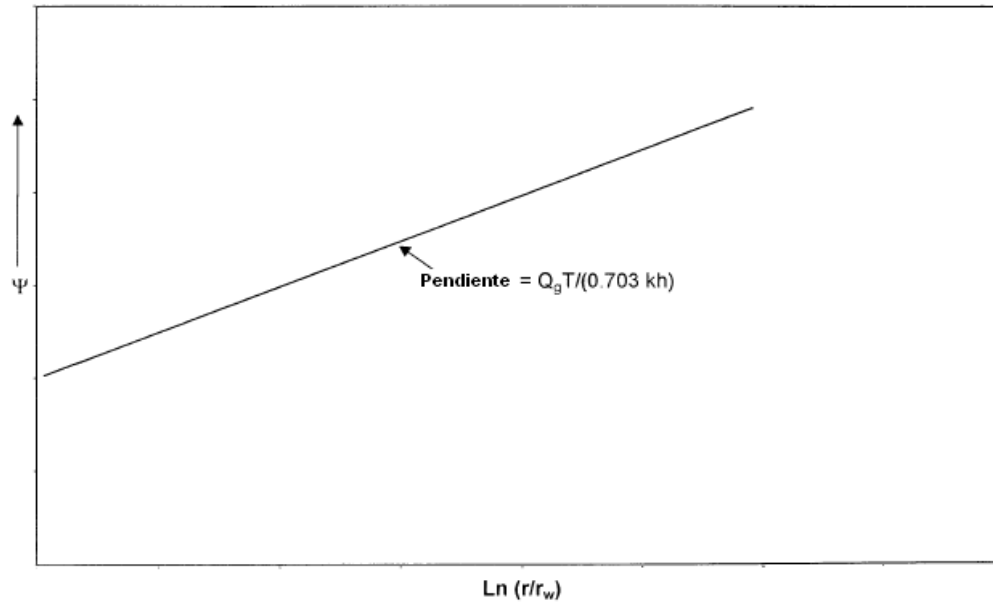
$$\psi = \psi_w + \frac{Q_g T}{0.703kh} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \quad \text{Ec. 25}$$

La ecuación 25 indica que una grafica de ψ vs $\ln(r/r_w)$ dará una línea recta con pendiente $(Q_g T/0.703kh)$ y el intercepto será ψ_w (**Figura 7**).

La tasa de flujo de gas es dada exactamente por:

$$Q_g = \frac{0.703kh(\psi - \psi_w)}{T \ln(r/r_w)} \quad \text{Ec. 26}$$

Figura 7. Grafica de ψ vs $\ln(r/r_w)$.



Fuente: AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing. 2001.

En el caso particular donde $r = r_e$, entonces:

$$Q_g = \frac{0.703kh(\psi_e - \psi_w)}{T \ln(r_e/r_w)} \quad \text{Ec. 27}$$

Donde:

ψ_e = pseudo-presión del gas real evaluada desde 0 a P_e , psi^2 / cp

ψ_w = pseudo-presión del gas real evaluada desde 0 a P_{wf} , psi^2 / cp

k = permeabilidad, md

r_e = radio de drenaje, pie

r_w = radio del pozo, pie

Q_g = tasa de flujo de gas, scf / día.

La tasa de flujo de gas es comúnmente expresada en Mscf/día:

$$Q_g = \frac{kh(\psi_e - \psi_w)}{1422T \ln(r_e/r_w)} \quad \text{Ec. 28}$$

Donde Q_g = tasa de flujo de gas, Mscf/día.

La ecuación 28 puede ser expresada en términos de la presión promedio del yacimiento P_r en lugar de presión inicial del yacimiento P_e como:

$$Q_g = \frac{kh(\psi_r - \psi_w)}{1422T [\ln(r_e/r_w) - 0.5]} \quad \text{Ec. 29}$$

Para calcular la integral en la ecuación 28, los valores de $(2P/\mu_g z)$ son evaluados para varios valores de presión P . Luego $(2P/\mu_g z)$ contra P es graficado en escala cartesiana y el área bajo la curva es calculada numérica o gráficamente, donde el área bajo la curva desde $P=0$ hasta cualquier presión P representa el valor de ψ correspondiente a P .

Luego de desarrollar todas las ecuaciones de flujo de fluido en sistemas lineales y radiales en medios porosos para los diferentes tipos de fluidos que se pueden presentar en el yacimiento: agua, aceite y gas, es importante recordar que al aplicar estas en el caso de un pozo productor o inyector se

debe tener presente la dirección del flujo y el diferencial de presión para asignar los respectivos signos a las ecuaciones.

1.4. ANALISIS DE LA ECUACION DE FLUJO (Ley de Darcy)

La ley de Darcy ha sido aplicada para describir, con algunas limitaciones, el movimiento de otros fluidos, incluyendo dos o más fluidos inmiscibles, en rocas consolidadas y otros medios porosos. La ley de Darcy establece que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido:

$$v = -1.127 * 10^{-3} \frac{k}{\mu} \left[\frac{dP}{ds} - 0.433\gamma \cos \alpha \right] \quad \text{Ec. 30}$$

Donde:

v = velocidad aparente, bbls / día-pie²

k = permeabilidad, milidarcy (md)

μ = viscosidad del fluido, cp

P = presión, psia

s = distancia a lo largo de la trayectoria del fluido, pie

γ = gravedad específica del fluido (siempre relativa al agua)

α = ángulo medido en dirección contraria a las manecillas del reloj desde la vertical a la dirección positiva de s .

El término $\left[\frac{dP}{ds} - 0.433\gamma \cos \alpha \right]$ representa la fuerza de empuje. Esta puede ser causada por el gradiente de presión y/o el gradiente hidráulico. En muchos casos de interés, el gradiente hidráulico, casi siempre presente, es pequeño comparado con el gradiente de presión del fluido y es frecuentemente despreciado. En otros casos, como yacimientos producidos por bombeo en los cuales la presión se ha depletado, y yacimientos con expansión de capa de gas con características de un buen drenaje gravitacional, los gradientes hidráulicos son importantes y deben ser considerados.

La velocidad aparente, v , es igual a qB/A donde q es la tasa de flujo volumétrico en STB/día, B es el factor volumétrico de formación y A es la aparente o total sección de área transversal de la roca en pies cuadrados (pie^2). En otras palabras, A incluye el área de la roca tanto bien como el área de los canales porosos. El gradiente de presión del fluido, dp/ds , es tomado en la misma dirección tanto de v como de q . El signo negativo en frente de la constante $1.127 \cdot 10^{-3}$ indica que el flujo es tomado como positivo en la dirección positiva de s , luego la presión disminuirá en esa dirección así que la pendiente de dp/ds es negativa (**Figura 3**).

La ley de Darcy solo aplica en la región de flujo laminar; en flujo turbulento, el cual se presenta cuando hay altas velocidades, el gradiente de presión incrementa en mayor proporción que la tasa de flujo. Afortunadamente, excepto en algunos casos donde las tasas de producción o inyección son muy grandes en la vecindad a la cara del pozo, el flujo en el yacimiento y en

la mayoría de pruebas de laboratorio es por definición, laminar y la ley de Darcy es válida.

Con el fin de mencionar los regímenes de flujo que se pueden presentar tanto en la cara del pozo como en el yacimiento, es importante definir el número adimensional con el que se trabaja, para definir cada uno de los regímenes; estos números son:

Reynolds de poro (Re_p):

$$Re_p = \frac{\rho V_{poro} d_{poro}}{\mu} = \frac{4\rho V \tau}{(1-\phi)\mu a_{vd}} \quad \text{Ec. 31}$$

Reynolds de partícula (Re_{part}):

$$Re_{part} = \frac{\rho V d_{part}}{\mu} \quad \text{Ec. 32}$$

Reynolds de intersticial (Re_i):

$$Re_i = \frac{\rho V_i d_{part}}{\mu} = \frac{\rho V d_{part}}{\phi \mu} \quad \text{Ec. 33}$$

La razón por la cual se utiliza este Reynolds, es que este, es el que mejor describe la estructura del medio poroso, al relacionar tres parámetros estructurales, como lo son: el tamaño de la partícula indirectamente por

medio de a_{vd} (área de superficie específica dinámica), la tortuosidad τ y la porosidad ϕ .

De acuerdo a la velocidad de flujo y la naturaleza del medio poroso, diferentes tipos de patrones de flujo han sido observados para fluidos Newtonianos. Dybbs y Edwards sugirieron la existencia de 4 distintos regímenes de flujo:

Régimen Darcy o de flujo lento: en este el flujo es dominado por las fuerzas viscosas; y, la distribución de velocidad es determinada por una geometría local. Finaliza cuando el $Re_p = 4.3$.

Régimen de flujo de inercia o de Forchheimer: se inicia cuando las capas límites se vuelven más marcadas y aparecen los núcleos de inercia. El flujo en este caso, es laminar no lineal estable. Se dice que llega a su final cuando $Re_p = 180$.

Régimen de flujo laminar inestable: esta caracterizado por la incidencia de una estela de oscilaciones y el desarrollo de remolinos. Como criterio práctico, fue propuesto como límite, un $Re_p = 900$.

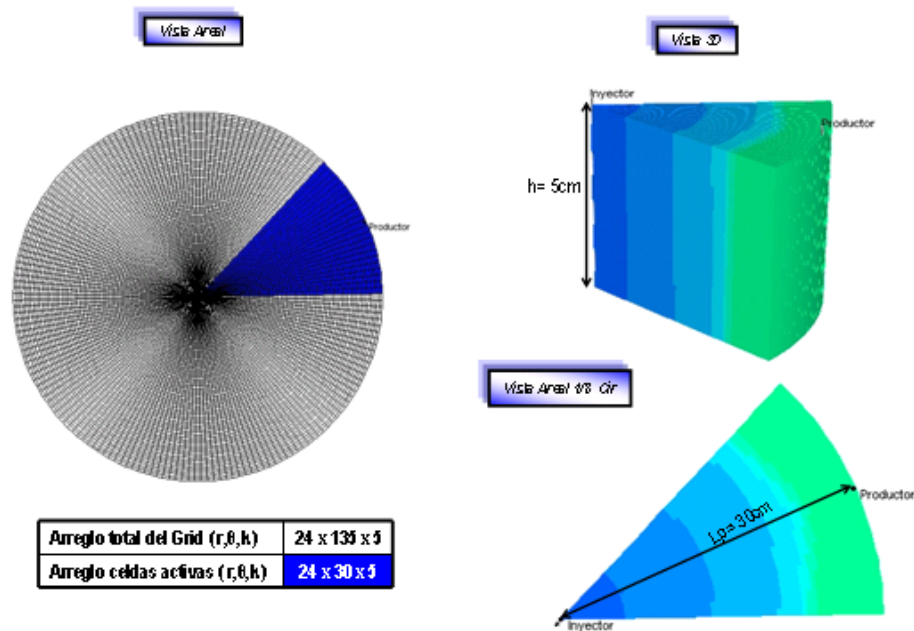
Régimen de flujo altamente inestable y caótico: se parece cualitativamente al flujo turbulento en tuberías y es dominado por remolinos. Los distintos estudios que se han realizado, aún no coinciden en un límite para este régimen.

En la literatura han sido reportados una gran cantidad de números de Reynolds que delimitan las transiciones entre los diferentes regímenes de flujo, pero estos valores de Re_p son un patrón a seguir. Los valores límites van a depender de las estructuras de los lechos empacados utilizados para el modelamiento y de la definición misma del número de Reynolds (Reynolds de poro, de partícula e intersticial).

Partiendo del análisis de la ecuación de Darcy se estudiará de la misma forma que se hizo con la presión, el comportamiento de la velocidad del fluido a lo largo de la trayectoria del fluido, en un sistema de flujo lineal y uno de flujo radial.

En el caso del flujo radial, se considera para el análisis del perfil de velocidad la trayectoria del flujo desde el pozo inyector hasta el pozo productor en un modelo cilíndrico, pero sólo se analizará el flujo en $1/8$ de circunferencia (**Figura 8**), el cual representa el comportamiento del flujo que se tendría en un yacimiento en ausencia de heterogeneidades. Para el caso del flujo lineal, el análisis se realizará sobre un modelo cartesiano idealizado (con la geometría de un cajón rectangular) donde el área transversal al flujo desde el pozo inyector hasta el pozo productor se mantiene constante (**Figura 9**).

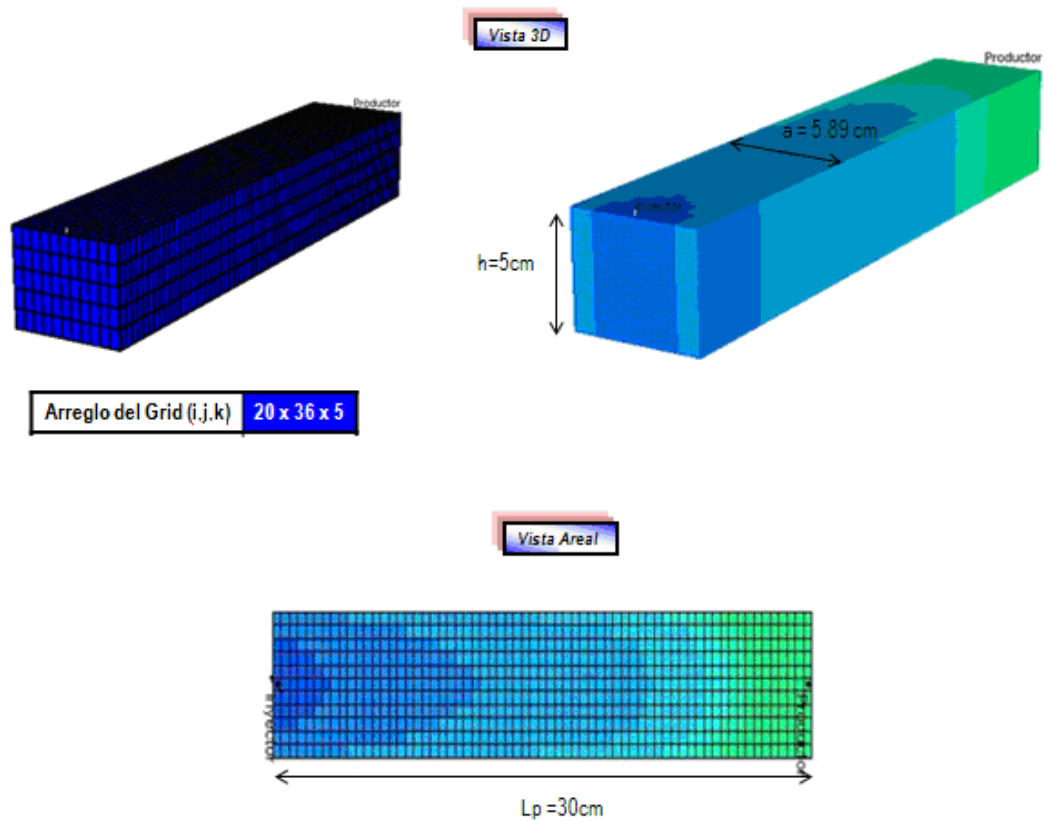
Figura 8. Modelo para el flujo radial.



Fuente: Tomado y modificado de Simulador CMG

Para realizar una comparación entre el comportamiento del perfil de velocidad en los dos sistemas (lineal y radial), se mantienen iguales las propiedades de roca y fluido, el volumen poroso, la distancia entre pozos, y las condiciones de operación tales como la tasa de inyección, presión de inyección y presión de fondo en el pozo productor, (**Tabla 1 y 2**).

Figura 9. Modelo para el flujo lineal.



Fuente: Tomado y modificado de Simulador CMG.

De la definición de velocidad aparente ($v = qB/A$), se puede determinar la velocidad del fluido en un cualquier punto a través de toda la trayectoria del flujo entre el pozo inyector y el pozo productor. Se observa que para el flujo lineal la velocidad tendrá un valor constante en cualquier punto de la trayectoria (**Figura 10**), ya que se maneja una tasa de inyección constante y debido a que el factor volumétrico es un valor fijo característico del fluido que se tiene lo único que hace variar la velocidad es el área transversal al flujo, la cual es constante en este caso.

Tabla 1. Propiedades roca - fluido.

PROPIEDADES ROCA FLUIDO		
PROPIEDAD	VALOR	UNIADES
API	32	°API
Viscosidad Aceite	3	Cp
Porosidad	0.2	Fracción
Kx, Ky	300	Md
Kz	100	Md
Mojabilidad	Neutra	
Temperatura Yacimiento	122	°F
Presión de Burbuja	59.21	Psia
VP	176	cm ³

Mientras que para el flujo radial la velocidad muestra valores muy altos en la cercanía al pozo inyector y a medida que se aleja de este el valor de la velocidad empieza a declinar llegando un punto en que esta se hace casi constante (**Figura 10**), debido a que la velocidad es inversamente proporcional al área transversal, en la cercanías del pozo inyector esta es muy pequeña y por esto se tienen valores altos de velocidad, mientras que a medida que el flujo se aleja el área se hace más grande y la variación de esta ya no afecta de manera significativa el valor de la velocidad y es por esto que en el perfil se puede observar la tendencia de esta a un valor constante a distancias considerables del pozo inyector.

Tabla 2. Condiciones de operación.

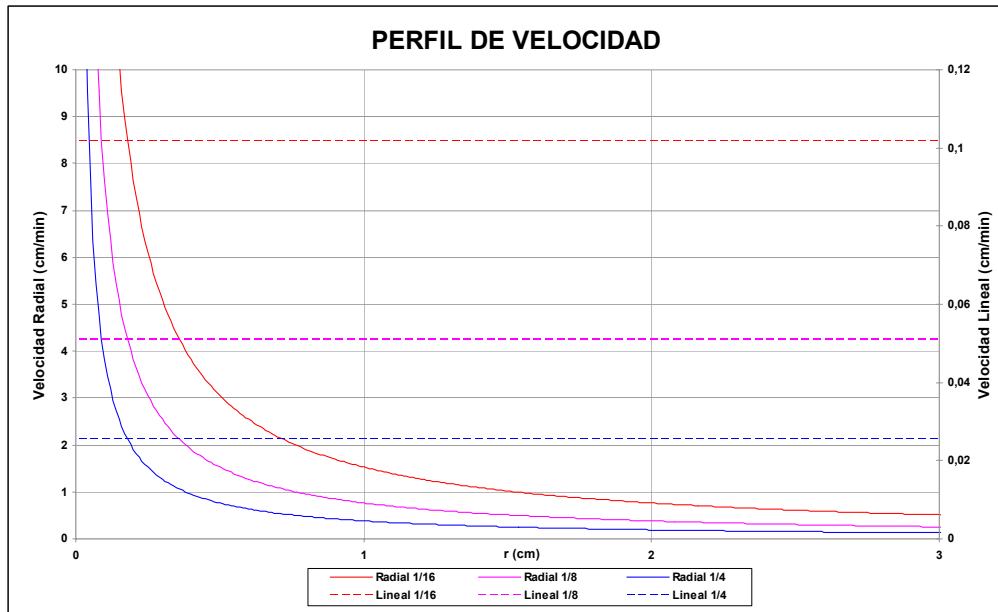
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
PARAMETRO	VALOR	UNIDADES
Presión de Inyección	2500	Psia
Presión de Fondo en el Pozo Productor	1200	Psia
Tasa de Inyección	3	cm ³ / min

Para obtener el perfil de velocidad radial se hallaron los valores de velocidad tomando deltas de s de 0.01cm con el fin de que el perfil fuera lo mas exacto posible. Estos cálculos se pueden observar detalladamente en el **Anexo A**.

Al graficar estos dos comportamientos en el mismo plot, (**Figura 10**) se observa que el valor de la velocidad lineal comparado con el de la velocidad del flujo radial cuando esta presenta la tendencia a ser constante, la velocidad en el flujo lineal muestra un valor mayor. Luego es importante aclarar que las altas velocidades en el flujo radial en las cercanías al pozo inyector se deben únicamente al área transversal tan pequeña en la cara del pozo comparada con la del yacimiento.

La diferencia entre los dos perfiles de velocidad y su incidencia sobre el factor de recobro en procesos de inyección de agua en pruebas de laboratorio es el principal objetivo de este estudio. Esto se analizará mediante modelos de simulación numérica y se desarrollara en capítulos posteriores.

Figura 10. Perfil de velocidad radial y lineal.



1.5. DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES

El petróleo crudo no tiene habilidad para salir por si mismo de los poros de la roca del yacimiento en los cuales se encuentra, más bien sale por el empuje de un fluido asociado al petróleo como el gas, o por la acumulación de otros fluidos como el agua.

Este proceso, mediante el cual un fluido pasa a ocupar el lugar de otro en un medio poroso, se conoce como desplazamiento. Generalmente los fluidos desplazantes son el agua y el gas, y el desplazado el petróleo.

Además del desplazamiento de petróleo por el efecto de un fluido en solución, el petróleo también puede ser recuperado por un desplazamiento similar al ocasionado por un pistón. Esto se logra con la aplicación de fuentes de energía, como es el caso de un yacimiento con empuje por agua o por una capa de gas; en ambos casos ocurre un desplazamiento inmisible del petróleo, bien sea por el avance del acuífero o por la expansión del volumen de la capa de gas. En operaciones de recuperación secundaria cuando se inyecta agua o gas en los yacimientos de petróleo, también ocurre desplazamientos inmiscibles.

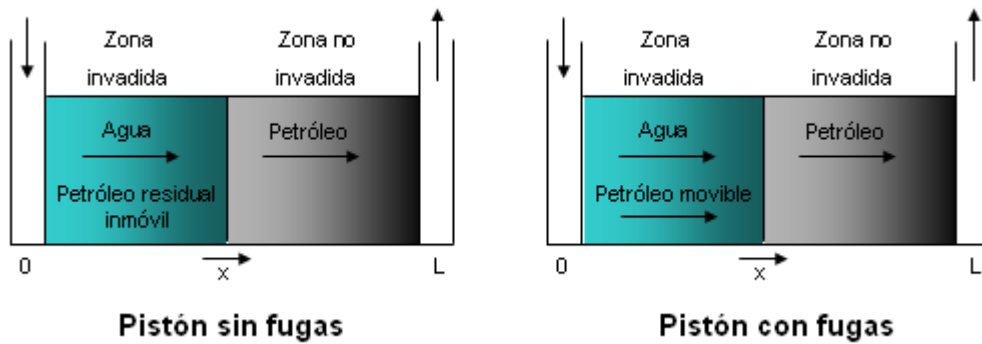
Para que exista el desplazamiento es necesario que el fluido desplazante disponga de más energía que el desplazado. A medida que se inyecta el primero, se va formando un frente de separación y se comienza a distinguir dos zonas en el yacimiento; una no invadida, donde se va formando un banco de petróleo debido al petróleo que es desplazado hacia delante. Detrás de ese banco se tiene la zona invadida, formada por el fluido inyectado (agua o gas) y el petróleo remanente.

1.5.1. Tipos de desplazamiento

Como se observa en la **Figura 11**, el desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en el medio poroso puede ser de dos tipos:

- Pistón sin fugas
- Pistón con fugas

Figura 11. Tipos de desplazamiento.



En ellos se distinguen dos fases:

La fase inicial o antes de la ruptura, la cual es responsable de casi toda la producción del fluido desplazado y donde el fluido producido no contiene fluido desplazante.

La fase subordinada o después de ruptura, donde existe producción de ambas fases, desplazante y desplazada, considerándose que la primera arrastra a la segunda por el camino de flujo.

1.5.1.1. Desplazamiento pistón sin fugas

Ocurre cuando el petróleo remanente en la zona invadida no tiene movilidad. En esta zona la saturación del fluido desplazante es máxima y la del petróleo es la residual. Cuando el fluido desplazante llega a los pozos productores, se dice que se ha producido ruptura.

1.5.1.2. Desplazamiento pistón con fugas

En este caso el petróleo remanente tiene cierta movilidad y ocurre flujo de las dos fases en la zona invadida donde la saturación de petróleo es mayor que la residual. Cuando el fluido desplazante llega a los pozos productores se siguen produciendo cantidades variables de petróleo.

1.5.2. Mecanismo de desplazamiento

El desplazamiento de un fluido por otro fluido 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.

El mecanismo de desplazamiento de una inyección de agua en un yacimiento homogéneo, se puede presentar en cuatro etapas que son:

- Condiciones iniciales (antes de la inyección)
- La invasión
- La ruptura del agua
- Posterior a la ruptura

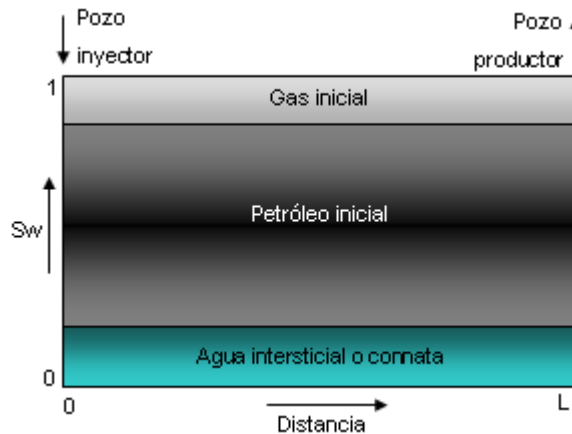
La **Figura 12 (A, B, C y D)** muestra la distribución de saturación de los fluidos durante las diferentes etapas de la invasión.

1.5.2.1. Condiciones iniciales antes de la invasión

Considerando un yacimiento homogéneo en el cual los fluidos se mueven horizontalmente. Suponiendo que a través del yacimiento las saturaciones son constantes y que, al momento de iniciarse la inyección de agua, el yacimiento ha sido producido por agotamiento natural durante la primera fase de su producción primaria. Como sucede a menudo, la presión actual del yacimiento será menor que la presión de burbuja del petróleo original en el yacimiento. Existirá, pues, una fase de gas presente, la cual de acuerdo con las suposiciones también será uniforme a través del yacimiento, tal como se observa en la **Figura 12.A**.

Figura 12. Mecanismo de desplazamiento.

Figura 12. A. Distribución esquemática de los fluidos antes de la inyección.

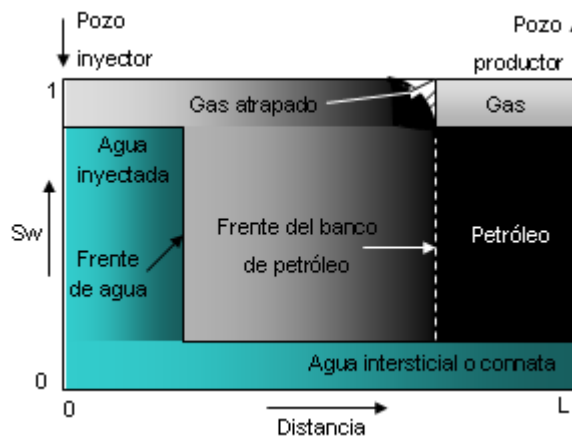


1.5.2.2. La invasión a un determinado tiempo

El comienzo de la inyección de agua está acompañado por un aumento de la presión en el yacimiento, que es mayor alrededor de los pozos inyectores y declina hacia los pozos productores.

A medida que continúa la inyección de agua, parte del petróleo se desplaza hacia delante para formar un banco de petróleo. Este empuja con efectividad el gas altamente móvil hacia delante, aunque bajo ciertas condiciones parte del gas puede ser atrapado por dicho banco, ocupando un espacio que de otra manera contendría petróleo residual. Detrás del banco de petróleo se forma el banco de agua, donde únicamente están presentes el agua inyectada y el petróleo residual (mas el gas atrapado). La **Figura 12.B** muestra la distribución de los fluidos en el yacimiento durante el proceso de inyección de agua.

Figura 12. B. Distribución esquemática de los fluidos a un cierto tiempo durante la inyección.



1.5.2.3. Llone

Todo el gas, excepto el atrapado, se desplaza de la porción inundada del yacimiento antes de que se produzca el petróleo. A esto se le denomina “llone” y para lograrlo, la acumulación de agua inyectada debe ser igual al volumen del espacio ocupado por el gas móvil en el yacimiento.

Durante este periodo, parte del gas se redissuelve con el petróleo que va contactando, mientras que el remanente fluye hacia los pozos productores. El llone puede representarse por un frente de petróleo que viaja mas rápido que el frente de agua y detrás del cual, la saturación de gas se encuentra en su valor residual. La llegada del frente de petróleo a los pozos productores marca el final del periodo de llone.

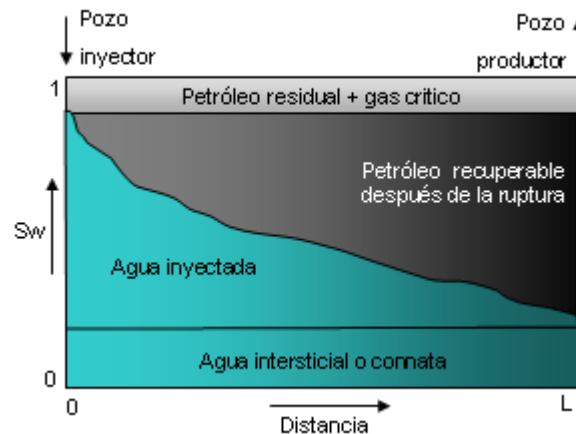
Detrás del frente de agua, la saturación de petróleo se va reduciendo progresivamente a medida que el petróleo va siendo desplazado por la corriente de agua, hasta que, finalmente, se alcanza la saturación de petróleo residual.

1.5.2.4. Ruptura

Cuando se alcanza el llone, el avance del frente continua, pero la tasa de producción de petróleo aumenta y eventualmente es igual a la tasa de inyección de agua (en términos de volúmenes de yacimiento). Si la saturación de agua inicial de la formación es menor que la requerida para fluir, la producción del petróleo durante esta fase estará libre de agua. El comienzo de una producción significativa de agua es el signo de que se ha

producido ruptura del frente de agua en el pozo. La **Figura 12.C** muestra las saturaciones de los fluidos en el momento en que se alcanza la ruptura.

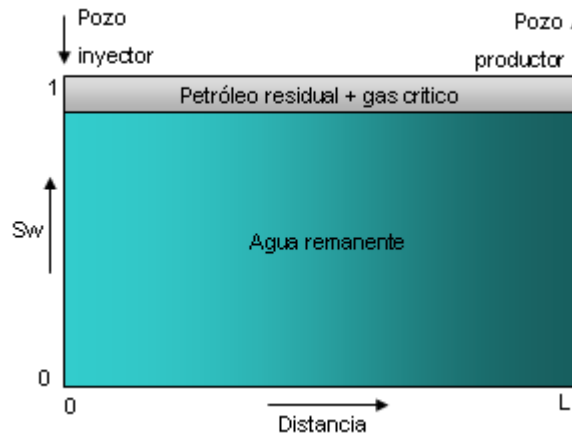
Figura 12. C. Distribución esquemática de los fluidos en el momento de la ruptura.



1.5.2.5. 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. Durante esta fase final de inyección, el área barrida aumentará y esto puede proveer suficiente producción de petróleo para justificar la continuación de la inyección. El proceso finalizará cuando la inyección de agua no sea viable económicamente. Finalmente, al llegar la etapa de agotamiento de la inyección de agua, la porción inundada del yacimiento contendrá únicamente petróleo residual y agua. La **Figura 12.D** muestra la distribución final de saturación de los fluidos después que concluye la inyección de agua.

Figura 12. D. Distribución esquemática de los fluidos en el momento del abandono.



1.5.3. Teoría de desplazamiento de Buckley y Leverett

La teoría de Buckley y Leverett para estudiar el desplazamiento de un fluido no humectante por otro humectante o viceversa, considera dos fluidos inmiscibles: desplazante y desplazado, y su desarrollo se basa en el concepto de permeabilidades relativas y en la idea de un desplazamiento tipo pistón con fugas; esto significa que existe una cantidad considerable de petróleo que queda detrás del frente de invasión debido a la superficie irregular que presenta el medio poroso. La teoría de un desplazamiento tipo pistón es sin duda una simplificación en el caso de un yacimiento sujeto a un barrido lineal, ya que si bien es cierto que detrás del frente existe una región de flujo de dos fases, esta región es a menudo de extensión limitada y su influencia resulta insignificante, pues representa menos del 5% del volumen poroso.

La mayor limitación de esta teoría es que se aplica a un sistema lineal, como es el caso cuando ocurre un empuje natural de agua, una inyección periférica de agua o una expansión de la capa de gas; pero esto no es lo que sucede

en muchos de los arreglos de pozos existentes en las operaciones de recuperación secundaria que no podría simularse en una sola dimensión. Sin embargo, usando el concepto de eficiencia de barrido, se puede utilizar algunas técnicas que permiten extender estos cálculos a sistemas no lineales.

La teoría de desplazamiento, además de suponer flujo lineal y continuo de dos fases, también supone la formación homogénea, con una saturación de agua connota constante a lo largo del yacimiento; igualmente se consideran constantes la tasa de inyección y el área perpendicular al flujo. Por último, supone que, para que existan condiciones de equilibrio, la presión y temperatura del yacimiento también deben permanecer constantes.

Aunque esta teoría puede aplicarse al desplazamiento de petróleo con gas o agua, en sistemas humectados por petróleo o por agua, en la deducción de las ecuaciones básicas que se mostrará en el siguiente apartado, solo se considerará el desplazamiento de petróleo con agua en un sistema mojado preferencialmente por agua, en cuyo caso, la presión de desplazamiento debe ser mayor que la presión de burbuja del aceite *in situ*.

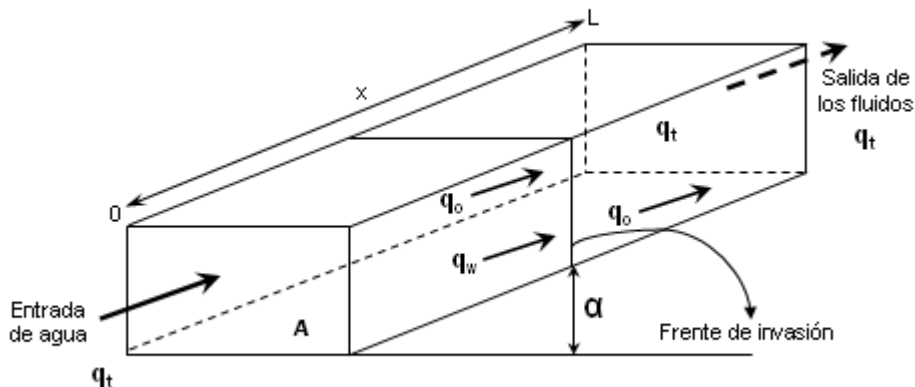
La formulación matemática de la teoría desarrollada originalmente por Leverett, permite determinar la saturación de la fase desplazante en el frente de invasión en el sistema lineal. Posteriormente, Welge realizó una extensión que permite calcular la saturación promedio de la fase desplazante y la eficiencia de desplazamiento; además, determinó la relación que existe entre la saturación de la fase desplazante en el extremo de salida del sistema y la cantidad de agua inyectada a ese tiempo.

1.5.3.1. Ecuación de flujo fraccional

El desarrollo de esta ecuación se atribuye a Leverett y para deducirla, se considera un desplazamiento tipo pistón con fugas, en el cual el fluido desplazado es el petróleo y el desplazante es agua.

Sea el caso general de una formación homogénea con permeabilidad k y porosidad Φ , saturada con petróleo y agua connata, sometida a la inyección de fluidos a una tasa q_t . Tal como se muestra en la **Figura 13**, la formación se encuentra inclinada un cierto ángulo, α , con respecto a la horizontal y tiene una longitud L y un área seccional A .

Figura 13. Modelo lineal de una formación sometida a invasión con agua.



Como se desea modelar el flujo de dos fluidos inmiscibles a través del medio poroso, se aplicará la ley de Darcy generalizada para cada uno de los fluidos, resultando las siguientes ecuaciones:

$$q_w = -\frac{k_w A}{\mu_w} \left(\frac{\partial P_w}{\partial x} + C \rho_w g \text{Sen} \alpha \right) \quad \text{Ec. 34}$$

$$q_o = -\frac{k_o A}{\mu_o} \left(\frac{\partial P_o}{\partial x} + C \rho_o g \text{Sen} \alpha \right) \quad \text{Ec.35}$$

Donde:

q_w = tasa de flujo de agua en cm^3/seg

q_o = tasa de flujo de petróleo en cm^3/seg

k_w = permeabilidad efectiva al agua en darcy

k_o = permeabilidad efectiva al petróleo en darcy

μ_w = viscosidad del agua en cp

μ_o = viscosidad del agua en cp

A = área total de la formación perpendicular al flujo en cm^2

$\partial P_w / \partial x$ = gradiente de presión en la fase agua en atm/cm

$\partial P_o / \partial x$ = gradiente de presión en la fase petróleo en atm/cm

C = factor de conversión = $1/(1.0133 \cdot 10^6)$ que permite expresar en unidades consistentes el término de gravedad y el término $\partial P_c / \partial x$, cuando las densidades de los fluidos se expresan en g/cm^3

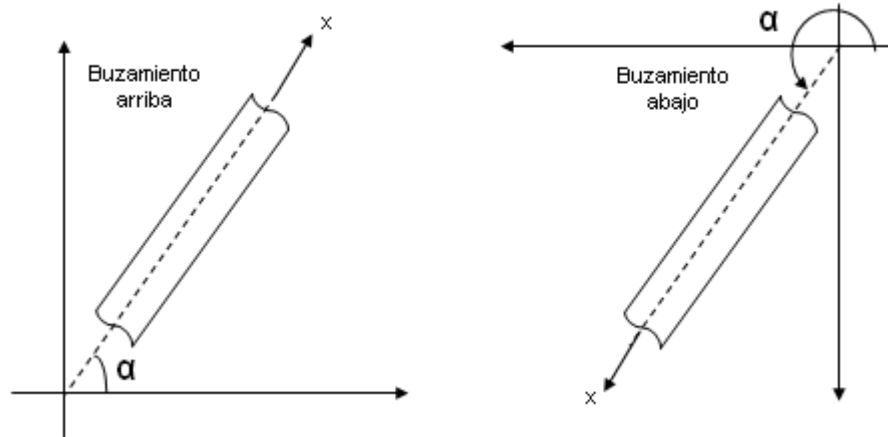
ρ_w = densidad del agua en g/cm^3

ρ_o = densidad del petróleo en g/cm^3

$g = \text{aceleración de la gravedad } (= 980 \text{ cm/seg}^2)$

$\alpha = \text{ángulo medido desde la horizontal hacia la dirección de flujo, en sentido contrario al de las agujas del reloj, en grados (Figura 14).}$

Figura 14. Dirección de flujo y convención de signos en yacimientos inclinados.



Considerando el medio poroso preferencialmente mojado por agua, puede establecerse por definición de presión capilar:

$$P_c = P_o - P_w \quad \text{Ec. 36}$$

Puesto que P_c es una función de varias variables, puede diferenciarse parcialmente la ecuación 36, para obtener el gradiente de presión capilar en dirección del flujo; luego:

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\partial P_w}{\partial x} \quad \text{Ec. 37}$$

Sustituyendo $\partial P_o / \partial x$, $\partial P_w / \partial x$ de las ecuaciones 34 y 35 en la ecuación 37 se obtiene:

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = -\frac{q_o \mu_o}{k_o A} - C \rho_o g S e n \alpha + \frac{q_w \mu_w}{k_w A} - C \rho_w g S e n \alpha \quad \text{Ec. 38}$$

Considerando que las condiciones de flujo son las correspondientes al flujo continuo o estacionario, la tasa de inyección total es igual a la suma del flujo de cada fase, por lo tanto:

$$q_t = q_w + q_o \quad \text{de donde} \quad q_o = q_t - q_w \quad \text{Ec. 39}$$

Sustituyendo q_o de la ecuación 39 en la ecuación 38 y despejando q_w , resulta:

$$q_w = \frac{\frac{q_t \mu_o}{k_o A} + \frac{\partial P_c}{\partial x} - C(\rho_w - \rho_o) g S e n \alpha}{\frac{\mu_o}{A k_o} + \frac{\mu_w}{A k_w}} \quad \text{Ec. 40}$$

Multiplicando numerador y denominador del segundo miembro de la ecuación 40 por $k_o A / \mu_o$ y dividiendo ambos miembros entre q_t , resulta lo que por definición se denomina flujo fraccional de agua, f_w .

$$f_w = \frac{1 + \frac{k_o A}{q_t \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - C \Delta \rho g S e n \alpha \right)}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}} \quad \text{Ec. 41}$$

Donde $\Delta\rho = \rho_w - \rho_o$

Ec.42

En unidades de campo, la ecuación 41 puede expresarse así:

$$f_w = \frac{1 + 1.127 \frac{k_o A}{q_t \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - 0.433 \Delta \gamma \text{Sen} \alpha \right)}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}} \quad \text{Ec. 43}$$

En este caso, las permeabilidades deben expresarse en darcy, las viscosidades en centipoise, el área en pies cuadrados, la tasa de inyección en BPD, el gradiente de presión capilar en lpc/pie, y la diferencia de gravedades específicas, $\Delta\gamma = \gamma_w - \gamma_o$, adimensional.

Si la roca es preferencialmente mojada por petróleo, $P_c = P_w - P_o$, cambia el signo del termino de $\partial P_c / \partial x$ en la ecuación 41 y en este caso se tiene:

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{1 - 1.127 \frac{k_o A}{q_t \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} + 0.433 \Delta \gamma \text{Sen} \alpha \right)}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}} \quad \text{Ec. 44}$$

Si se analiza la ecuación 44 se observa que existen tres fuerzas que controlan el flujo fraccional de agua: las fuerzas capilares, las fuerzas gravitacionales y las fuerzas viscosas.

Las **Fuerzas Capilares** aumentan el flujo fraccional y se representan por el siguiente término:

$$1.127 \frac{k_o A}{q_i \mu_o} \left(\frac{\frac{\partial P_c}{\partial x}}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}} \right)$$

Las **Fuerzas Gravitacionales** pueden disminuir o aumentar el flujo fraccional del agua, dependiendo de si el agua se inyecta buzamiento arriba o buzamiento abajo y se representan así:

$$\frac{0.488 \frac{k_o A}{q_i \mu_o} \Delta \gamma \text{Sen} \alpha}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}}$$

Las **Fuerzas Viscosas** dependen de las viscosidades de los fluidos y de las permeabilidades efectivas al petróleo y al agua, las cuales deben evaluarse a las respectivas saturaciones de petróleo y agua en puntos dentro de la zona invadida, de tal manera que $S_o + S_w = 1$. Estas fuerzas se representan en la ecuación 4.10 por el término:

$$\frac{1}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}}$$

En todas las ecuaciones de flujo fraccional se observa que la principal dificultad radica en la determinación del término $\partial P_c / \partial x$. Puesto que la

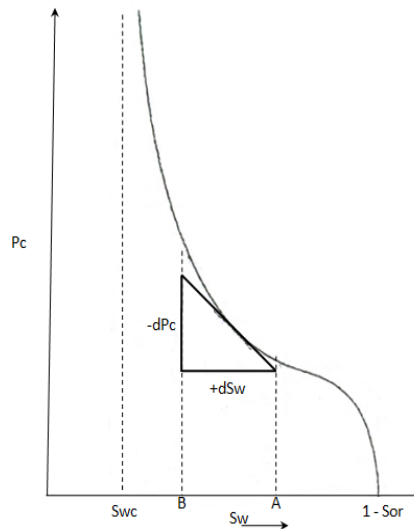
expresión o representación de P_c en función de x no es directamente posible, en su lugar se acostumbra obtener esta derivada mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = \frac{\partial P_c}{\partial S_w} * \frac{\partial S_w}{\partial x} \quad \text{Ec. 45}$$

El primer término a la derecha de esta ecuación es la pendiente de la curva de presión capilar, **Figura 15.A**, y es siempre negativo. El segundo, es la pendiente del perfil de saturación de agua en la dirección de flujo, tal como se muestra en la **Figura 15.B**.

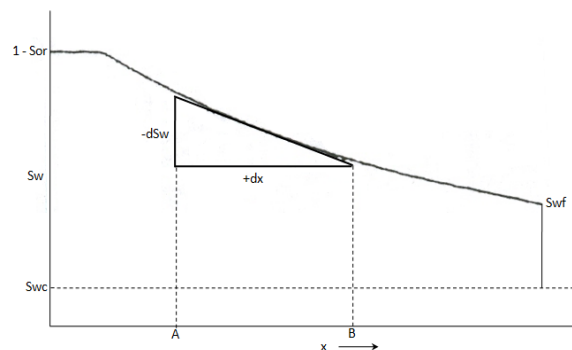
Figura 15. Curvas de presión capilar y saturación de agua.

Figura 15. A. Curva de presión capilar.



En estas graficas se observa que $\partial S_w / \partial x$ es también negativo. Por lo tanto $\partial P_c / \partial x$ es siempre positivo y, en consecuencia, la presencia de un gradiente de presión capilar tiende a incrementar el flujo fraccional del agua. Cuantitativamente, es difícil considerar el gradiente de presión capilar aun cuando se disponga de una curva representativa de presión capilar, ya que no es posible conocer el perfil de saturación de agua, pues este es el resultado que se requiere de los cálculos de desplazamiento.

Figura 15. B. Distribución de saturación en función de la distancia (según Dake).



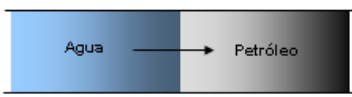
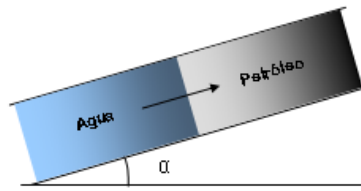
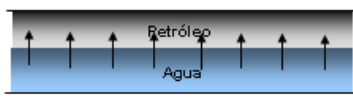
La distribución de saturación de agua mostrada en la **Figura 15.B**, que representa la situación después de inyectar un determinado volumen de agua, es una distribución del desplazamiento de petróleo por agua. La figura muestra que existe un frente de saturación, en el cual hay una discontinuidad en la saturación de agua que aumenta abruptamente desde S_{wc} hasta S_{wf} , la saturación de agua del frente. Es en este frente de saturación donde ambas derivadas de la ecuación 45 tienen su máximo valor, lo cual es evidente al analizar las **Figuras 15.A y 15.B**, y, por lo tanto, $\partial P_c / \partial x$ es también máximo. Detrás del frente de invasión existe un crecimiento gradual del f_w desde S_{wf}

hasta el valor máximo $(1 - S_{or})$. En esta región es normal considerar que ambas derivadas $\partial P_c / \partial S_w$ y $\partial S_w / \partial x$ son pequeñas y que, por lo tanto, pueden ser eliminadas en la ecuación de flujo fraccional. Luego, en general se supone $\partial P_c / \partial x = 0$.

- **Ecuaciones simplificadas del flujo fraccional**

La **Tabla 3** muestra cada uno de los casos que simplifican la ecuación de flujo fraccional.

Tabla 3. Ecuaciones simplificadas del flujo fraccional de agua.

CASOS	ECUACIÓN
<p>Avance horizontal del frente de invasión en yacimientos horizontales.</p> 	<p>En este caso $\alpha = 0$ y, además, se considera que los efectos capilares son muy pequeños, $\partial P_c / \partial x \rightarrow 0$</p> $f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}\mu_w}{k_w\mu_o}} \quad \text{ó} \quad f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}\mu_w}{k_{rw}\mu_o}}$ <p>Esta ecuación se conoce como Formula Simplificada del Flujo Fraccional.</p>
<p>Avance del frente de invasión buzamiento arriba.</p> 	<p>En este caso $\alpha > 0^\circ$ y, $\partial P_c / \partial x \rightarrow 0$</p> $f_w = \frac{1 - 0.488 \frac{k A}{q \mu} \Delta y \text{Sen } \alpha}{1 + \frac{k_{ro}\mu_w}{k_w\mu_o}}$
<p>Avance vertical del frente de invasión.</p> 	<p>En este caso $\alpha = 90^\circ$, $\text{Sen } \alpha = 1$ y, $\partial P_c / \partial x \rightarrow 0$</p> $f_w = \frac{1 - 0.488 \frac{k A}{q \mu} \Delta y}{1 + \frac{k_{ro}\mu_w}{k_w\mu_o}}$

- **Curva típica de flujo fraccional**

Tal como lo señalan Smith y Coob se puede resumir que la ecuación de flujo fraccional es una relación muy importante, pues permite determinar las tasas de flujo de petróleo y agua en cualquier punto del sistema de flujo considerado. Además, también incorpora todos los factores que afectan la eficiencia de desplazamiento de un proyecto de inyección de agua, como son: las propiedades de los fluidos (μ_o , μ_w , ρ_o , ρ_w , P_c), las propiedades de la roca (k_o , k_w , S_o , S_w), la tasa de inyección (q_i), el gradiente de presión ($\partial P_c / \partial x$) y las propiedades estructurales del yacimiento (α , dirección de flujo).

Si la tasa total del flujo es constante, y si se supone que el desplazamiento de petróleo se lleva a cabo a temperatura constante, entonces las viscosidades del agua y del petróleo tienen un valor fijo y la ecuación simplificada del flujo fraccional es estrictamente función de la saturación de agua. Para una serie de valores típicos de permeabilidades relativas, como se presenta en la **Figura 16**, la curva de f_w vs S_w cuando se hace cero el gradiente de presión capilar en la ecuación 43 tiene forma de S invertida como se muestra en la **Figura 17**, con saturaciones límites entre S_{wc} y $(1 - S_{or})$, entre los cuales el flujo fraccional aumenta desde cero hasta uno. La curva de flujo fraccional es de gran utilidad en la predicción y análisis del comportamiento de yacimientos durante una invasión de agua o de gas.

Figura 16. Curvas de permeabilidades efectivas y relativas en función de S_w . (según Dake).

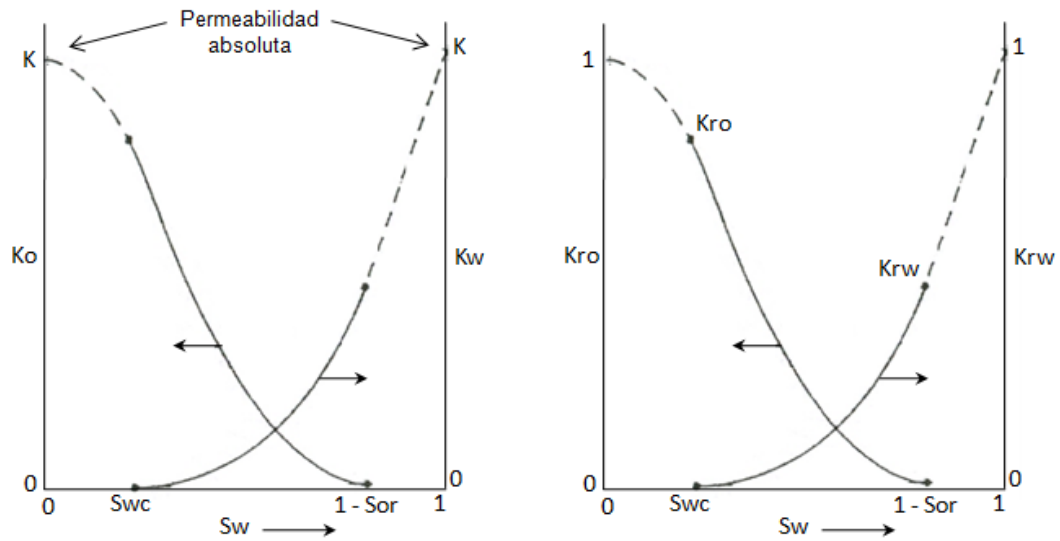
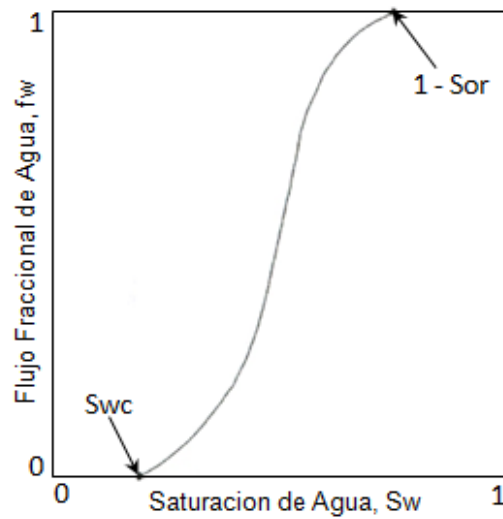


Figura 17. Curva típica de flujo fraccional.



- **Factores que afectan el flujo fraccional de agua**

La ecuación de flujo fraccional permite estudiar el efecto de varias variables del yacimiento sobre la eficiencia de los proyectos de inyección. Para tener una alta eficiencia de desplazamiento y, en consecuencia, una inyección más eficiente, se requiere que el flujo fraccional de agua en cualquier punto del yacimiento sea mínimo. A continuación se analiza la ecuación 41 para determinar los efectos de diferentes variables del yacimiento sobre la eficiencia de desplazamiento.

Efecto del ángulo de buzamiento: En la deducción de la ecuación 43 se considero que α es el ángulo medido desde la horizontal a la línea que indica la dirección del flujo. Por lo tanto, el termino gravitacional $C\Delta\rho g S \sin\alpha$ será positivo para el desplazamiento de petróleo en la dirección buzamiento arriba, es decir ($0 < \alpha < \pi$); y será negativo para un desplazamiento buzamiento abajo ($\pi < \alpha < 2\pi$). Como resultado de esto, si se consideran todos los demás términos de la ecuación 43 invariables, el flujo fraccional de agua para un desplazamiento buzamiento arriba será menor que para un desplazamiento buzamiento abajo, ya que, en el primer caso, la gravedad tiende a disminuir el flujo de agua. La **Figura 18** representa el efecto del ángulo de buzamiento.

Presión Capilar: El efecto de la presión capilar sobre el flujo fraccional se puede analizar considerando la combinación de las derivadas que se presentan en la ecuación 45. Si se consideran en la **Figura 15** los puntos de saturación (A) y (B), en el gráfico de saturación (S_w) versus distancia (x), y los mismos puntos en el gráfico de presión capilar (P_c) versus (S_w), se observa:

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = \frac{P_{cB} - P_{cA}}{x_B - x_A} = \frac{+}{+} = +$$

Luego, como se muestra en la **Figura 19**, el efecto de la presión capilar es aumentar el f_w .

Es por esto, que en una invasión con agua, es deseable disminuir o eliminar el gradiente de presión capilar, lo cual puede realizarse alterando la mojabilidad de la roca o eliminando la tensión interfacial entre el petróleo y el agua.

Figura 18. Flujo fraccional de agua en función del ángulo de buzamiento.

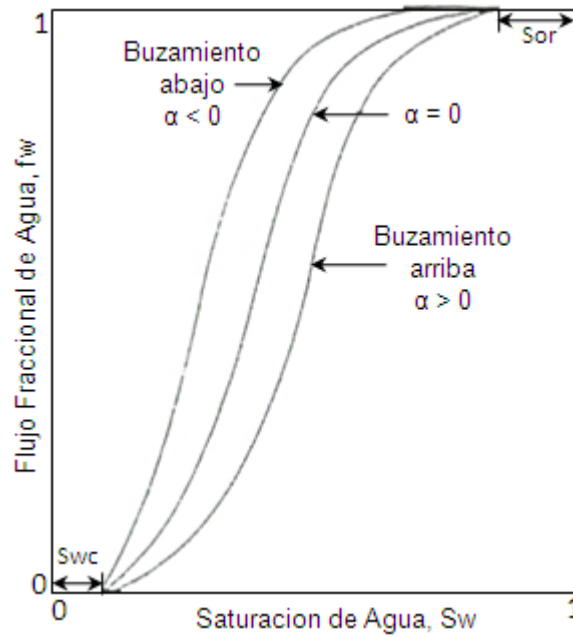
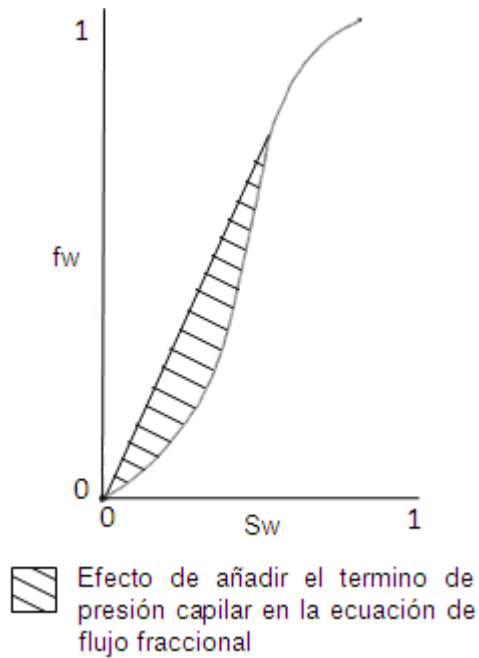


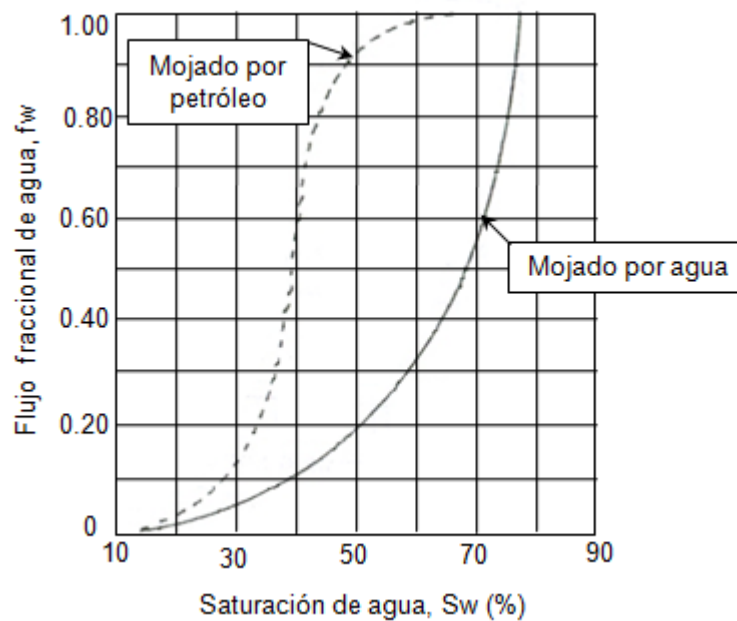
Figura 19. Flujo fraccional de agua en función del ángulo de buzamiento.



Mojabilidad: El desplazamiento de petróleo en una roca mojada por agua es generalmente más eficiente que una mojada por petróleo. Esto significa que la curva de flujo fraccional tiene un valor mas bajo a una determinada saturación de agua. La **Figura 20** representa el efecto de la mojabilidad.

Tasa de Inyección: El efecto de la tasa de inyección depende de si el agua se mueve buzamiento arriba o buzamiento abajo. Como el objetivo es minimizar f_w , se observa en la ecuación de flujo fraccional que la tasa de inyección q_t debe tener un valor bajo. Si el agua se mueve buzamiento abajo, será mejor inyectar a altas tasas.

Figura 20. Comparación de las curvas de flujo fraccional, roca mojada por petróleo y roca mojada por agua.



Desde un punto de vista práctico, la tasa de inyección es controlada por la economía del proyecto y por las limitaciones físicas del equipo de inyección y del yacimiento. La **Figura 21** representa el efecto de la tasa de inyección.

Viscosidad del petróleo: Si se inyecta el agua buzamiento arriba y se considera insignificantes los efectos de presión capilar, el flujo fraccional aumentará a medida que la viscosidad del petróleo aumente, lo cual conduce a altos valores de f_w y, por consiguiente, a que el desplazamiento de petróleo sea menor. La **Figura 22** representa el efecto de variar la viscosidad del petróleo.

Figura 21. Efecto de la tasa de inyección sobre el flujo fraccional de agua (según Smith).

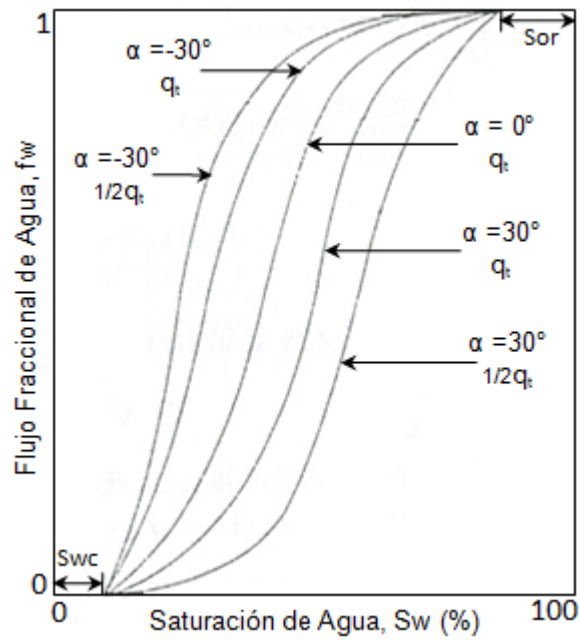
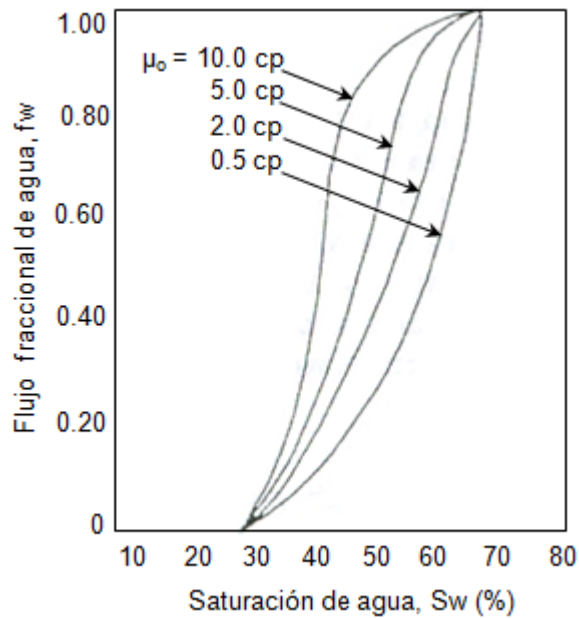
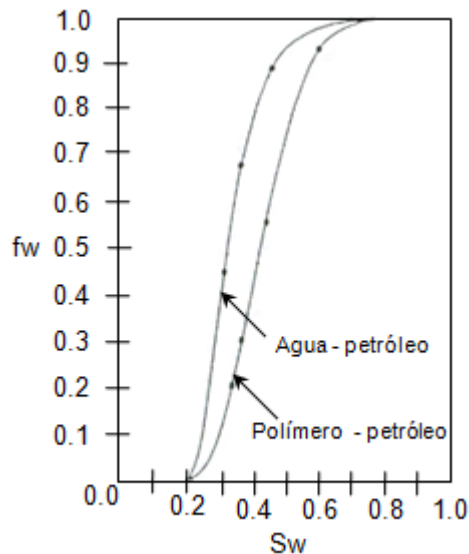


Figura 22. Efecto de la viscosidad del petróleo sobre el flujo fraccional de agua (según Smith y Coob).



Viscosidad del agua: Si la viscosidad del agua aumenta, el flujo fraccional de agua disminuye y la eficiencia de desplazamiento será mayor. Este efecto puede alcanzarse, por ejemplo, con la adición de ciertos polímeros al agua, pero hay que tener en cuenta que un aumento de viscosidad puede disminuir la inyectividad. La **Figura 23** representa el efecto de la viscosidad del agua.

Figura 23. Efecto de la viscosidad del agua sobre el flujo fraccional de agua.

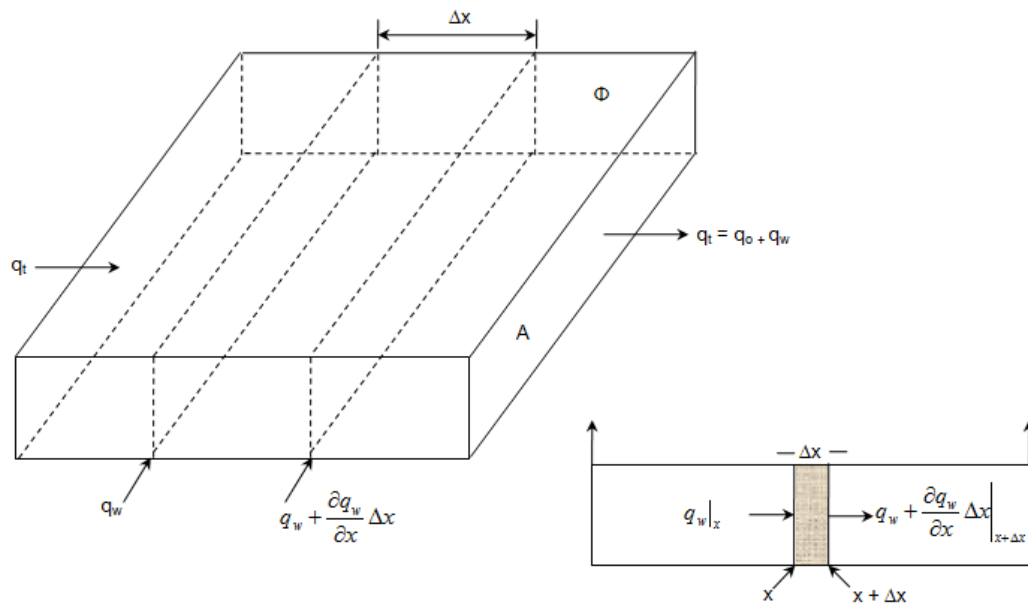


1.5.3.2. Ecuación de avance frontal o ecuación de la velocidad del frente de invasión

En 1942 Buckley y Leverett presentaron la ecuación básica para describir el desplazamiento inmisible en una sola dimensión. Si se considera que el agua está desplazando el petróleo, la ecuación determina la velocidad de avance de un plano de saturación de agua constante que se mueve a través de un sistema poroso lineal (como es el caso del equipo *coreflooding*), en el

cual se está inyectando un fluido a una tasa q_t . Aplicando la ley de conservación de la masa al flujo de fluidos (agua y petróleo) en la dirección x , a través del elemento de volumen $A\phi\Delta x$ de la formación, representado esquemáticamente en la **Figura 24**, se tiene:

Figura 24. Esquema del elemento lineal de volumen $A\phi\Delta x$



La cantidad de agua que existe en un elemento Δx de la formación a un tiempo t , viene dado por:

$$V_w = A\phi\Delta x S_w \tag{Ec. 46}$$

y la tasa de acumulación de agua será el cambio de este volumen de agua con respecto al tiempo, es decir:

$$\frac{\partial V_w}{\partial t} = \frac{\partial(A\phi\Delta x S_w)}{\partial t} = A\phi\Delta x \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad \text{Ec. 47}$$

La variación del volumen de agua con respecto al tiempo, también puede calcularse si se hace un balance de materiales para el elemento Δx de la formación. Así se tiene:

$$\left[\begin{array}{l} \text{Tasa de} \\ \text{acumulación} \\ \text{de agua} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{l} \text{Tasa de flujo} \\ \text{que entra} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{Tasa de flujo} \\ \text{que sale} \end{array} \right] \quad \text{Ec. 48}$$

por lo tanto:

$$\frac{\partial V_w}{\partial t} = [q_w]_x - \left[(q_w) + \left(\frac{\partial q_w}{\partial x} \right) \Delta x \right]_{x+\Delta x} \quad \text{Ec. 49}$$

Igualando las ecuaciones 47 y 49 se obtiene el cambio del volumen de agua a un determinado tiempo en función del cambio experimentado por la fase agua a ese mismo tiempo:

$$A\phi\Delta x \left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right) = - \left(\frac{\partial q_w}{\partial x} \right)_t \Delta x \quad \text{Ec. 50}$$

pero: $q_w = f_w q_t$ Ec. 51

y puesto que q_t es constante, se puede escribir:

$$\left(\frac{\partial q_w}{\partial x}\right)_t = q_t \left(\frac{\partial f_w}{\partial x}\right)_t \quad \text{Ec. 52}$$

Sustituyendo la ecuación 52 en la ecuación 50, resulta la siguiente expresión:

$$\left(\frac{\partial S_w}{\partial t}\right)_x = -\frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial x}\right)_t \quad \text{Ec. 53}$$

Esta ecuación da la saturación de agua como una función del tiempo en el punto x , dentro del sistema lineal, pero la expresión que se quiere es la de la saturación de agua como una función de x a un determinado tiempo t . Como se conoce que S_w es, en forma general, una función de x y t , se puede escribir:

$$S_w = F(x, t) \quad \text{Ec. 54}$$

Por tanto, si de la ecuación 54 se toma la derivada total de la saturación de agua, resulta:

$$dS_w = \left(\frac{\partial S_w}{\partial x}\right)_t dx + \left(\frac{\partial S_w}{\partial t}\right)_x dt \quad \text{Ec. 55}$$

Como se desea obtener la distribución de saturación en un yacimiento a un determinado tiempo, es necesario considerar el movimiento de una saturación S_w en particular. Entonces, si se fija un valor de S_w , esto implica que $dS_w = 0$ y, por consiguiente:

$$0 = \left(\frac{\partial S_w}{\partial x} \right)_{t, S_w} dx + \left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right)_{x, S_w} dt \quad \text{Ec. 56}$$

Si se despeja el cambio de saturación con tiempo, se tiene:

$$\left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right)_{x, S_w} = - \left(\frac{dx}{dt} \right)_{S_w} \left(\frac{\partial S_w}{\partial x} \right)_{t, S_w} \quad \text{Ec. 57}$$

Combinando las ecuaciones 53 y 57, se obtiene:

$$- \left(\frac{dx}{dt} \right)_{S_w} \left(\frac{\partial S_w}{\partial x} \right)_{t, S_w} = - \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial x} \right)_{t, S_w} \quad \text{Ec. 58}$$

Por lo tanto,

$$\left(\frac{dx}{dt} \right)_{S_w} = \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial x} \right)_{t, S_w} \left(\frac{\partial x}{\partial S_w} \right)_{t, S_w} \quad \text{Ec. 59}$$

Como el flujo total es constante, el flujo fraccional no depende del tiempo, esto implica que:

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{t, S_w} = \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w} \quad \text{Ec. 60}$$

Por consiguiente se obtiene:

$$v_{S_w} = \left(\frac{dx}{dt} \right)_{S_w} = \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{t, S_w} = \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w} \quad \text{Ec.61}$$

La ecuación 61 es la ecuación de la velocidad de un frente de saturación constante, la cual implica que, para una tasa constante de inyección de agua (q_t), la velocidad de avance de un plano de saturación de agua constante es directamente proporcional a la derivada de la ecuación de flujo fraccional evaluada a esa saturación. Si se considera insignificante el gradiente de presión capilar de la ecuación 41, entonces el flujo fraccional es estrictamente una función de la saturación de agua, indistintamente de si se incluye o no el término de gravedad; de allí, el uso de la diferencial total del flujo fraccional f_w , en la ecuación de velocidad.

Tal como fue deducida, la fórmula de velocidad de avance del frente de invasión sólo se aplica a la zona detrás del frente que precisamente constituye la región de interés, puesto que delante del frente se supone que las saturaciones permanecen constantes.

- ***Ecuación de velocidad del frente de avance para flujo radial.*** Farouq Ali extendió la teoría de Buckley y Leverett para flujo radial, partiendo de la ecuación de avance frontal.

Así se tiene:

$$\left(\frac{dx}{dt} \right)_{S_w} = \frac{5.615q_t}{24A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_t ; \text{ donde } t, \text{ horas y } q_t, \text{ BPD} \quad \text{Ec. 62}$$

Reemplazando el área por $2\pi rh$ y x por r , se tiene:

$$\left(\frac{dr}{dt}\right)_{S_w} = \frac{5.615q_t}{24\phi 2\pi rh} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_t \quad \text{Ec. 63}$$

Como $d(r^2)=2rdr$, la ecuación 63 toma la forma:

$$\frac{d(r^2)}{dt} = \frac{5.615q_t}{24\pi\phi h} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_w} \quad \text{Ec. 64}$$

Como la tasa de inyección es constante, la ecuación 64 puede escribirse finalmente como:

$$(r^2)_{S_w} = \frac{q_t \Delta t}{13.42\phi h} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_w} \quad \text{Ec. 65}$$

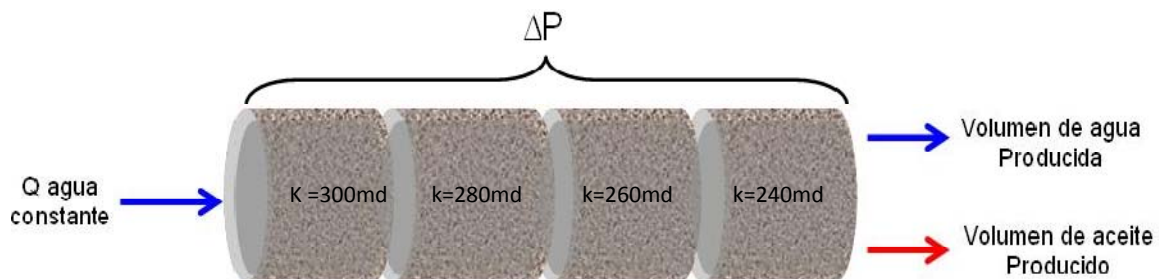
1.6. DESCRIPCIÓN BÁSICA DEL MODELO FÍSICO COREFLOODING

Debido a que este estudio se centra en el análisis comparativo del comportamiento de sistemas lineales y radiales a escala de laboratorio sometidos a procesos de inyección de agua, mediante simulación numérica, estudiar el modelo físico que permite conocer los parámetros operacionales y físicos para crear el modelo de simulación de flujo lineal es esencial en el desarrollo de este trabajo, y ya que la metodología que se desarrollara tiene como fin obtener el factor de recobro de una prueba con flujo radial partiendo de los datos obtenidos en una prueba de laboratorio desarrollada en un

sistema de flujo lineal como lo es el *coreflooding* ratifica la importancia de conocer las propiedades y funcionamiento de este modelo físico.

El modelo de laboratorio *coreflooding* permite llevar a cabo estudios de recuperación secundaria y mejorada de crudo, involucrando desplazamientos de agua, miscibles de gas e inyección de polímeros, vapor, dióxido de carbono o algún químico específico. Las pruebas son realizadas a presión y temperatura de yacimiento sobre corazones compuestos en estado nativo o restaurado y con un ordenamiento descendente como el mostrado en la **Figura 25**.

Figura 25. Arreglo de corazones en el modelo físico *coreflooding* para la inyección de agua.



Fuente: Tomado y modificado de: OVIEDO V., H. A; ROJAS S., A. Y.

Las pruebas se realizan a tasa de inyección constante (diferencial de presión variable), se registran los volúmenes de fluidos producidos, el diferencial de presión y los cortes de agua. Dentro de los objetivos de la prueba se encuentran, determinar el factor de recobro para diferentes tasas de

inyección escaladas de datos de campo, establecer el tipo de surfactante que proporciona mejores eficiencias de desplazamiento, estimar eficiencias de barrido, entre otros.

1.6.1. Descripción del equipo

Para la realización de las pruebas de desplazamiento se emplea el equipo *coreflooding system*, esta unidad está diseñada para el modelamiento unidimensional de procesos de desplazamiento a condiciones de temperatura y presión de yacimiento, a través de medios porosos.

El equipo permite evaluar factores de recobro y eficiencias de desplazamiento obtenidos en procesos de recuperación primaria por empuje de acuífero, procesos de recobro secundario (inyección de agua o inyección de gas) y por métodos de recobro terciario o mejorado.

En el equipo es posible llevar a cabo procesos de desplazamiento a temperaturas hasta de 150 °C (302 °F), con una presión máxima de trabajo de 10000 psi y un rango de longitudes del arreglo de núcleos entre 20 y 100 cm (0.6562 y 3.2808 pies). Los procesos que se simulan en el equipo, cuentan con un registro continuo de las condiciones de prueba y de las variables involucradas en cada una de las etapas del desplazamiento; además, los datos son medidos y almacenados en tiempo real, lo cual hace posible un análisis detallado a lo largo de la prueba.

El equipo para modelamiento de flujo lineal *coreflooding system aparatos* esta compuesto esencialmente por siete sistemas:

- Sistema de inyección.
- Sistema de calentamiento móvil.
- Sistema *core holder* (porta núcleos).
- Sistema de confinamiento.
- Sistema de producción.
- Sistema de líneas de flujo.
- Sistema de control y adquisición de datos.

En las **Figuras 26 y 27** se muestran el diagrama generalizado y una imagen del equipo de desplazamiento para flujo lineal respectivamente. A continuación, se explicarán los dos sistemas más importantes para obtener los datos de propiedades, dimensiones y condiciones de operación para la creación de los modelos de simulación lineales, el sistema de inyección y el porta núcleos.

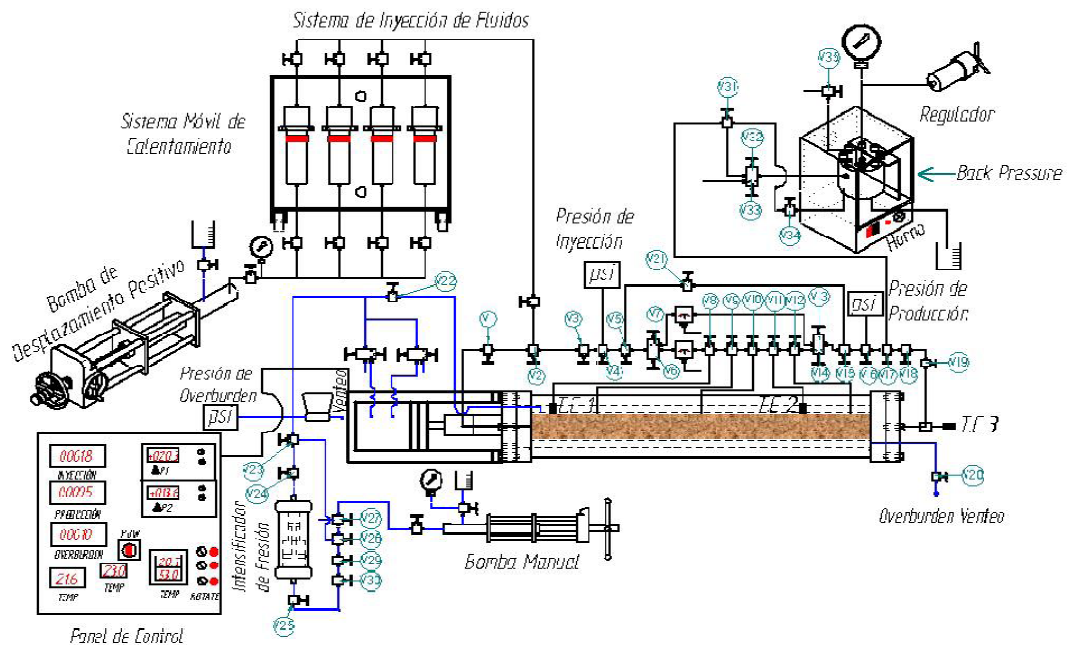
1.6.2. Sistema de inyección

Brinda la posibilidad de almacenar el fluido de inyección y permite manipular las tasas de inyección *coreflooding*. A continuación se describen los componentes del sistema:

- **Bomba de inyección.** El equipo *coreflooding* cuenta con una bomba de inyección JEFRI 1000-2-10 MBC. Esta bomba de desplazamiento positivo controlada por computador, proporciona el flujo por medio de baches o señales de pulso, para transformarlo en flujo continuo. Sus cabezales trabajan en un rango de 1000 cm³/h cuando la presión excede los 5000 psi y

2000 cm³/h cuando la presión es inferior a 5000 psi. Por lo general, los caudales empleados a nivel de laboratorio son menores que 120 cm³/h. Presenta una precisión del 0.01% del volumen total desplazado.

Figura 26. Diagrama general del equipo de desplazamiento.

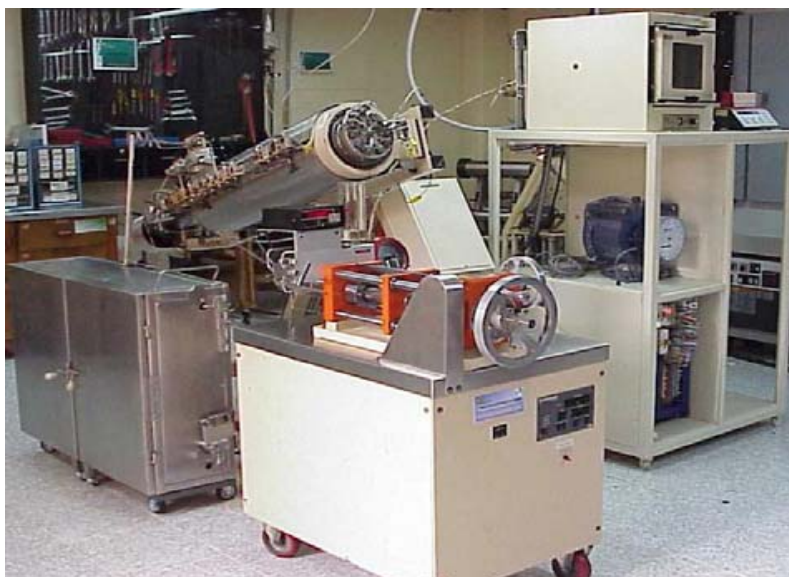


Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A.

1.6.3. Sistema *core holder* (porta núcleos)

Es una unidad autónoma, constituida por un porta núcleos, un sistema de control de temperatura, el soporte del porta núcleos y accesorios asociados al sistema. **La Tabla 4** muestra algunas especificaciones del porta núcleos.

Figura 27. Equipo de desplazamiento coreflooding.



Fuente: Laboratorio de recobro mejorado - ICP.

Tabla 4. Especificaciones básicas del porta núcleos.

CONDICIONES	VALORES
Máx. presión de trabajo	10000 psi
Máx. temperatura de trabajo	150 °C (302 °F)
Diámetro del corazón	1 ½ pulgadas
Máx. longitud del corazón	100 cm (3.2808 pies)
Solventes compatibles con el vitón	Benceno, tolueno, tetracloruro de carbono, hidrocarburos puros y sus mezclas con agua.
Solventes no compatibles con el vitón	Acetona, etanol, éteres y metanol.
Componentes metálicos	Acero inoxidable 316, para las partes que no están en contacto con algún fluido y para las que si lo están en Hastelloy C-276.
Fluido de confinamiento	Agua

Fuente: Tomado y modificado de: DB Robinson Design & Manufacturing Ltd.

El porta núcleos es la parte principal del equipo ya que en él es donde se realizan propiamente todas las pruebas de desplazamiento sobre el arreglo de núcleos, estos últimos pueden ser consolidados o no consolidados (ver **figura 28**). Está diseñado para asegurar que las muestras de corazones estén correctamente sostenidas por medio de una manga de vitón la cual contiene el arreglo de núcleos que se introduce dentro del cilindro de confinamiento. El cilindro, a su vez, está apernado en sus extremos para dar sello al fluido de confinamiento y así mantener el arreglo en posición estable. Bajo esta configuración, el arreglo de núcleos puede ser sometido a esfuerzos similares a aquellos que existen a condiciones de yacimiento.

Figura 28. Sistema del porta núcleos.



Fuente: Laboratorio de recobro mejorado - ICP.

En las tapas apernadas del porta núcleos se tienen un par de difusores. Estos permiten distribuir los fluidos inyectados y producidos en forma uniforme por toda el área transversal del arreglo de núcleos. En los extremos de los difusores se conectan las líneas de entrada y salida de fluidos al medio poroso.

El equipo permite lograr diferentes posibilidades de orientación del porta núcleos mediante una chumacera, ajustando su ángulo de inclinación con respecto al plano a tierra, es decir, se le puede dar un ángulo de buzamiento al arreglo de núcleos. El máximo ángulo de inclinación es de 90° hacia arriba y hacia abajo. Adicionalmente, el arreglo de núcleos puede ser rotado sobre su eje axial un ángulo de 270 grados para evitar el efecto de segregación gravitacional. Esto se hace por medio de un motor eléctrico, dos piñones y una cadena.

2. SIMULACION DE LOS SISTEMAS DE FLUJO LINEAL Y RADIAL

La simulación numérica es una de las herramientas más sofisticadas con las que cuenta la industria petrolera para representar de manera confiable los diferentes eventos y propiedades que caracterizan un yacimiento con el fin de evaluar el comportamiento actual y futuro del mismo. Sus beneficios se extienden a aplicaciones de diferentes escalas tales como: pruebas de laboratorio, pozos, pilotos (*sector models*) o campos (*full field models*).

En este caso esta herramienta permite representar el comportamiento de un proceso de desplazamiento con agua en un equipo de laboratorio y además variar las condiciones de operación dentro del rango de valores con el que este puede trabajar, obteniendo los resultados de estos cambios en un tiempo mucho menor al que se necesitaría en el laboratorio para llevar a cabo este tipo de variación de parámetros. De igual modo el simulador también permite crear un modelo de laboratorio en el cual el flujo de los fluidos sea en dirección radial, pues la mayor parte de las pruebas de inyección de agua a nivel de laboratorio se realizan en modelos físicos que trabajan con flujo lineal como es el caso del equipo *coreflooding*.

2.1. SOFTWARE DE SIMULACION

El software utilizado para simulación numérica de la prueba de inyección de agua realizada con base en las dimensiones y condiciones de operación del equipo *coreflooding* en el caso del flujo lineal y el modelo físico *scala* para el

caso de flujo radial, fue el simulador IMEX de la familia de simuladores CMG (Computer Modelling Group).

IMEX es un simulador trifásico de aceite negro implícito/explicito de la compañía canadiense Computer Modelling Group Ltd, modela el flujo en yacimientos de gas, agua-gas, agua-crudo o agua-crudo-gas. Los sistemas de enmallado pueden ser cartesiano, cilíndricos o de profundidad y espesor variable, construidos a partir del modelo geológico. Es posible realizar configuraciones bidimensionales y tridimensionales con cualquiera de estos sistemas de enmallados, incluyendo complejas estructuras heterogéneas falladas.¹

El simulador IMEX, modela múltiples regiones de equilibrio PVT así como tipos de roca y tiene diferentes opciones de permeabilidades relativas. Independiente del tamaño o la complejidad del yacimiento. A continuación se presentan algunas de las aplicaciones del simulador:²

- Depleción primaria y predicciones de recobro inicial de yacimientos subsaturados y saturados.

- Estudios de conificación.

- Recobro secundario; desplazamiento por inyección de agua e inyección de gas.

¹ Computer Modelling Group Ltd. User's Guide IMEX Advanced Oil/Gas Reservoir Simulator. Calgary, Alberta, Canada. 2005.

² <http://www.cmggroup.com/sopieware/imex.htm>.

- Recobro mejorado; inyección miscible y pseudo-miscible y procesos WAG.

2.2. METODOLOGIA DE SIMULACION

En este trabajo, se llevó a cabo la siguiente metodología para realizar la simulación numérica:

- *Adquisición y revisión de los datos.* Los datos de entrada deben ser totalmente confiables y coherentes para que los datos de salida sean de la mejor calidad. La información requerida para el estudio de simulación proviene de datos de laboratorio de recobro mejorado del Instituto Colombiano del Petróleo.

- *Descripción y diseño del modelo de simulación.* En este estudio se pretende analizar la diferencia entre el Factor de Recobro en un sistema de flujo radial y uno lineal. Por tal razón, se selecciona un modelo de simulación cilíndrico usando un dieciseisavo de circunferencia para representar el modelo radial y un modelo de simulación cartesiano en el caso del sistema de flujo lineal, para este último se crearon dos modelos, uno con desratización de las celdas en los tres ejes i, j y k , y otro unidimensional, en estos tres modelos se tiene un pozo inyector de agua y un pozo productor de aceite. El diseño de los modelos tiene en cuenta las propiedades promedio de las muestras de corazón que componen el arreglo de núcleos usados en el laboratorio y las condiciones de operación a las que se realizaron los experimentos. Estas propiedades y condiciones se discutirán en el apartado 2.3.

- *Ejecución de la simulación.* Se realizan varias corridas con el fin de revisar la convergencia de los datos y verificar la validez de los datos de entrada de los modelos construidos, identificando los problemas que estos presenten.

- *Ajuste de parámetros.* Una vez identificados los problemas en la simulación, se realiza el ajuste de los parámetros respectivos con el objetivo de obtener resultados confiables.

- *Comparación y análisis de resultados.* Se compara las tendencias del comportamiento del factor de recobro con los resultados obtenidos en la simulación física, para posteriormente realizar el análisis de los resultados.

- *Análisis de sensibilidad.* Se aplica con el fin de identificar los parámetros más importantes que afectan el proceso a simular. Se realizan diversas corridas variando los parámetros operacionales y de yacimiento involucrados en el proceso para observar la respuesta de los modelos.

Hay varios puntos que se deben tomar en cuenta cuando se construye un conjunto de de datos con un sistema de entrada de palabras claves:

a) En el sistema de entrada de palabras claves existen siete grupos de datos diferentes.

b) Los grupos deberán ceñirse a un determinado orden de entrada:

Control de Entrada/Salida

Descripción del yacimiento

Propiedades de los componentes

Datos de roca-fluido de la formación

Condiciones Iniciales

Control por métodos numéricos

Datos de pozo y datos recurrentes

c) Las palabras claves que pertenecen a cada grupo no pueden aparecer en ningún otro grupo, salvo donde se haya escrito lo contrario específicamente. Por lo general esto sucede con datos recurrentes de otras secciones que pueden ser cambiados en la sección de “Datos de pozos”.

d) Asimismo es importante prestarle atención al orden en que se ingresan algunas palabras claves dentro de un grupo.

En el **Apéndice B** se muestra en detalle el proceso con los pasos básicos para realizar simulaciones numéricas de nivel intermedio, teniendo en cuenta los parámetros más influyentes en un proceso de desplazamiento con agua a nivel de laboratorio.

2.3. CONSTRUCCION DE LOS CASOS BASE DE SIMULACION PARA LOS MODELOS RADIAL Y LINEAL

Con el fin de determinar las dimensiones, tipo de modelo de simulación, propiedades roca-fluido, condiciones de operación para crear el caso base de simulación para los modelos radial y lineal en el que se realizarán los respectivos análisis de sensibilidad que sean necesarios en el desarrollo de este estudio, se siguió el siguiente procedimiento:

2.3.1. Determinación de las dimensiones de los modelos de simulación

Las dimensiones del modelo radial de simulación, se seleccionaron teniendo como base trabajar dentro de el rango bajo el que opera el equipo *coreflooding*, refiriéndose a esto, emplear valores similares de volúmenes porosos, propiedades de roca y fluido, tasas de inyección, presión de inyección y producción entre otros; el modelo de simulación para el caso del flujo radial es un modelo cilíndrico, con un pozo inyector en el centro y un productor en el extremo del cilindro, para determinar las dimensiones de la longitud entre pozos y el espesor, se usó un valor promedio entre los valores máximo y mínimo de las longitudes de arreglos de núcleos usadas en el laboratorio y se determino un espesor con el que se mantuviera un valor del volumen poroso similar al del *coreflooding*.

El modelo de simulación para el caso del flujo lineal es un modelo cartesiano, lo que en otras palabras se puede señalar como un cajón rectangular, de tal forma que lo largo del rectángulo representa la distancia entre el pozo inyector y el pozo productor que es la misma que en el caso radial lo mismo que el espesor, y con el fin de mantener el mismo volumen poroso que en el

caso radial solo se hace necesario calcular el ancho del rectángulo y se obtienen todas las dimensiones del modelo.

Al calcular el ancho del modelo lineal con el volumen de todo el modelo cilíndrico se observó que el modelo de simulación para el flujo lineal toma una forma que no es la indicada para poder representar un flujo lineal ya que el ancho toma un valor mayor al la distancia entre el pozo inyector y el pozo productor, como se mostrara mas adelante. Por lo que luego de realizar varios cálculos se determino que en el modelo radial se manejaría solo un dieciseisavo de circunferencia (1/16), lo cual se someterá a estudio durante el desarrollo de este trabajo y de esta forma las dimensiones para los modelos lineal y radial del caso base, se muestran en la **Figura 29, Figura 30.**

Los cálculos de las dimensiones de los modelos radial y lineal empleando todo el volumen del cilindro y un dieciseisavo de este se muestran a continuación:

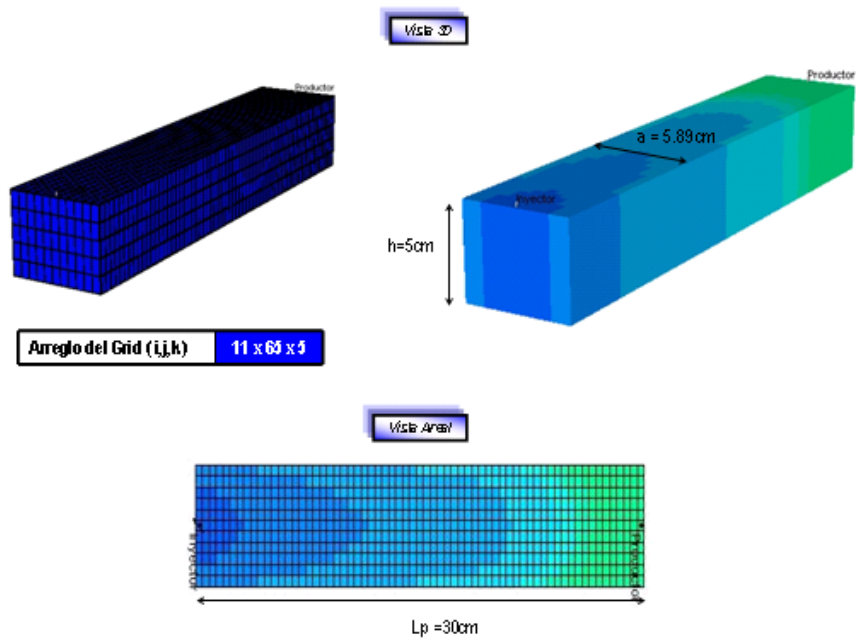
El volumen poroso del modelo radial es:

$$VP_r = \pi r^2 h \phi$$

$$VP_r = (\pi)(30)^2(5)(0.2)$$

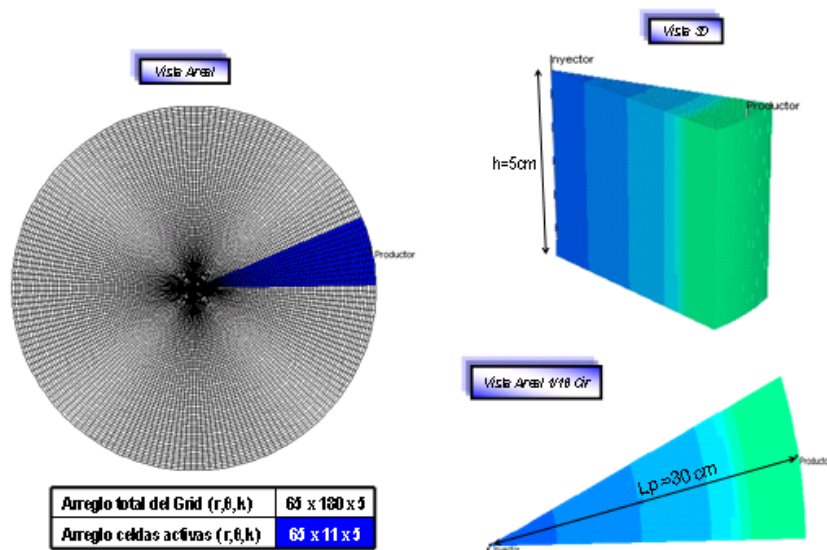
$$VP_r = 2827.43cm^3$$

Figura 29. Caso base del modelo de simulación lineal.



Fuente: Tomado y modificado de Simulador CMG

Figura 30. Caso base del modelo de simulación radial.



Fuente: Tomado y modificado de Simulador CMG

Como el volumen poroso en el modelo radial y lineal debe ser igual entonces:

$$VP_r = VP_L = 2827.43cm^3$$

$$VP_L = L_p ah\phi$$

Donde $L_p=r$ que es la distancia entre el pozo inyector y el pozo productor, h que es el espesor y Φ que es la porosidad también son igual en los dos modelos, de esta forma la única variable que se debe determinar para el modelo lineal es el ancho de este que según la nomenclatura usada esta representado por la letra a , así que:

$$VP_L = L_p ah\phi = 2827.43cm^3$$

$$a = \frac{2827.43}{L_p h \phi}$$

$$a = \frac{2827.43}{30 * 5 * 0.2}$$

$$a = 94.25cm$$

La representación gráfica de las dimensiones de los dos modelos se puede ver en las **Figuras 31 y 32**. Debido a que la geometría del modelo lineal no permite un flujo lineal ya que el ancho del modelo es mayor a la distancia entre pozos, se determinó trabajar con un dieciseisavo de circunferencia para

que de esta forma el modelo lineal tenga las dimensiones adecuadas y se pueda representar un flujo lineal.

Figura 31. Dimensiones del modelo para el flujo radial.

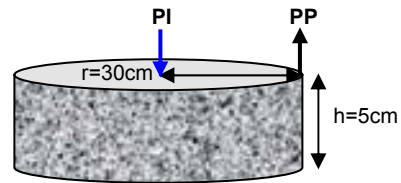
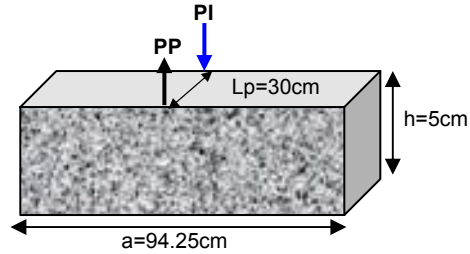


Figura 32. Dimensiones del modelo para el flujo lineal.



El cálculo de las dimensiones con un dieciseisavo de circunferencia se muestra a continuación:

$$VP_{r/16} = \frac{VP_r}{16} = \frac{2827.43}{16} = 176.7 \text{ cm}^3$$

$$VP_{r/16} = VP_{L/16} = 176.7 \text{ cm}^3$$

$$VP_{L/16} = L_p a h \phi = 176.7 \text{ cm}^3$$

$$a = \frac{176.7}{L_p h \phi}$$

$$a = \frac{176.7}{30 * 5 * 0.2}$$

$$a = 5.89cm$$

Con este último valor calculado para el ancho (a) del modelo lineal las dimensiones del modelo son las adecuadas para poder representar un flujo lineal. La representación gráfica de las dimensiones de los dos modelos se puede ver en las **Figuras 29 y 30**.

Al realizar la sensibilidad de parámetros variando la distancia entre pozos, cambia el volumen poroso del sistema y el ancho del modelo lineal. Los respectivos cálculos y las dimensiones que adopta cada modelo de acuerdo a los cambios de este parámetro se muestran en detalle en el apartado 2.4.2.1

De esta forma el modelo construido para el sistema de flujo lineal, es un modelo cartesiano, compuesto por un pozo inyector de agua y un pozo productor de aceite, con 3575 celdas activas (11 x 65 x 5). En la **Figura 29** se muestra la configuración del enmallado y la ubicación de los pozos; en la **Tabla 7** se presenta la descripción detallada de éste. Para el modelo de flujo radial, se construyó un modelo cilíndrico con sólo un dieciseisavo de circunferencia con celdas activas, también con un pozo inyector de agua y un pozo productor de aceite, con 3575 celdas activas (65 x 11 x 5), en la **Figura 30** se muestra la configuración del enmallado y la ubicación de los pozos; en

la **Tabla 7** se presenta una descripción detallada de este. La determinación del arreglo del *grid* se muestra en detalle en el apartado 2.4.1.

2.3.2. Propiedades roca – fluido

Los valores para las propiedades de la roca (porosidad y permeabilidad) se escogieron basados en los que se presentan en arreglos de núcleos usados en las pruebas con el equipo *coreflooding*; por otra parte los valores que se emplearon para describir las propiedades del fluido fueron los representativos de un crudo muerto. En la **Tabla 5** se presenta el resumen de las propiedades tanto para la roca como para el fluido respectivamente.

Tabla 5. Propiedades roca - fluido caso base (1/16 circunferencia).

PROPIEDADES ROCA FLUIDO		
PROPIEDAD	VALOR	UNIADES
API	32	°API
Viscosidad Aceite	3	cp
Porosidad	0.2	fracción
Kx, Ky	300	md
Kz	100	md
Mojabilidad	Neutra	
Temperatura Yacimiento	122	°F
Presión de Burbuja	59.21	psia
VP	176	cm ³

2.3.3. Condiciones de operación

Fueron fijadas teniendo en cuenta las condiciones de operación mínimas y máximas bajo las cuales trabaja el equipo *coreflooding* con el fin de hacer posteriormente la variación de estas en el caso base de simulación y luego poder observar y analizar los resultados de dicha variación. En primera instancia se maneja la tasa de inyección de agua, variando su valor entre un rango de 1 cm³/min hasta 5cm³/min, para finalmente determinar que la tasa de inyección con la que se trabajaría sería 3cm³/min, el análisis que condujo a escoger esta tasa de inyección se muestra en más detalle en el apartado 2.4.2.3. (**Tabla 6**).

Tabla 6. Condiciones de operación caso base (1/16 circunferencia).

CONDICIONES DE OPERACIÓN		
PARAMETRO	VALOR	UNIDADES
Presión de Inyección	2500	psia
Presión de Fondo en el Pozo Productor	1200	psia
Tasa de Inyección	3	cm ³ /min

2.4. CORRIDAS PRELIMINARES

Con el fin de determinar qué parámetros influyen en la variación de la diferencia del factor de recobro obtenido de una prueba de desplazamiento con flujo lineal y otra con flujo radial, se realiza una sensibilidad tanto a propiedades del yacimiento como porosidad, viscosidad del crudo y mojabilidad, y a las condiciones de operación como la tasa de inyección y distancia entre pozos. Además de estos se mostrará el enmallado para cada

caso, ya que el número de celdas y el arreglo de éstas influyen en la precisión de los datos obtenidos de la simulación.

2.4.1. Determinación del arreglo del grid en los modelos lineal y radial

En el caso del modelo que representará el sistema de flujo lineal, se crearon dos modelos en los que se maneja la misma geometría y propiedades roca – fluido; en este caso se varió el arreglo de las celdas, ya que el modelo base para el caso lineal como ya se mencionó es un modelo cartesiano compuesto por un pozo inyector de agua y un pozo productor de aceite, **con 3575 celdas activas (11 x 65 x 5)**; el segundo modelo lineal también es cartesiano pero a diferencia del caso base es un modelo 1D. Al realizar el arreglo de las celdas se mantuvo igual el número de celdas activas en los dos modelos que también es el mismo en el modelo radial: 3575.

Luego de analizar los resultados se determinó que el desarrollo de este trabajo se realizaría únicamente entre el modelo lineal discretizado (11 x 65 x 5) y el modelo radial, ya que en el modelo 1D para flujo lineal mostró valores mayores de factor de recobro que el del modelo discretizado, debido a que el efecto de desplazamiento que este simula es tipo pistón sin fuga por lo que la eficiencia de barrido es mayor y por ende el factor de recobro; sin embargo en el laboratorio independiente de que el área transversal al flujo sea constante el desplazamiento no representa en un 100% el generado por un tipo pistón sin fuga por lo que usar el modelo 1D podría representar un error por sobre estimación del factor de recobro. El arreglo del grid para el modelo lineal y radial se muestra en la **Tabla 7**.

2.4.2. Sensibilidad de parámetros en los modelos lineal y radial

Para establecer cuáles parámetros afectan la diferencia de factor de recobro entre el modelo de flujo radial y lineal ($\Delta FR = FR_{\text{Lineal}} - FR_{\text{Radial}}$) se variaron tres grupos de propiedades: las que varían el volumen poroso del sistema, las relacionadas con las propiedades del fluido in situ y las condiciones de operación.

Tabla 7. Arreglos de los modelos de simulación radial y lineal caso base (1/16 circunferencia).

MODELO	DIMENSIONES			ARREGLO DEL GRID	CELDA ACTIVAS
	Lp	h	a		
Radial	30cm	5cm	1/16Cir	65x11x5	3575
Lineal	30cm	5cm	5.89cm	11x65x5	3575

2.4.2.1. Sensibilidad del volumen poroso

El factor de recobro depende del volumen de fluido in-place y este a su vez depende del volumen poroso; en este caso se varió la **porosidad (ϕ)**. Para la porosidad se manejaron dos valores diferentes al del caso base **0.2**, **0.15** y **0.25**.

La **Figura 33**, muestra las curvas de factor de recobro del modelo lineal y radial obtenidos para el caso base ($\Phi = 0.2$). En cada curva se presenta el valor del factor de recobro a 180 minutos de inyección de agua y a tiempo de ruptura (**Tabla 9**). Para un análisis más completo en la **Tabla 10** se muestra el valor de factor de recobro a 2.5 volúmenes porosos de agua inyectada, tiempo de ruptura y 230 minutos, correspondientes a cada valor de porosidad. Ya que el volumen poroso de agua inyectada depende de la tasa de inyección (cm^3/min), el tiempo (min), y el volumen poroso de la muestra (cm^3), al variar la porosidad el volumen poroso en cada caso no es el mismo, por ende el tiempo al que se han inyectado 2.5 volúmenes porosos es diferente (**Tabla 8**).

Figura 33. Factor de recobro para $\Phi = 0.2$

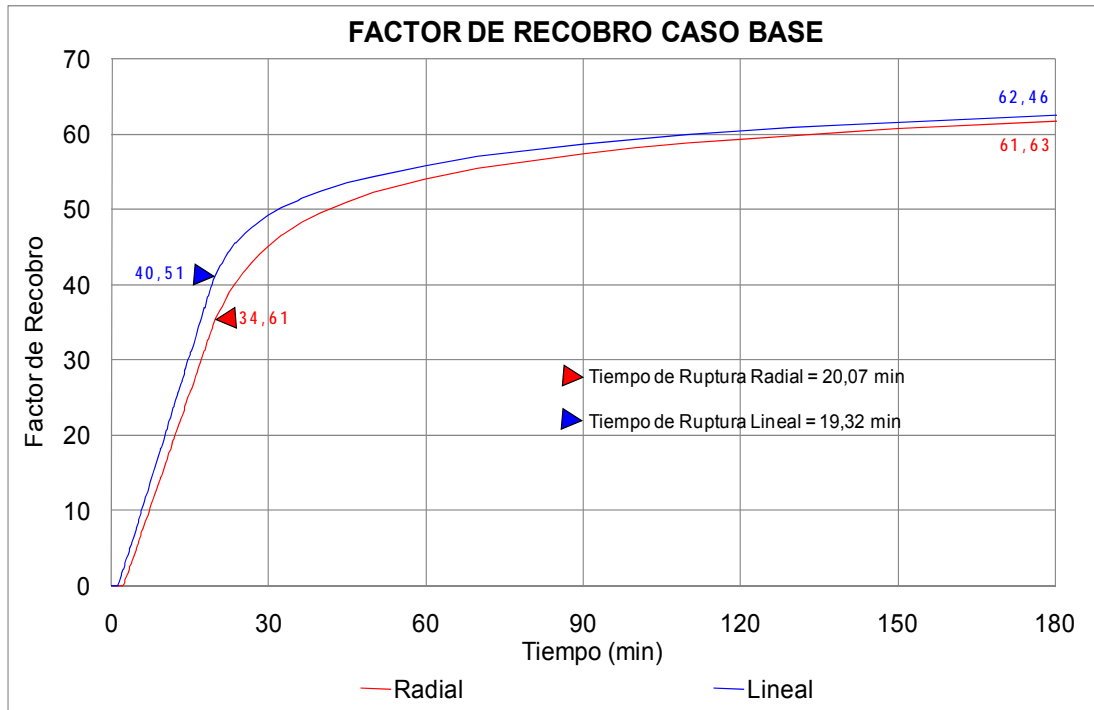


Tabla 8. Tiempo equivalente a 2.5 volúmenes porosos inyectados, Sensibilidad Φ .

$Q_{INY} = 3 \text{ CM}^3/\text{MIN}$ $VP_{INY} = ((Q_{INY})(T))/(VP)$	POROSIDAD	VP (CM ³)	TIEMPO (MIN) @ 2.5 VP _{INYECTADOS}
Caso A	0.15	132.5	110.4
Caso B	0.20	176.7	147.2
Caso C	0.25	220.9	184.1

En la **Figura 33** se muestran las curvas de factor de recobro contra el tiempo para los modelos de flujo lineal y radial; se observa que en el lineal se recupera más rápidamente debido a que presenta un desplazamiento tipo pistón, lo que hace que la eficiencia de barrido volumétrica sea mayor a la del modelo de flujo radial el cual no experimenta este tipo de desplazamiento pues el agua tiene que desplazarse a través de un área transversal variable.

Tabla 9. Tiempos de ruptura sensibilidad porosidad.

	TIEMPO DE RUPTURA (MIN)	
	<i>Radial</i>	<i>Lineal</i>
Caso A	14.75	14.28
Caso B	20.07	19.21
Caso C	24.6	23.7

Otro factor determinante en el comportamiento de estas curvas es la velocidad de avance del frente; en el caso radial, como se explicó en el apéndice A, en las cercanías al pozo inyector se tendrán velocidades muy altas comparadas con la velocidad constante que experimenta el modelo de flujo lineal, pero debido a que el área en esta zona es tan pequeña el volumen de fluido que se desplaza es menor al que se está desplazando en el modelo lineal en esta misma zona independiente de que la velocidad del frente sea menor. Cuando el frente del modelo de flujo radial está a 15 cm. o más del pozo inyector, en zonas donde el área transversal al flujo es proporcional a la que se tiene en el modelo lineal, la velocidad del frente de flujo radial se hace un menor que la del frente del flujo lineal, lo que retarda la recuperación del aceite que se está barriendo. Este fenómeno tiene dos implicaciones, la primera es que en el modelo lineal se recupera más rápidamente y la segunda es que el tiempo de ruptura en el modelo lineal sea menor que en el modelo radial.

Tabla 10. Resultados factor de recobro sensibilidad porosidad.

FR @ →	2.5 VP _{INYECTADOS}		TIEMPO DE RUPTURA		230 MIN	
	<i>Radial</i>	<i>Lineal</i>	<i>Radial</i>	<i>Lineal</i>	<i>Radial</i>	<i>Lineal</i>
Caso A	61.2	61.6	36.8	40.5	64.3	64.6
			0.33 VP_{Iny}	0.32 VP_{Iny}	5.2 VP_{Iny}	
Caso B	61.3	61.7	37.6	40.8	63.3	63.7
			0.34 VP_{Iny}	0.33 VP_{Iny}	3.90 VP_{Iny}	
Caso C	61.3	61.8	36.9	40.3	62.4	62.8
			0.33 VP_{Iny}	0.32 VP_{Iny}	3.12 VP_{Iny}	

Analizando los resultados que presenta la **Tabla 10**, en el primer escenario donde se muestra el factor de recobro a 2.5 volúmenes porosos inyectados, se observa que para los tres casos A, B y C tanto en el modelo lineal como en el radial los factores de recobro son aproximadamente iguales; esto se debe a que la permeabilidad del medio poroso y la viscosidad del fluido *in situ* son las mismas para los tres casos, lo que indica que la relación de movilidad es la misma; por lo tanto, el volumen de fluido que se desplaza en cada caso mantiene una relación directa con el agua que se inyecta, con el volumen poroso y con el aceite *in situ*, haciendo que el factor de recobro sea igual en los tres casos.

Los factores de recobro obtenidos a tiempo de ruptura son casi iguales para los tres casos debido a que los volúmenes porosos inyectados de agua en cada caso son aproximadamente los mismos y la explicación es análoga a lo que sucede en el caso anterior.

Los resultados para el factor de recobro a 230 minutos presentan dos aspectos importantes para analizar; el primero es que a medida que se incrementa el volumen poroso el factor de recobro es mayor, sin embargo este hecho está ligado a que para cada caso a 230 minutos de prueba se tiene un mayor número de volúmenes porosos inyectados a medida que el volumen poroso de la muestra disminuye. El otro aspecto que merece análisis es que la diferencia entre el factor de recobro en cada caso tanto para el modelo lineal como para el modelo radial no es muy grande como si lo es la diferencia entre los volúmenes porosos inyectados; esto se debe a que 230 minutos es un tiempo de prueba muy alto y ya se ha desplazado la mayoría del aceite móvil, en consecuencia el sistema se encuentra a

condiciones cercanas a la saturación de aceite residual, por lo que así se incrementen considerablemente los volúmenes porosos de agua inyectados, la cantidad de aceite producido será muy baja y por ende el factor de recobro no aumentará de manera significativa.

2.4.2.2. Sensibilidad de las propiedades del aceite

El factor de recobro en un proceso de inyección de agua depende directamente de la viscosidad del crudo, en otras palabras, de la relación de movilidad, por esta razón se realizó sensibilidad a la **viscosidad del crudo**, manejando valores de viscosidad de 10 y 15 cp. La selección de estos valores se hizo debido a que en el caso base se manejo un crudo muerto de 3 cp y hacer una sensibilidad con valores muy cercanos no mostraría mayor diferencia en los resultados y no permite un análisis relevante para el estudio. La **Figura 33** muestra el comportamiento de las curvas de factor de recobro para el caso base que para el análisis de la viscosidad representa el caso de 3 cp; las curvas de factor de recobro para los casos de 10 y 15 cp presentan las mismas tendencias que las del caso base, como lo muestra la **Figura 34**.

De la misma forma que en el análisis de sensibilidad para la porosidad en la **Tabla 12** se muestran el valor de factor de recobro a 2.5 volúmenes porosos inyectados, a tiempo de ruptura y a 230 minutos. Los valores de tiempo de ruptura para cada caso se presentan en la **Tabla 11**.

Figura 34. Factor de recobro para $\mu_o = 10$ cp y $\mu_o = 15$ cp.

Figura 34.A. Factor de recobro $\mu_o = 10$ cp

Figura 34.B. Factor de recobro $\mu_o = 15$ cp

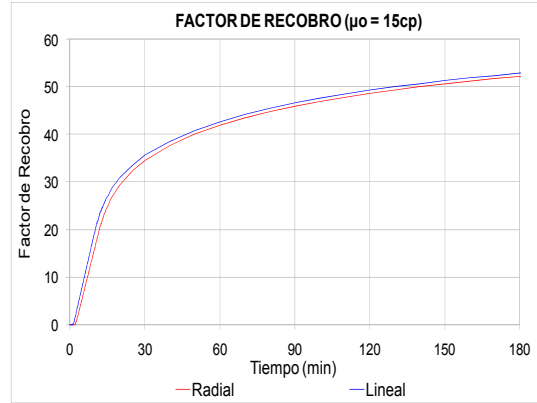
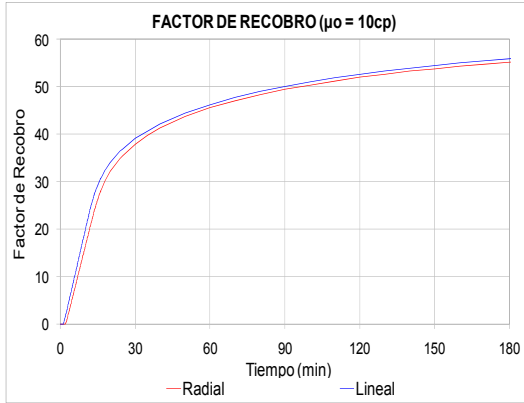


Tabla 11. Tiempos de ruptura sensibilidad viscosidad del aceite in situ.

	TIEMPO DE RUPTURA (MIN)	
	<i>Radial</i>	<i>Lineal</i>
Caso A ($\mu_o = 10$ cp)	12.86	11.33
Caso B ($\mu_o = 3$ cp)	20.07	19.21
Caso C ($\mu_o = 15$ cp)	11.12	9.54

En la sensibilidad de la viscosidad del aceite *in situ*, el volumen poroso de la muestra se mantiene constante y por ende el tiempo en el que se han inyectado 2.5 volúmenes porosos en los tres casos es el mismo.

Tabla 12. Resultados factor de recobro sensibilidad viscosidad del aceite in situ.

FR @ →	2.5 VP _{INYECTADOS}		TIEMPO DE RUPTURA		230 MIN	
	<i>Radial</i>	<i>Lineal</i>	<i>Radial</i>	<i>Lineal</i>	<i>Radial</i>	<i>Lineal</i>
Caso A	53.68	54.32	22.35	22.80	57.05	57.64
			0.22 VP_{Iny}	0.19 VP_{Iny}	3.90 VP_{Iny}	
Caso B	61.3	61.7	37.6	40.8	63.3	63.7
			0.34 VP_{Iny}	0.33 VP_{Iny}	3.90 VP_{Iny}	
Caso C	50.47	51.18	18.62	18.65	54.20	54.87
			0.19 VP_{Iny}	0.16 VP_{Iny}	3.90 VP_{Iny}	

A diferencia de los resultados obtenidos en la sensibilidad de porosidad el cambio de la viscosidad afecta fuertemente el factor de recobro. En el escenario donde se han inyectado 2.5 volúmenes porosos, al aumentar la viscosidad del aceite *in situ* disminuye el factor de recobro. Esto se explica con el hecho de que al aumentar la viscosidad del petróleo, éste disminuirá su movilidad en el medio poroso, permitiéndole al agua moverse más fácilmente, pero sin realizar un barrido eficiente, por lo que desplaza menor cantidad de aceite. Después de la ruptura de agua, como en este caso, una gran cantidad de aceite ha quedado atrapado en los núcleos debido a que el agua ha ocupado la mayor parte de los canales de flujo en el medio poroso, lo que también explica el menor factor de recobro.

El tiempo de ruptura disminuye a medida que la viscosidad del aceite *in situ* aumenta, esto ocurre debido a que al aumentar la viscosidad del aceite, el

agua puede moverse más fácilmente ya que la movilidad del petróleo en el medio poroso disminuye, y de esta forma el agua puede alcanzar mucho más rápido el extremo de producción. A tiempo de ruptura el número de volúmenes porosos inyectados disminuye a medida que la viscosidad del aceite *in situ* aumenta, ya que este valor depende de la tasa de inyección, el volumen poroso y el tiempo, y como los dos primeros son constantes, es el tiempo de ruptura el que determina los volúmenes porosos inyectados por ende a mayor viscosidad, menor tiempo de ruptura y menor volúmenes porosos inyectados. El factor de recobro a tiempo de ruptura es mayor en el caso donde la viscosidad del petróleo toma un valor menor y la explicación es equivalente a lo que sucede en el caso donde se han inyectado 2.5 volúmenes porosos.

En el caso de 230 minutos sin importar que los volúmenes porosos de agua inyectados sean iguales, el factor de recobro aumenta a medida que se disminuye la viscosidad del aceite, y la explicación es similar a la presentada para los casos de 2.5 volúmenes porosos inyectados y tiempo de ruptura.

Lo anterior demuestra que cuando las fuerzas capilares y gravitacionales son despreciables, el factor de recobro y la relación agua-aceite están determinados sólo por la relación de movilidad de los fluidos, como lo plantea la teoría de desplazamiento propuesta por *Buckley y Leverett*.

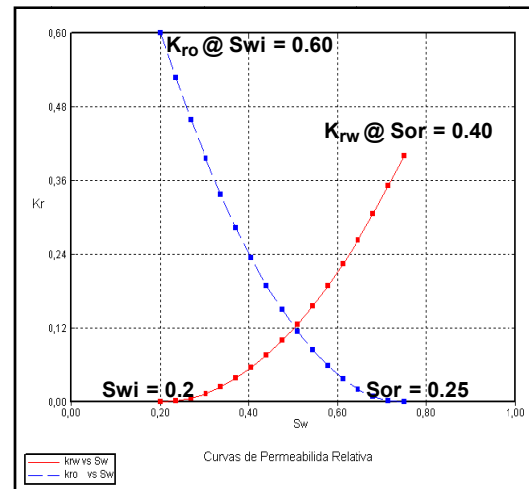
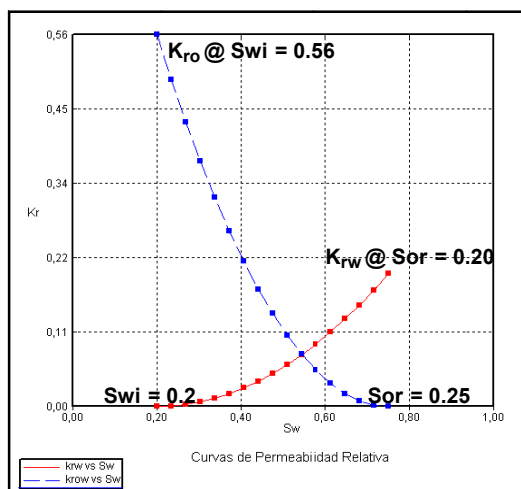
A manera de observación se estudió el efecto del cambio de las **curvas de permeabilidad relativa**, es decir de la mojabilidad del sistema, ya que en el caso base se maneja una mojabilidad neutra, se construyó un sistema mojado por agua, debido a que en la práctica los yacimientos candidatos a

implementar procesos de desplazamiento mediante inyección de agua son en su mayoría mojados por agua. La **Figura 35** muestra las curvas de permeabilidad relativa para el sistema mojado por agua y para el sistema con mojabilidad neutra.

Figura 35. Curvas de permeabilidad relativa.

Figura 35.A Sistema mojado por agua

Figura 35.B Sistema mojabilidad neutra



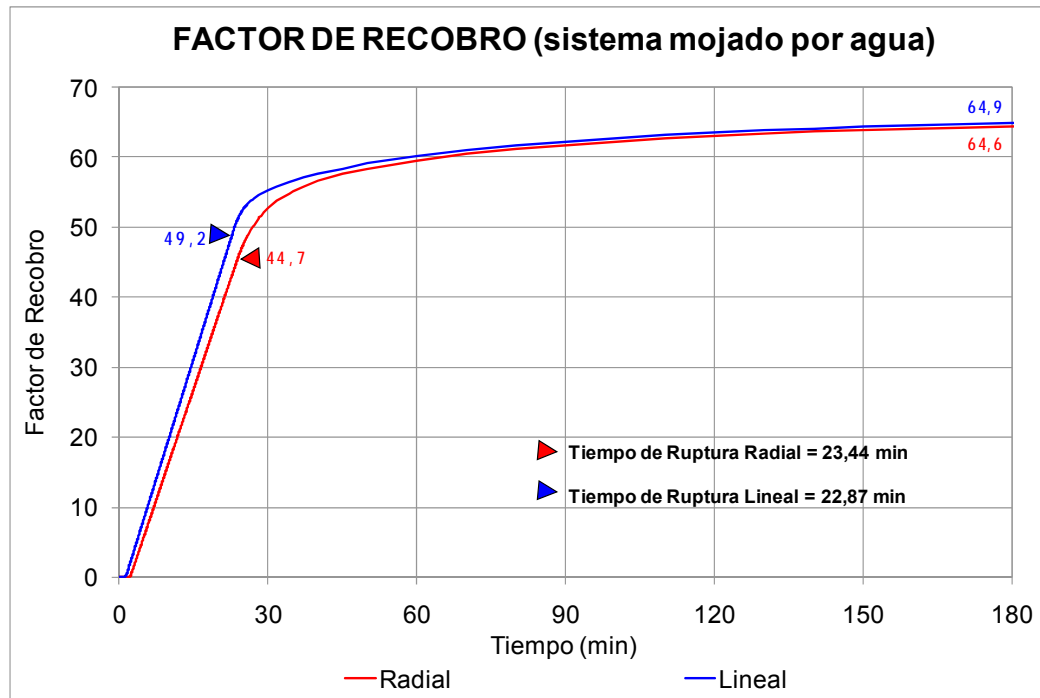
Fuente: Tomado y modificado Simulador CMG

Las curvas de factor de recobro para el sistema lineal y radial del sistema mojado por agua se presentan en la **Figura 36**, en esta grafica se muestra el valor de factor de recobro a tiempo de ruptura y a 180 minutos.

En el sistema mojado por agua se tienen factores de recobro mayores al del caso base donde se tiene un sistema con mojabilidad neutra ya que en el primero al ser el agua el fluido que esta adherido a las paredes del sistema poroso, es más fácil desplazar el aceite *in situ* con el agua de inyección.

Además los cambios en los *end points* de las curvas de permeabilidad relativa hace que la relación de movilidad en el sistema mojado por agua tome un valor de 1.07 mientras que en el caso del sistema con mojabilidad neutra la relación de movilidad agua petróleo es 2, lo que implica que la eficiencia de la inyección de agua sea mayor en el sistema mojado por agua y por ende se obtenga un mayor factor de recobro que en el sistema con mojabilidad neutra.

Figura 36. Factor de recobro para el sistema mojado por agua.



2.4.2.3. Sensibilidad de las condiciones de operación

En este caso se analizaron dos parámetros, *longitud entre pozos* y *tasa de inyección*, en donde se utilizaron valores normalmente empleados en las

pruebas de desplazamiento mediante inyección de agua realizadas en el equipo *coreflooding*. Para la longitud entre pozos se usaron dos valores diferentes a la del caso base **30 cm**, 20 y 40 cm. Y en el caso de la tasa de inyección se emplearon valores desde 1 hasta 5 cm³ / min, donde específicamente se trabajaron los siguientes valores: 1, 2, 3, 4 y 5 cm³ / min.

- **Sensibilidad longitud entre pozos:** Al variar la distancia entre pozos, el ancho del modelo lineal no es el mismo que el calculado para el caso base. El cálculo del ancho que adopta el modelo lineal al variar la distancia entre pozos se muestra a continuación:

Distancia entre pozos ($L_p = 20$ cm)

El volumen poroso del modelo radial es:

$$VP_{r/16} = \frac{\pi r^2 h \phi}{16}$$

$$VP_{r/16} = \frac{(\pi)(20)^2(5)(0.2)}{16}$$

$$VP_{r/16} = 78.5 \text{ cm}^3$$

Como el volumen poroso en el modelo radial y lineal debe ser igual entonces:

$$VP_{r/16} = VP_{L/16} = 78.5 \text{ cm}^3$$

$$VP_{L1/16} = L_p ah\phi$$

Donde $L_p = r$ que es la distancia entre el pozo inyector y el pozo productor, h que es el espesor y ϕ que es la porosidad también son iguales en los dos modelos; de esta forma la única variable que se debe determinar para el modelo lineal es el ancho que según la nomenclatura usada esta representado por la letra a , así que:

$$VP_{L1/16} = L_p ah\phi = 78.5 \text{ cm}^3$$

$$a = \frac{78.5}{L_p h \phi} = \frac{78.5}{(20)(5)(0.2)}$$

$$a = 3.9 \text{ cm}$$

Distancia entre pozos ($L_p = 40 \text{ cm}$)

El volumen poroso del modelo radial es:

$$VP_{r1/16} = \frac{\pi r^2 h \phi}{16}$$

$$VP_{r1/16} = \frac{(\pi)(40)^2(5)(0.2)}{16}$$

$$VP_{r1/16} = 314.16cm^3$$

Como el volumen poroso en el modelo radial y lineal debe ser igual entonces:

$$VP_{r1/16} = VP_{L1/16} = 314.16cm^3$$

$$VP_{L1/16} = L_p ah\phi$$

Igual que en el caso anterior $L_p=r$, h que es el espesor y ϕ que es la porosidad también son igual en los dos modelos, por lo que la única variable que se debe determinar para el modelo lineal es el ancho (a), así que:

$$VP_{L1/16} = L_p ah\phi = 314.16cm^3$$

$$a = \frac{314.16}{L_p h \phi} = \frac{314.16}{(40)(5)(0.2)}$$

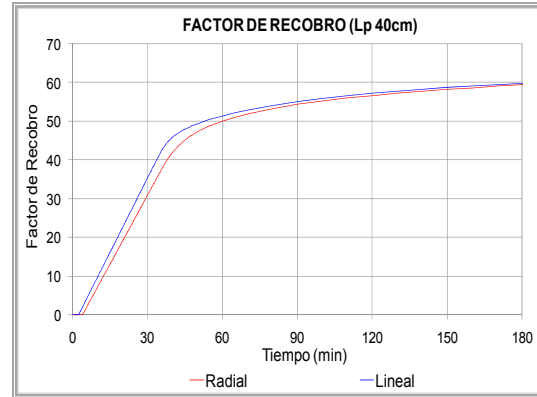
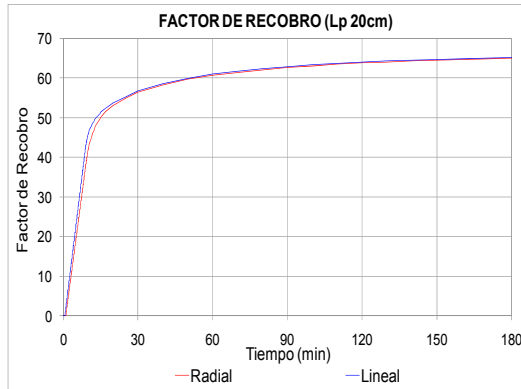
$$a = 7.85cm$$

Los resultados de factor de recobro para los modelos de 20 y 40 cm de distancia entre pozos se muestran en la **Figura 37**, el caso de 30 cm es el caso base y las curvas de factor de recobro se mostraron previamente en la **Figura 33**.

Figura 37. Factor de recobro para $L_p = 20$ cm y $L_p = 40$ cm.

Figura 37.A Factor de recobro $L_p = 20$ cm

Figura 37.B Factor de recobro $L_p = 40$ cm



Al variar la distancia entre pozos, varía el volumen poroso del modelo, de la misma forma que en el cambio de la porosidad, por lo que se hace necesario analizar el cambio del factor de recobro siguiendo las pautas que se usaron para la sensibilidad de la porosidad; de esta forma se analizará el factor de recobro en tres momentos diferentes, cuando se han inyectado 2.5 volúmenes porosos, a tiempo de ruptura (**Tabla 13**) y a 230 minutos. Los valores para el factor de recobro en cada caso se muestran en la **Tabla 14**.

Los resultados que se presentan en la **Tabla 14** muestran el mismo comportamiento que los obtenidos en la sensibilidad de la porosidad, pues al cambiar la distancia entre pozos o la porosidad lo que se está variando implícitamente es el volumen poroso y a su vez el volumen de aceite *in situ* desplazable; en el escenario de 2.5 volúmenes porosos inyectados se observa que el factor de recobro lineal en los casos A, B y C son aproximadamente iguales, y los valores de factor de recobro radial también; a tiempo de ruptura los valores de factor de recobro y volúmenes porosos

inyectados de los modelos de flujo radial son iguales, lo mismo sucede con los valores para los modelos de flujo lineal; a 230 minutos el factor de recobro aumenta al disminuir la distancia entre pozos sin embargo el cambio del factor de recobro no es tan representativo si se comparan los volúmenes porosos de agua inyectados a este tiempo, los cuales varían en un rango más amplio que el que se presentó para la sensibilidad de la porosidad; la explicación a estos resultados es la misma que se expuso para el análisis de la sensibilidad de la porosidad.

Tabla 13. Tiempos de ruptura sensibilidad distancia entre pozos.

	TIEMPO DE RUPTURA (MIN)	
	<i>Radial</i>	<i>Lineal</i>
Caso A ($L_p = 20\text{ cm}$)	8.89	8.53
Caso B ($L_p = 30\text{ cm}$)	20.07	19.21
Caso C ($L_p = 40\text{ cm}$)	35.19	33.95

Como complemento a la **Tabla 14**, ya que el tiempo al que se han inyectado 2.5 volúmenes porosos es diferente pues el volumen poroso de agua inyectada depende de la tasa de inyección (cm^3/min), el tiempo (min), y el volumen poroso de la muestra (cm^3), y este último cambia al variar la distancia entre pozos, la **Tabla 15** muestra el tiempo al que se han inyectado 2.5 volúmenes porosos para los tres casos.

Tabla 14. Resultados factor de recobro sensibilidad distancia entre pozos.

FR @ →	2.5 VP _{INYECTADOS}		TIEMPO DE RUPTURA		230 MIN	
	Radial	Lineal	Radial	Lineal	Radial	Lineal
Caso A	61.0	61.4	37.5	40.7	65.5	65.7
			0.34 VP_{Iny}	0.33 VP_{Iny}	8.79 VP_{Iny}	
Caso B	61.3	61.7	37.6	40.8	63.3	63.7
			0.34 VP_{Iny}	0.33 VP_{Iny}	3.90 VP_{Iny}	
Caso C	61.4	61.9	37.1	40.5	60.8	61.3
			0.34 VP_{Iny}	0.34 VP_{Iny}	2.19 VP_{Iny}	

Tabla 15. Tiempo equivalente a 2.5 Volúmenes Porosos Inyectados, Sensibilidad Lp.

$Q_{INy} = 3 \text{ CM}^3/\text{MIN}$ $VP_{INy} = ((Q_{INy})(T))/(VP)$	L _p (CM)	VP (CM ³)	TIEMPO (MIN) @ 2.5 VP _{INYECTADOS}
Caso A	20	78.5	65.4
Caso B	30	176.7	147.2
Caso C	40	314.2	261.8

- **Sensibilidad tasa de inyección:** El rango de valores para la tasa de inyección de agua empleadas en la sensibilidad va desde 1 hasta 5 cm³ / min, donde se manejaron los siguientes valores, 1, 2, 3, 4 y 5 cm³ / min. En este punto es preciso mencionar que en el equipo *coreflooding* normalmente

las tasas que se manejan toman un valor máximo de $3 \text{ cm}^3/\text{min}$, pero en este caso se hizo el estudio hasta $5 \text{ cm}^3/\text{min}$ para ver el comportamiento que se tendría con estos valores.

En la **Figura 38** se puede observar el comportamiento del factor de recobro a diferentes caudales de inyección contra tiempo. A mayor caudal de inyección, el aceite se recupera más rápidamente debido a que se inyecta un volumen de agua mucho mayor por unidad de tiempo y de esta manera el aceite es desplazado más rápido, por ende el tiempo de ruptura es menor al aumentar el caudal de inyección (**Tabla 16**).

Figura 38. Factor de recobro para $Q_{iny} = 1, 2, 3, 4$ y $5 \text{ cc}/\text{min}$.

Figura 38.A Factor de recobro radial

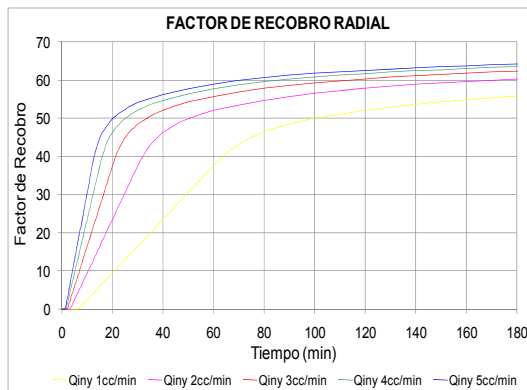
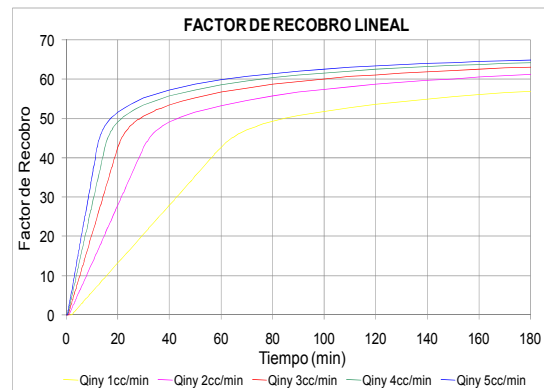


Figura 38.B Factor de recobro lineal



Para verificar si la tasa de inyección tiene realmente un efecto sobre el factor de recobro, en la **Figura 39** se compara el factor de recobro contra volumen poroso de agua inyectada. El factor de recobro para cada caudal de inyección es diferente como se observa en la **Figura 38** debido a que se han

inyectado diferentes volúmenes de agua y aún no se ha alcanzado la mínima saturación de aceite remanente. Por otro lado, cuando se han inyectado volúmenes equivalentes de agua, el factor de recobro no se ve afectado por la tasa de inyección, como muestra la **Figura 39**.

Tabla 16. Tiempos de ruptura de la sensibilidad de la tasa de inyección en el modelo lineal y radial.

$Q_{INY} \rightarrow$	1 CC/MIN	2 CC/MIN	3 CC/MIN	4 CC/MIN	5 CC/MIN
MODELO \downarrow	TR (Min)	TR (Min)	TR (Min)	TR (Min)	TR (Min)
<i>Radial</i>	61.94	31.08	20.79	15.39	12.47
<i>Lineal</i>	60.00	29.99	20.00	14.82	12.02

Figura 39. Factor de recobro contra VPiny para Qiny = 1, 2, 3, 4 y 5 cc/min.

Figura 39.A Factor de recobro radial

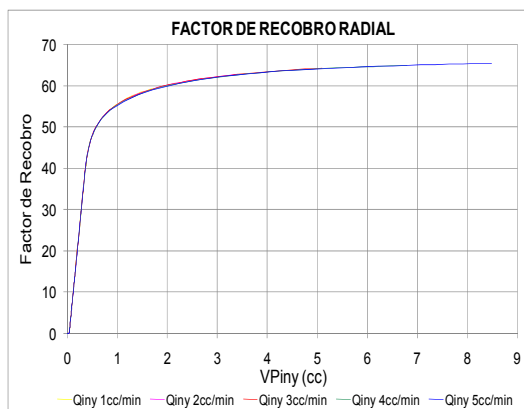
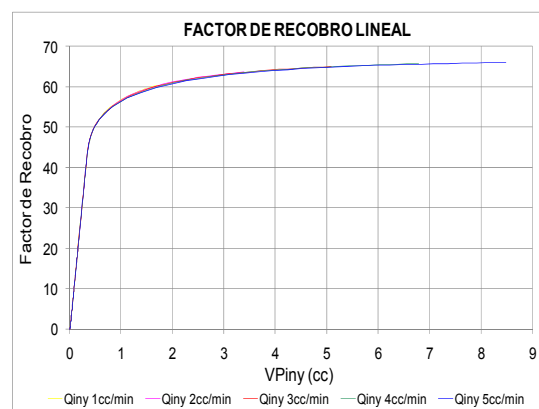


Figura 39.B Factor de recobro lineal



Es importante recordar que esta conclusión es válida sólo para modelos de simulación numérica, pues debido a su simplicidad (celdas con propiedades homogéneas, frente de saturación de agua plano, fuerzas capilares y gravitacionales despreciables, etc.) no puede representar en todos los aspectos los fenómenos y efectos que se presentan en un modelo físico de laboratorio. Sin embargo fenómenos como la canalización de agua, efectos de digitación viscosa, alargamientos del frente de agua (lenguas de agua), efectos capilares de frontera son muy comunes en los modelos de laboratorio y todos son fuertemente influenciados por la tasa de inyección y la heterogeneidad de los corazones.

La tasa que se empleó en las anteriores sensibilidades ($Q_{iny} = 3$ cc/min), se escogió teniendo dos aspectos presentes, el primero fue emplear un valor que estuviese dentro del rango que se emplea normalmente en las pruebas de laboratorio y la segunda es que luego de concluir que en la simulación numérica la tasa de inyección no afectaba el factor de recobro, lo que se busco fue manejar la tasa que en el tiempo estabilizara mas rápido con el fin de disminuir el tiempo de simulación (**Figura 38**).

2.4.3. Sensibilidad distancia entre pozos (L_p) contra porosidad (ϕ)

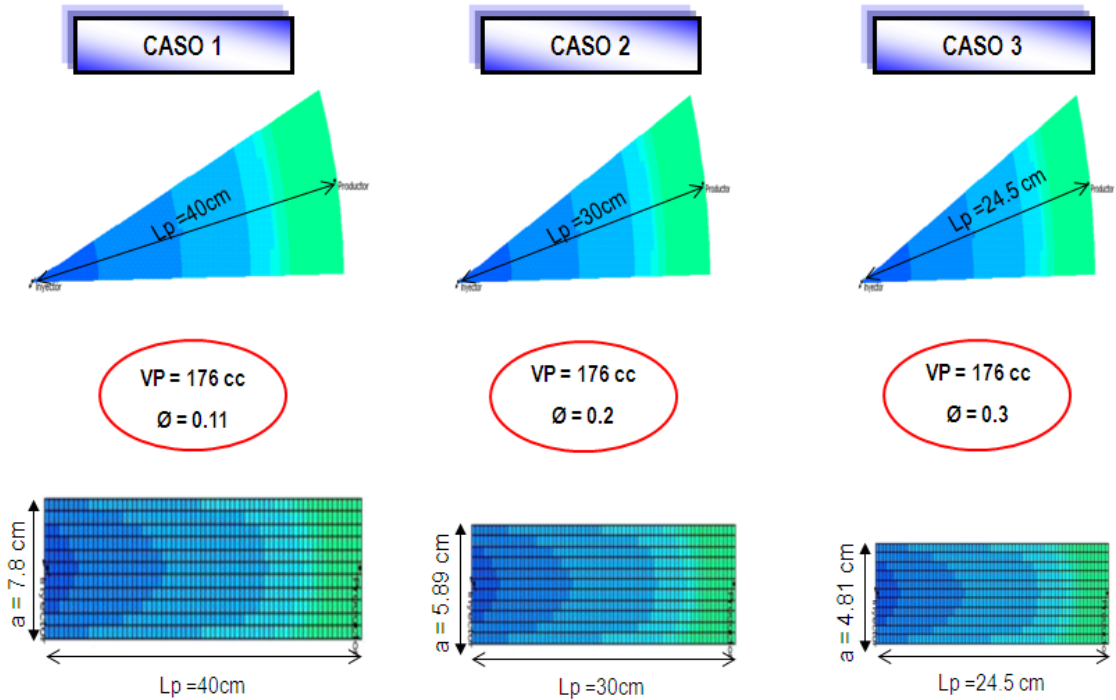
Luego de realizar la sensibilidad de los parámetros anteriormente mencionados se notó que se presentaban dos comportamientos particulares en los resultados para el factor de recobro, el primero se presenta cuando se realiza un cambio a las propiedades del fluido insitu (en este caso viscosidad del aceite) pues el factor de recobro varia de una forma independiente de los volúmenes porosos inyectados, es decir sin importar que se hayan inyectado el mismo numero de volúmenes porosos de agua el factor de recobro para cada valor de viscosidad presenta un valor diferente; el segundo

comportamiento se observa cuando se realiza un cambio en alguna propiedad que modifique el volumen poroso del sistema, pues el factor de recobro presenta valores aproximadamente iguales cuando se ha inyectado el mismo volumen poroso de agua, estos comportamientos se pueden observar claramente al comparar las **Tablas 10, 12 y 14**.

Debido a esto se estudiaron tres casos en los que se pueda ver cómo afecta el arreglo de la distancia entre pozos y la porosidad manteniendo un valor de volumen poroso igual para cada caso (**Figura 40**), con el fin de observar la incidencia de estos arreglos sobre el factor de recobro y el tiempo de ruptura.

Ya que lo que se quiere analizar es la influencia de variar simultáneamente la porosidad y la distancia entre pozos sobre el resultado del factor de recobro, en la **Tabla 17** se presentan las condiciones de cada caso. En el **Caso 1** se tiene como referencia la distancia entre pozos que se desea manejar y de esta forma el parámetro que se debe ajustar es el valor de la porosidad para así mantener el volumen poroso del caso base; el **Caso 2** es el caso base con el que se ha venido trabajando hasta ahora donde ya tenemos los valores tanto de porosidad como de distancia entre pozos; en el **Caso 3** el parámetro que se debe ajustar para mantener el volumen poroso es la distancia entre pozo. De esta forma se analizará si al variar estas dos propiedades aleatoriamente, pero conservando el mismo volumen poroso (que en otras palabras significa mantener el mismo volumen de hidrocarburos *in situ*), se alteran las curvas de factor de recobro y el tiempo de ruptura de alguna forma en particular o si por el contrario son las mismas sin importar la combinación de estos dos parámetros.

Figura 40. Modelos sensibilidad distancia entre pozos (L_p) contra porosidad (ϕ).



Fuente: Tomado y modificado de Simulador CMG

Luego de realizar las corridas de estos tres casos se observó que el comportamiento de la curva de factor de recobro tanto en el modelo de flujo lineal como en el radial en los tres casos son iguales (**Figura 41**) sin importar el arreglo entre porosidad y distancia entre pozos que se tenga, de la misma forma el tiempo de ruptura tampoco se ve afectado por la variación simultanea de estos dos parámetros y los valores para un tiempo específico se pueden apreciar en la **Tabla 17** los cuales están resaltados con color rojo.

Tabla 17. Propiedades de los arreglos.

PROPIEDAD	CASO 1	CASO 2	CASO 3
Lp	40 cm	30 cm	24.5 cm
∅	0.11	0.2	0.3
μ _o	3 cp	3 cp	3 cp
VP	176 cm³	176 cm³	176 cm³
Tiempo de ruptura	20.00 min	20.07 min	20.60 min
FR radial @ t*	62.11	62.01	62.00
FR lineal @ t*	62.46	62.43	62.33
* t se tomó cuando se habían inyectado aprox. 3 VP (170 min)			

El comportamiento de estas curvas de factor de recobro se puede explicar de una manera muy sencilla, enfocándose en la definición de factor de recobro, la cual relaciona el aceite producido sobre el aceite original *in situ*.

Figura 41. Factor de recobro sensibilidad Lp contra ∅.

Figura 41.A Factor de recobro radial

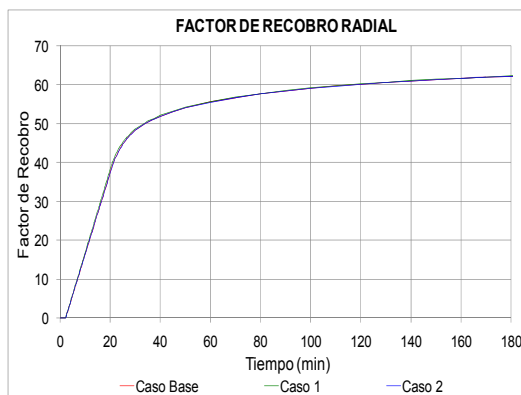
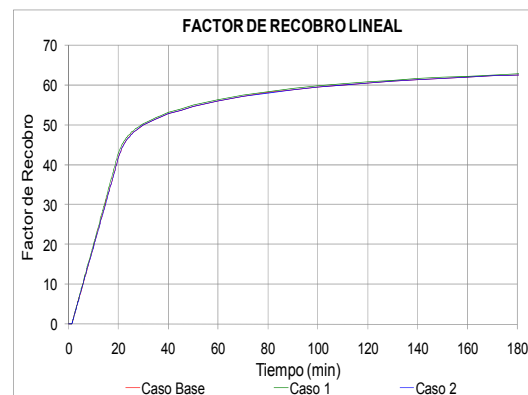


Figura 41.B Factor de recobro lineal



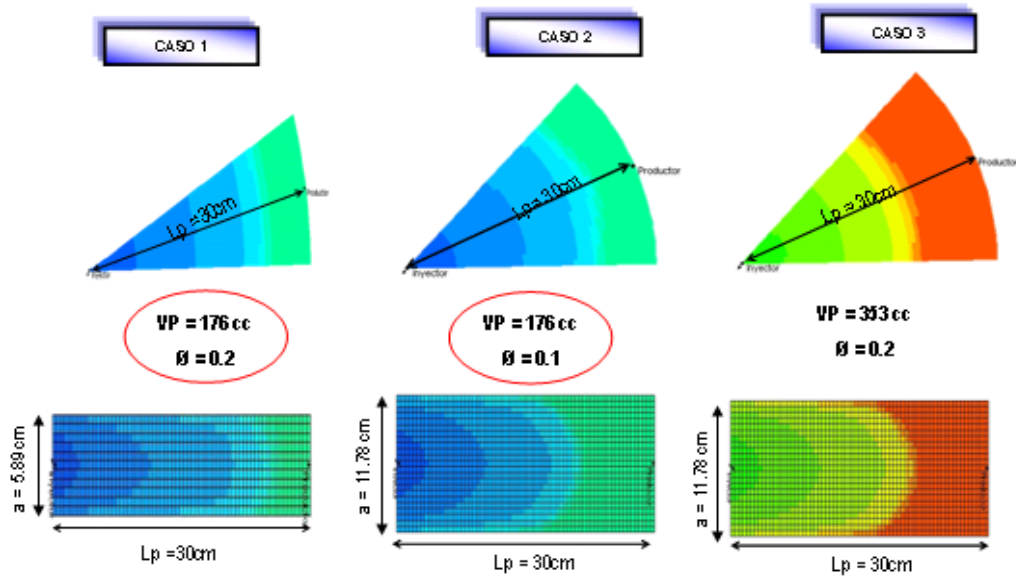
En cada caso, el volumen de aceite *in situ* es el mismo debido a que se tiene el mismo volumen poroso y los mismos *end points* en las curvas de permeabilidad relativa; por otro lado, el aceite producido para los tres casos va hacer el mismo pues se han inyectado volúmenes equivalentes de agua, debido a que la relación de movilidades y la saturación promedio de agua son las misma en los tres caso; sin embargo es importante aclarar que el perfil de saturación en cada caso es diferente pues éste varía de acuerdo a la geometría de cada modelo; considerando el comportamiento de estos dos parámetros, un volumen de agua inyectada desplazará la misma cantidad de aceite para cualquier caso. De esta forma tanto el aceite producido como el aceite original in situ en los tres casos son los mismos y por ende el factor de recobro también. Este resultado abre la posibilidad de trabajar con un modelo radial de 1/8 de circunferencia manteniendo el mismo volumen poroso variando la porosidad de tal forma que en el modelo lineal el ancho no se vea afectado por el incremento del ángulo en el modelo radial.

2.4.4. Sensibilidad ángulo del modelo radial ($\theta = 45^\circ$)

Del anterior análisis de sensibilidad se determinó que las curvas de factor de recobro lineal y radial no presentan cambios significativos al cambiar la geometría de los modelos variando simultáneamente la distancia entre pozos y la porosidad. Por esta razón, se analizó la influencia del ángulo en el modelo radial, empleando un octavo de circunferencia y manteniendo el volumen poroso del caso base que se ha venido manejando durante el desarrollo de este trabajo. Para esto, se analizaron tres casos en los que las condiciones de operación y las propiedades roca-fluido son las mismas (excepto la porosidad) que se mencionaron en el apartado 2.3; estos tres casos se muestran gráficamente en la **Figura 42** y en la **Tabla 18** donde se

especifican las dimensiones, propiedades del medio poroso que varían en cada modelo (porosidad y volumen poroso) y el arreglo del grid.

Figura 42. Arreglos de los modelos de simulación radial y lineal, (análisis de θ).



Fuente: Tomado y modificado de Simulador CMG

El caso 1 es el descrito en el apartado 2.3, donde se mantienen iguales todas las propiedades: distancia entre pozos, espesor, porosidad, volumen poroso, condiciones de operación y propiedades del fluido.

En el caso 2 se modifican dos parámetros en el modelo radial, el ángulo θ con el fin de trabajar con $1/8$ de circunferencia y la porosidad para poder trabajar el mismo volumen poroso del caso 1. En el modelo lineal para poder

trabajar con el mismo volumen poroso que en el caso1, se debe ajustar la porosidad y el ancho del modelo como se muestra en la **Figura 42**.

Tabla 18. Arreglos de los modelos de simulación radial y lineal, (análisis de θ).

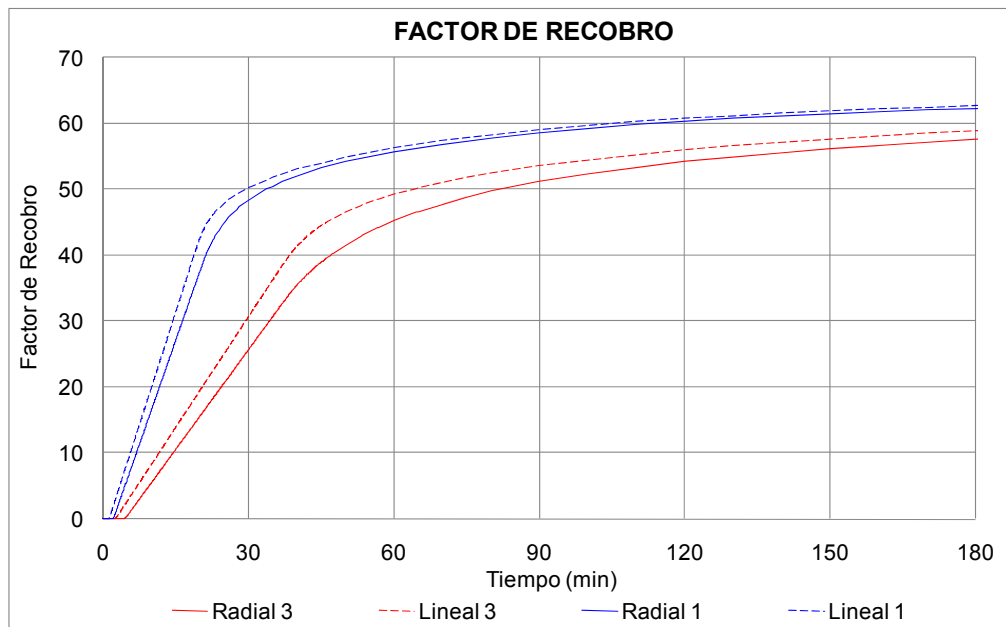
CASO	MODELO	DIMENSIONES					ARREGLO DEL GRID	CELIDAS ACTIVAS
		Lp	h	a	VP	Φ		
Caso 1	Radial	30 cm	5 cm	1/16 Cir	176 cc	0.2	65x180x5	3575 65x11x5
	Lineal	30 cm	5 cm	5.89 cm	176 cc	0.2	11x65x5	3575
Caso 2	Radial	30 cm	5 cm	1/8 Cir	176 cc	0.1	24x150x5	3600 24x30x5
	Lineal	30 cm	5 cm	11.78 cm	176 cc	0.1	20x36x5	3600
Caso 3	Radial	30 cm	5 cm	1/8 Cir	353 cc	0.2	24x180x5	3600 24x30x5
	Lineal	30 cm	5 cm	11.78 cm	353 cc	0.2	20x36x5	3600

En el caso 3, sólo se cambia el ángulo del modelo radial, pero esto a su vez implica que en el modelo lineal se ajuste el ancho con el fin de mantener el mismo volumen poroso en ambos modelos. Debido a que la Φ es igual a la del caso 1, el volumen poroso del caso 3 es dos veces la del caso 1.

El análisis de estos tres casos no se puede hacer simultáneamente dadas las condiciones que se están variando en cada uno. En ese sentido, se comparó el modelo base (Caso 1) con los otros dos de manera individual.

El análisis del caso 1 con el 3 tiene una limitante para establecer la incidencia del ángulo sobre el factor de recobro y es que el volumen poroso no es el mismo en los dos casos, por ende el aceite *in situ* desplazable tampoco es igual y, debido a que la tasa de inyección es la misma, el factor de recobro se verá afectado más por la diferencia entre el número de volúmenes porosos de agua inyectados que por el ángulo del modelo radial. La **Figura 43** muestra las curvas de factor de recobro para estos dos casos tanto en el modelo lineal como en el radial.

Figura 43. Factor de recobro caso 1 y caso 3 (análisis de θ).



La comparación del caso 1 y el 2 es más apropiada pues sin importar que la porosidad no sea la misma, el volumen poroso si es igual en los dos casos, lo que garantiza que en el modelo radial el único parámetro que afectaría la curva de factor de recobro sería el ángulo θ .

La **Figura 44** muestra las curvas de factor de recobro para el modelo radial y lineal en los dos casos; en esta figura se observa que en el caso 1 se recupera más rápido tanto en el modelo de flujo lineal como en el de flujo radial; esto se debe a que la velocidad de los frentes tanto en el modelo lineal como en el radial es mayor en el caso 1 que en el 2 pues el área transversal al flujo es mayor en este último; esto permite concluir que los modelos más adecuados para analizar la diferencia de factor de recobro lineal - radial sean el radial del caso 2 y el lineal del caso 1, con el fin de que sean lo más cercano posible a los prototipos que se manejan en el laboratorio para pruebas de desplazamiento.

Figura 44. Factor de recobro caso 1 y caso 2 (análisis de θ).

Figura 44.A Factor de recobro radial.

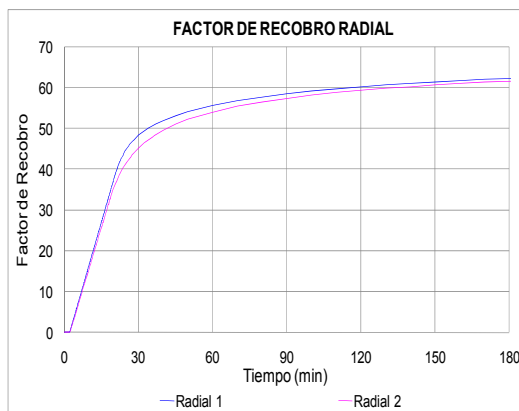
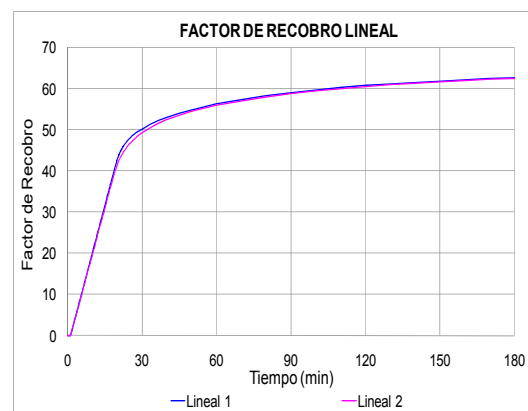
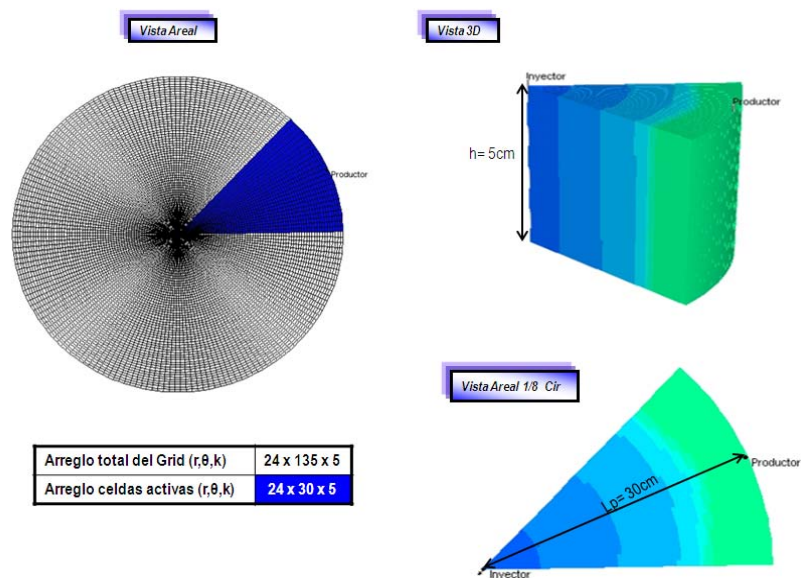


Figura 44.B Factor de recobro lineal.



En sistemas de flujo radial los prototipos más pequeños manejan 1/8 de circunferencia y para el caso de sistemas de flujo lineal los corazones con los que se trabajan manejan un diámetro máximo de 2.5 in (6.35 cm).

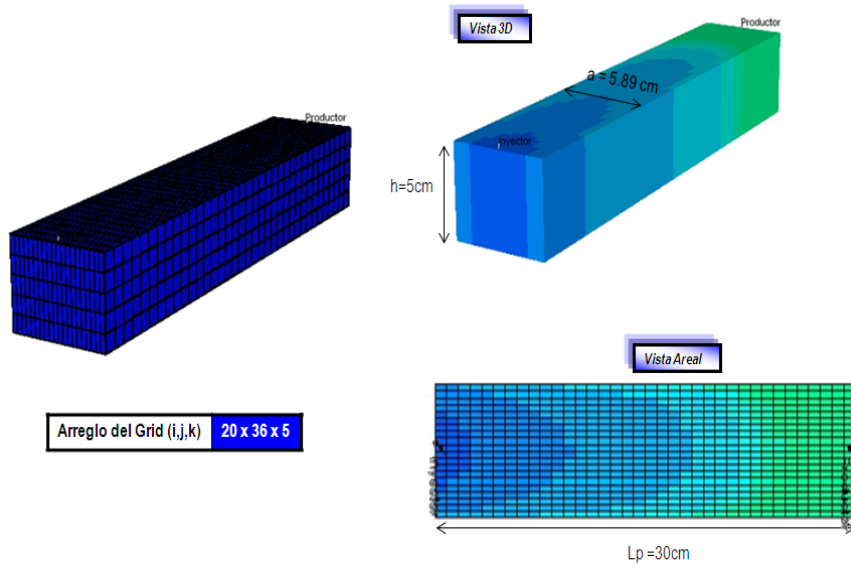
Figura 45. Modelo de simulación radial.



Fuente: Tomado y modificado de Simulador CMG

De esta forma, los modelos radial y lineal con los que en adelante se trabajará se muestran en las **Figuras 45 y 46**, en estos dos modelos la única propiedad que cambia es la porosidad, el resto de propiedades roca-fluido y los parámetros de operación son los mismos que se habían especificado en la sección 2.3.

Figura 46. Modelo de simulación lineal.



Fuente: Tomado y modificado de Simulador CMG

Las condiciones de operación fueron fijadas teniendo en cuenta las condiciones de operación mínimas y máximas empleadas en el equipo *coreflooding* (**Tabla 19**) y las propiedades roca y fluido en el modelo lineal y radial son iguales excepto la porosidad, el cual se varía con el fin de tener el mismo volumen poroso en los dos modelos de flujo (**Tabla 20**).

El modelo que representa el sistema de flujo lineal, es un arreglo cartesiano, compuesto por un pozo inyector de agua y un pozo productor de aceite, con 3600 celdas activas (20 x 36 x 5). En la **Figura 46** se muestra la configuración del enmallado y la ubicación de los pozos y en la **Tabla 21** se presenta la descripción detallada de éste.

Tabla 19. Condiciones de operación caso base (1/8 circunferencia).

CONDICIONES DE OPERACION		
PARAMETRO	VALOR	UNIDADES
Presión de Inyección	2500	psia
Presión de Fondo en el Pozo Productor	1200	psia
Tasa de Inyección	3	cm ³ /min

Para el modelo de flujo radial, se construyó un modelo cilíndrico con un octavo de circunferencia con un pozo inyector de agua y un pozo productor de aceite, con 3600 celdas activas (24 x 30 x 5). La **Figura 45** muestra la configuración del enmallado y la ubicación de los pozos y en la **Tabla 21** se presenta una descripción detallada de este.

Tabla 20. Propiedades roca – fluido caso base (1/8 circunferencia).

PROPIEDADES ROCA FLUIDO		
PROPIEDAD	VALOR	UNIASES
API	32	°API
Viscosidad Aceite	3	cp
$\Phi_{\text{Radial}} - \Phi_{\text{Lineal}}$	0.1 – 0.2	fracción
Kx, Ky	300	md
Kz	100	md
Mojabilidad	Neutra	
Temperatura Yacimiento	122	°F
Presión de Burbuja	59.21	psia
VP	176	cm ³

Tabla 21. Arreglos de los modelos de simulación radial y lineal caso base (1/8 de circunferencia).

MODELO	DIMENSIONES					ARREGLO DEL GRID	CELIDAS ACTIVAS
	Lp	h	a	VP	Φ		
Radial	30 cm	5 cm	1/8 Cir	176 cc	0.1	24x150x5	3600 24x30x5
Lineal	30 cm	5 cm	5.89cm	176 cc	0.2	20x36x5	3600

La sensibilidad de parámetros que se realizó en el apartado 2.4.2 para el caso con 1/16 de circunferencia se realizaron también para los dos anteriores modelos (de 1/8 de circunferencia), obteniendo los mismos comportamientos al variar parámetros como volumen poroso, viscosidad del aceite *in situ* y tasa de inyección.

3. ANALISIS DE RESULTADOS

Es importante recordar que el objetivo principal de este proyecto es desarrollar mediante simulación numérica, un estudio comparativo que permita relacionar el comportamiento de sistemas de desplazamiento lineal y radial a escala de laboratorio, sometidos a procesos de inyección de agua. De manera tal que el paso a seguir es analizar las curvas que describen la diferencia entre el factor de recobro lineal y radial con el tiempo y como cambian estas curvas al variar los parámetros estudiados en el capítulo anterior.

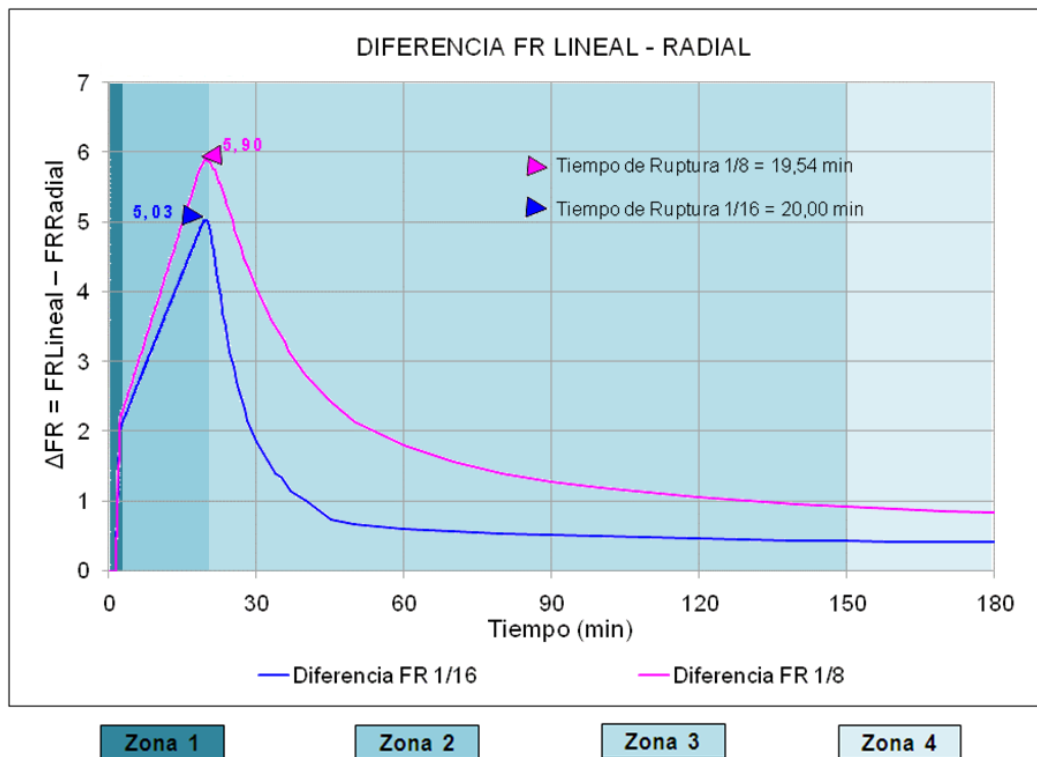
3.1. ANALISIS DIFERENCIA FACTOR DE RECOBRO LINEAL – RADIAL

Con el propósito de analizar la desviación en el comportamiento del factor de recobro lineal y radial con el tiempo y además buscar una forma de correlacionar estos dos factores de recobro, ya sea mediante una ecuación o gráficamente, se mostrara la curva que se obtiene al hacer la diferencia entre el valor de factor de recobro para el sistema de flujo lineal menos el factor de recobro de flujo radial; pues como se analizó en el capítulo 2 el sistema de flujo lineal presenta valores mayores de factor de recobro que el sistema de flujo radial.

La **Figura 47**, muestra la curva de diferencia de factor de recobro lineal – radial contra el tiempo, para los modelos de simulación equivalentes a 1/16 y 1/8 de circunferencia; en los dos casos, la curva se obtiene restando del valor de factor de recobro lineal, el valor de factor de recobro radial, para

tiempos iguales. Sin embargo, como se determinó en el capítulo anterior, nuestro caso de análisis será el modelo en el que se trabaja con un 1/8 de circunferencia para el caso de flujo radial y su equivalente para el flujo lineal; por tanto, el cambio que presenta la curva de diferencia de factor de recobro al variar parámetros como volumen poroso, tasa de inyección y viscosidad del aceite *in situ* sólo se analizarán para este modelo.

Figura 47. Diferencia factor de recobro lineal – radial (1/16 y 1/8 de circunferencia).



En las dos curvas de la **Figura 47**, se presenta un comportamiento similar donde se pueden identificar cuatro zonas. En la zona 1 (**Figura 48.A**) la cual va desde 0 hasta aproximadamente 2.28 minutos; en los primeros 1.4 minutos, la curva presenta un valor nulo debido a que en este intervalo de

tiempo no se ha obtenido respuesta del medio a la inyección de agua, por lo tanto el factor de recobro es cero en los dos modelos y por ende la diferencia de factor de recobro lineal -radial también es cero; a partir de 1.4 minutos, la curva tiene el comportamiento de una línea recta con una pendiente pronunciada, en este intervalo de tiempo se alcanza para el caso de 1/8 y 1/16 de circunferencia respectivamente una diferencia de 2.11 y 2.01 para cada caso. Además, la diferencia de factor de recobro lineal-radial se incrementa de una forma más marcada que en la zona 2, debido a que, en este intervalo para el sistema lineal ya se tienen valores de factor de recobro mientras que el sistema radial aun no presenta un valor significativo (**Figuras 48.B y 48.C**).

Figura 48. Diferencia factor de recobro lineal – radial (1/16 y 1/8 de Cir); Zona 1.

Figura 48.A Diferencia factor de recobro lineal – radial; Zona 1

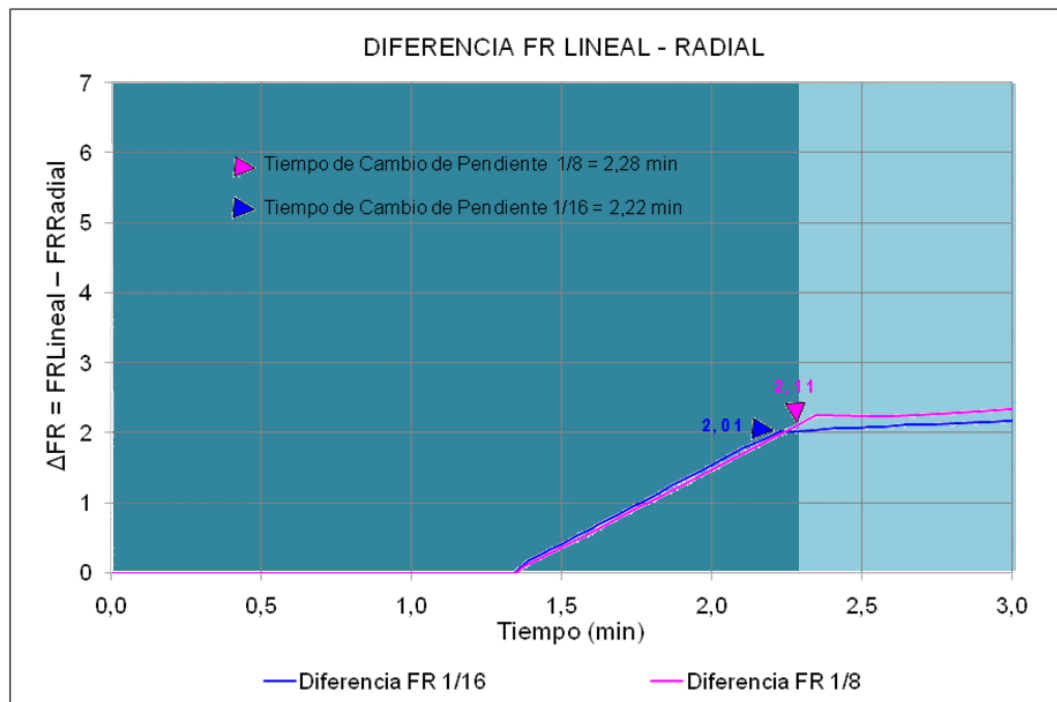


Figura 48.B Factor de recobro (1/8 Cir)

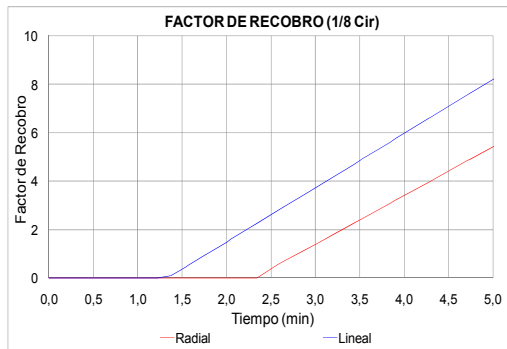
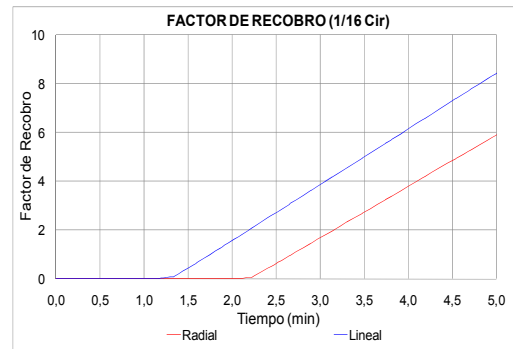


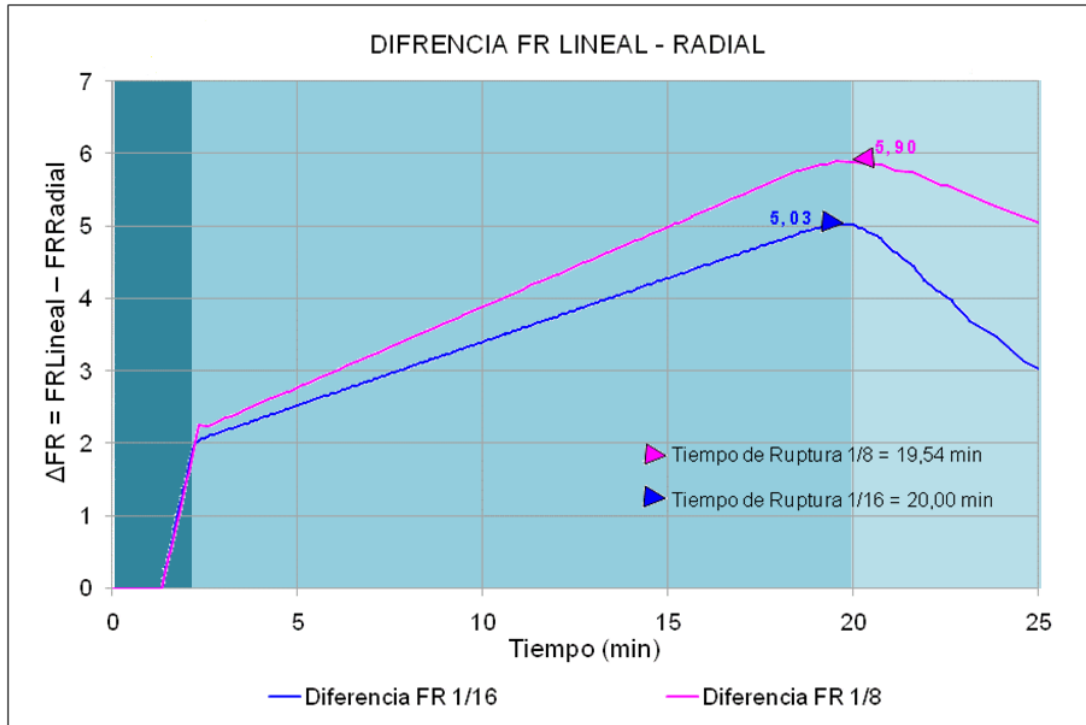
Figura 48.C Factor de recobro (1/16 Cir)



En la zona 2 que va desde 2.28 minutos hasta tiempo de ruptura (**Figura 49**) la curva nuevamente presenta el comportamiento de una línea recta pero con una pendiente menor a la que presenta la curva en la zona 1, esto se debe a que en esta zona de la curva los dos sistemas de flujo ya presentan valores de factor de recobro. Por otro, lado la explicación a que la curva sea una línea recta se da matemáticamente, debido a que, en este periodo las dos curvas de factor de recobro presentan un comportamiento lineal y al restar dos funciones que están descritas por el mismo tipo de ecuaciones (en este caso el de una línea recta), el resultado será una curva descrita por el mismo tipo de ecuación.

En la zona 3 que va desde tiempo de ruptura hasta aproximadamente 150 minutos, la diferencia entre los dos factores de recobro empieza a disminuir pues en este intervalo de tiempo, el factor de recobro tiende a estabilizarse en los dos sistemas debido a que luego de ruptura ya se ha desplazado una gran cantidad de aceite *in situ*, lo que hace que la producción de aceite de los dos sistemas de flujo (lineal y radial) se haga menor y también tienda a estabilizarse.

Figura 49. Diferencia factor de recobro lineal – radial (1/16 y 1/8 de Cir); Zona 2.

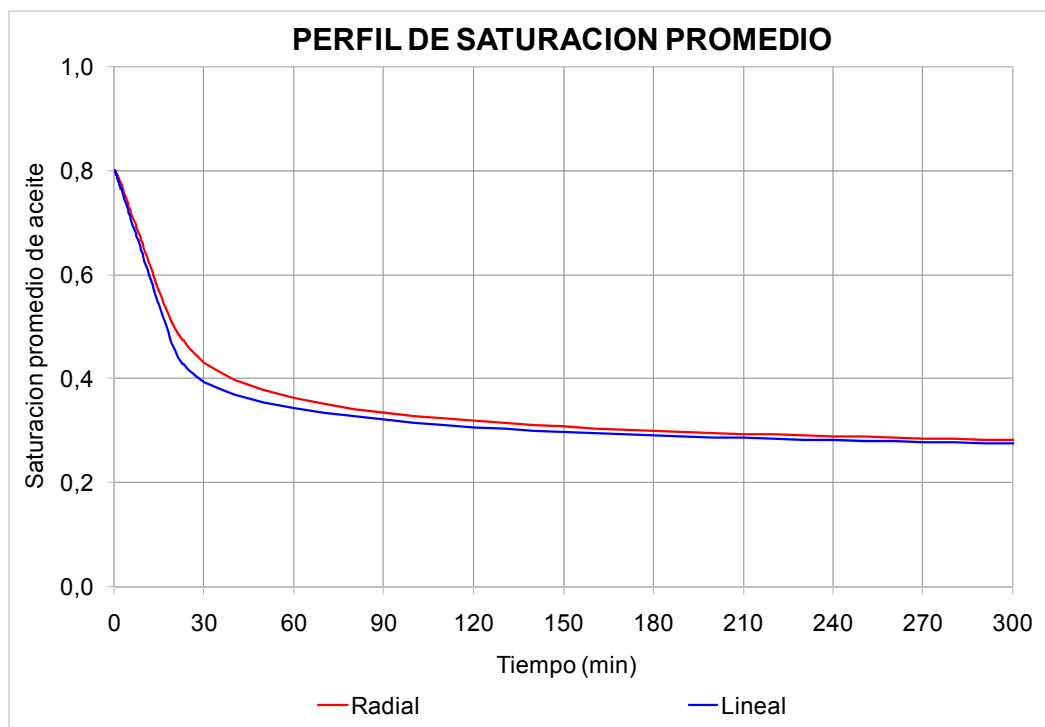


En la zona 4 que en este caso va desde 150 minutos hasta el momento en que se termina la simulación (300 min), la diferencia de factor de recobro lineal – radial se hace casi constante y es muy pequeña; pues las curvas de factor de recobro ya presentan una tendencia asintótica y debido a que los dos sistemas están casi a condiciones de saturación residual de aceite, el valor de factor de recobro final en los dos sistemas es casi el mismo.

La curva de diferencia de factor de recobro lineal – radial, como se explicó está ligada al comportamiento que tienen los valores de factor de recobro; sin embargo se mostrará el perfil de saturación de aceite contra el tiempo, con el fin de ver la relación en el comportamiento de estos dos, factor de recobro y

saturación de aceite. La **Figura 50** muestra el perfil de saturación de aceite promedio contra el tiempo, para el sistema equivalente a 1/8 de circunferencia, donde se puede observar que el sistema lineal tiene un valor menor a lo largo de todo el tiempo de simulación.

Figura 50. Perfil de Saturación de aceite promedio contra tiempo.



Los perfiles de saturación promedio contra tiempo, muestran como al inicio de la inyección la diferencia entre los valores de saturación en los dos sistemas de flujo es muy pequeño, esto se debe a que a tiempos tempranos en el sistema lineal el frente de inyección es menos estable que en el sistema radial, pues el área transversal al flujo es mayor; sin embargo, por

tener una mayor área la cantidad de aceite para desplazar es mayor en el sistema lineal, lo que minimiza el efecto de que el frente de avance radial sea más estable, pues en este intervalo de tiempo y distancia el sistema radial tiene menor cantidad de aceite para desplazar.

Luego de que el frente de avance en el sistema radial aumenta con la distancia, lo cual ocurre aproximadamente luego de 10 minutos, la diferencia de saturaciones de los dos sistemas empieza hacerse más notable; y de la misma forma que en la curva de diferencia de factor de recobro, las saturaciones en el sistema lineal y radial presentan su mayor diferencia a tiempo de ruptura.

Después de ruptura, la diferencia entre las saturaciones de los dos sistemas (lineal y radial) empieza a disminuir y a tiempos mayores a 120 min se observa que la diferencia nuevamente es mínima, debido a que los dos sistemas están casi llegando a condiciones de saturación de aceite residual; y en ese momento de la inyección, ya no se tiene en cuenta la influencia del frente de avance, pues en los dos sistemas ya se presentó la irrupción de este en el pozo productor.

Para observar el comportamiento de la saturación con la distancia entre pozos, y de esta forma complementar el análisis del cambio de la saturación de aceite en el medio poroso, la **Figura 51.A, C, E** presenta los perfiles de saturaciones contra distancia para el caso equivalente a 1/8 de circunferencia, obtenidos luego de 2.5 minutos y tiempo de ruptura, y la **Figura 51.B, D, F**, los obtenidos luego de ruptura y de 300 minutos del inicio de la inyección de agua. En los dos casos, las gráficas muestran la

saturación a lo largo de una trayectoria en línea recta entre el pozo inyector y el pozo productor en tres sectores de cada modelo, en el centro (**Figuras 51A y 51B**), en el extremo superior (**Figuras 51C y 51D**), y en el extremo inferior (**Figuras 51E y 51F**).

Figura 51. Perfil de Saturación de aceite contra distancia, modelos lineal y radial.

Figura 51.A Perfiles de So a 2.5 min y Tr

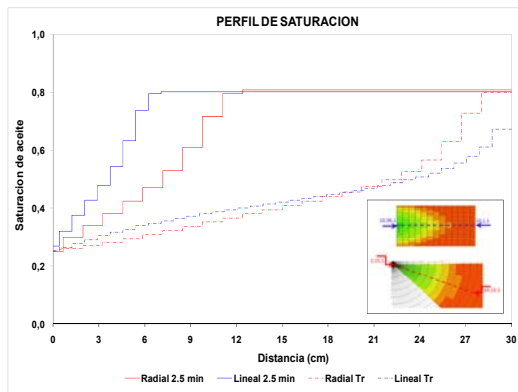


Figura 51.B Perfiles de So a Tr y 300 min

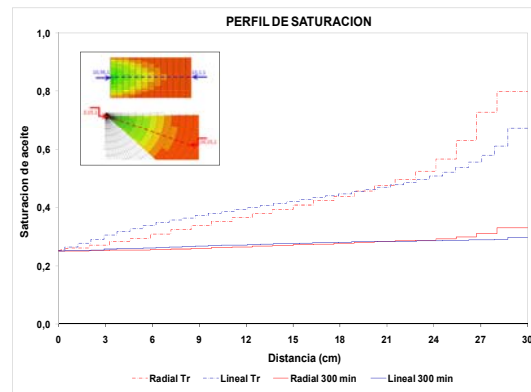


Figura 51.C Perfiles de So a 2.5 min y Tr

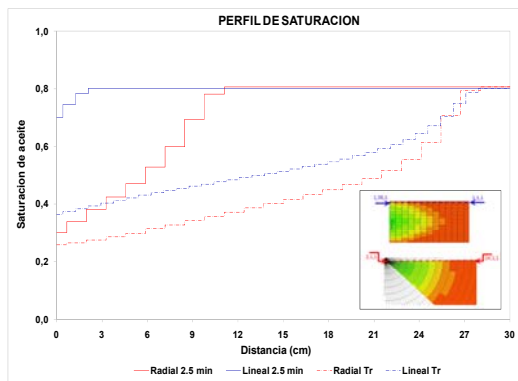


Figura 51.D Perfiles de So a Tr y 300 min

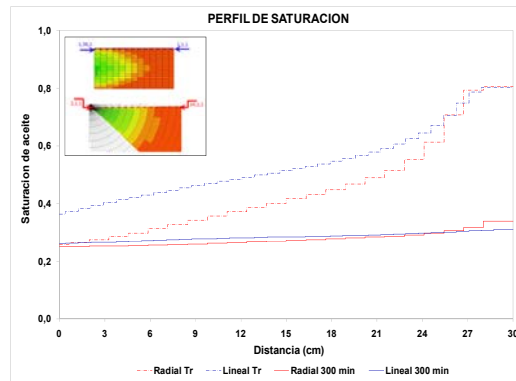


Figura 51.E Perfiles de So a 2.5 min y Tr

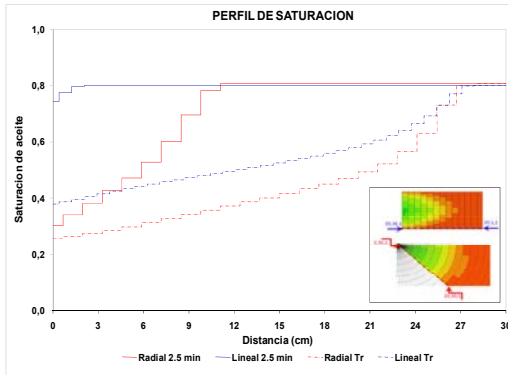
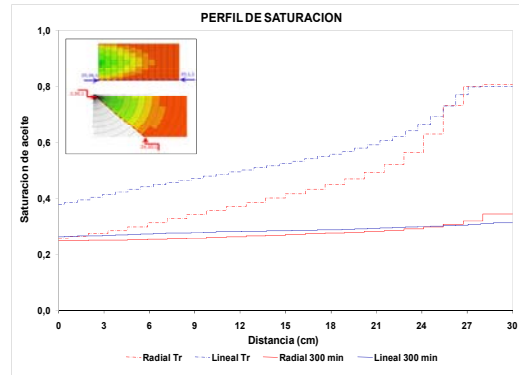


Figura 51.F Perfiles de So a Tr y 300 min



Debido a que el simulador solo permite obtener los perfiles de saturación contra distancia a través de una sola celda en una trayectoria en línea recta, los perfiles de saturación que se muestran en la **Figura 51** sólo dan una aproximación de cómo se comporta el frente de avance, por esta razón, se tomaron los tres sectores anteriormente mencionados, pues en el centro donde se tienen ubicados los pozos inyector y productor, se tiene el máximo potencial del frente de avance de la inyección de agua, mientras que los extremos superior e inferior de cada modelo, son las áreas menos barridas por el frente de avance.

Adicional a los perfiles de saturación de aceite contra tiempo y distancia entre pozos mostrados en las **Figura 50 y Figura 51**; para observar de una manera más didáctica el cambio de la saturación de aceite y agua en el medio poroso, la **Figura 52** muestra la distribución de saturación en el sistema lineal y radial equivalente a 1/8 de circunferencia luego de 2.5, 10, 20 y 300 minutos del inicio de la inyección.

Figura 52. Distribución de saturaciones.

Figura 52.A Distribución de saturación de aceite, para los modelos lineal y radial.

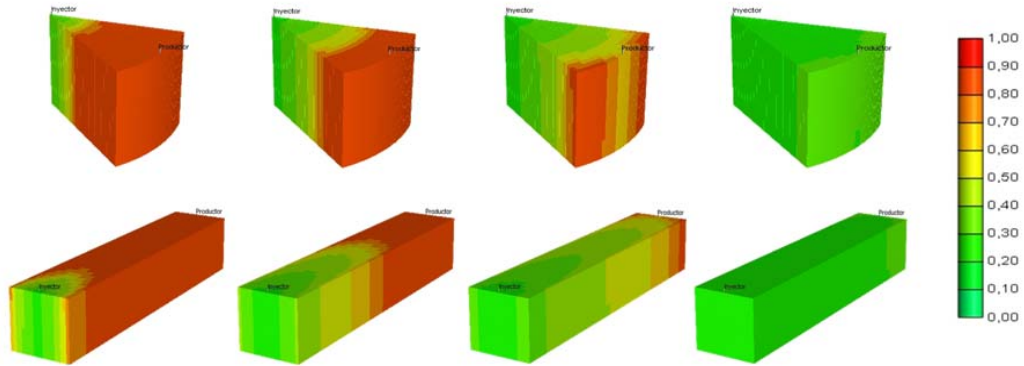
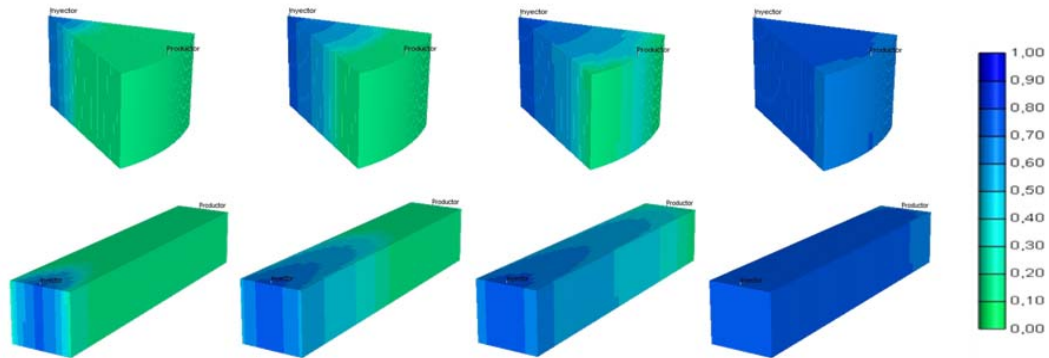


Figura 52.B Distribución de saturación de agua, para los modelos lineal y radial.



Fuente: Tomado y modificado Simulador CMG

3.2. SENSIBILIDAD DE PARAMETROS

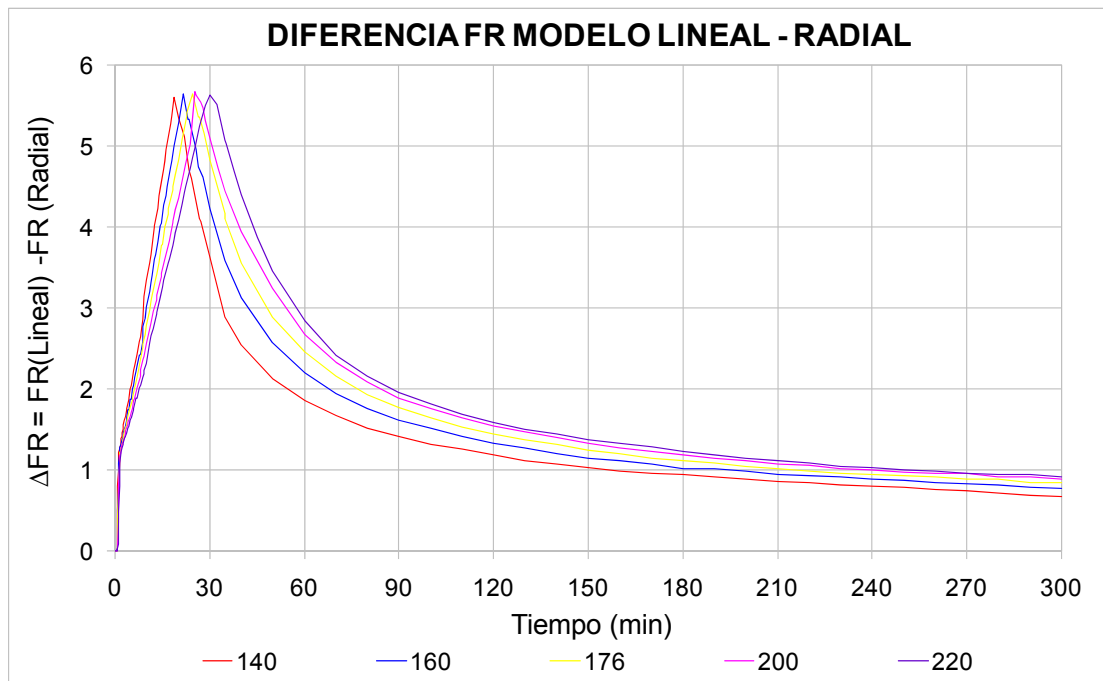
Como se observó en el capítulo dos, las curvas de factor de recobro se ven afectadas al variar parámetros tales como la viscosidad del aceite *in situ*, la porosidad, la distancia entre pozos, el volumen poroso, y la tasa de inyección; en esta sección se analizará el cambio que presenta la curva de diferencia de factor de recobro lineal – radial, al variar estos parámetros. Es importante recordar que este análisis se realizará únicamente sobre el caso

equivalente a 1/8 de circunferencia, donde los modelos de simulación para el caso lineal y radial son los presentados en las **Figuras 45 y 46** y cuyas dimensiones se especificaron en la **Tabla 21**.

3.2.1. Sensibilidad del volumen poroso

Para este caso se observarán los resultados obtenidos para dos valores de volumen poroso, por encima y por debajo del valor del caso base que es 176 cc. Cabe aclarar que en esta sensibilidad los demás parámetros tales como tasa de inyección y viscosidad del aceite, permanecerán constantes y serán los del caso base. (**Figura 53**).

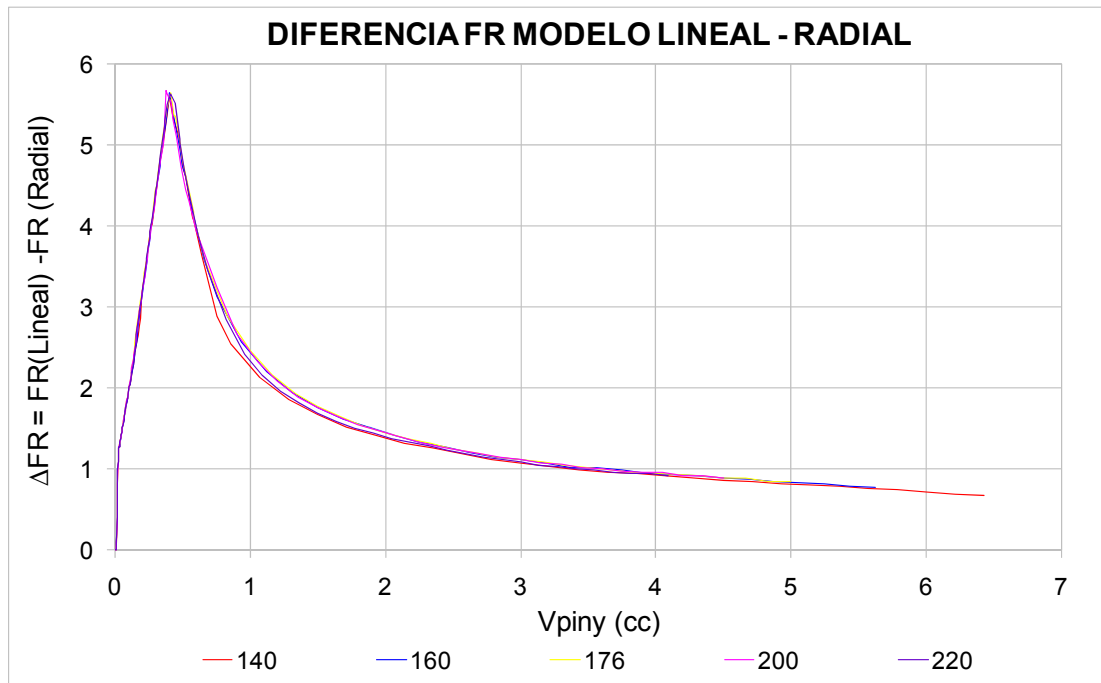
Figura 53. Diferencia factor de recobro lineal – radial contra tiempo (Sensibilidad VP).



En la **Figura 53** se puede observar como al variar el volumen poroso en los dos sistemas de flujo, la curva de diferencia de factor de recobro lineal – radial contra el tiempo, se desplaza tanto en el eje “x” como en el eje “y” pero presenta la misma tendencia, observando que el pico máximo de todas las curvas es aproximadamente el mismo y que en este se presenta el momento de ruptura para cada caso. De esta forma las curvas se desplazan hacia la derecha en el eje “x” y hacia arriba en el eje “y” (en el eje “y” solo hasta después de ruptura), al aumentar el volumen poroso. Es importante resaltar que el volumen poroso se vario con un paso constante (20 cc) con el fin de observar si las curvas de diferencia de factor de recobro lineal – radial contra el tiempo, presentaban un parámetro que permita correlacionar la variación del volumen poroso con el desplazamiento de cada curva. Sin embargo en la **Figura 53** se observa que el desplazamiento de las curvas no es constante entre ellas.

Con el fin de encontrar una forma de correlacionar el cambio del volumen poroso con el cambio de la curva de diferencia de factor de recobro lineal – radial; en la **Figura 54** se presenta la curva de diferencia de factor de recobro lineal – radial contra volúmenes porosos de agua inyectados, donde se observa que las curvas para cada valor de volumen poroso se superponen casi totalmente, esto se debe a que como se analizo en el capítulo dos, el factor de recobro es el mismo para cualquier valor de volumen poroso, siempre y cuando se hayan inyectado el mismo numero de volúmenes porosos de agua, por ende la diferencia entre el factor de recobro lineal y radial será también la misma.

Figura 54. Diferencia factor de recobro lineal radial contra VP inyectados (Sensibilidad VP)

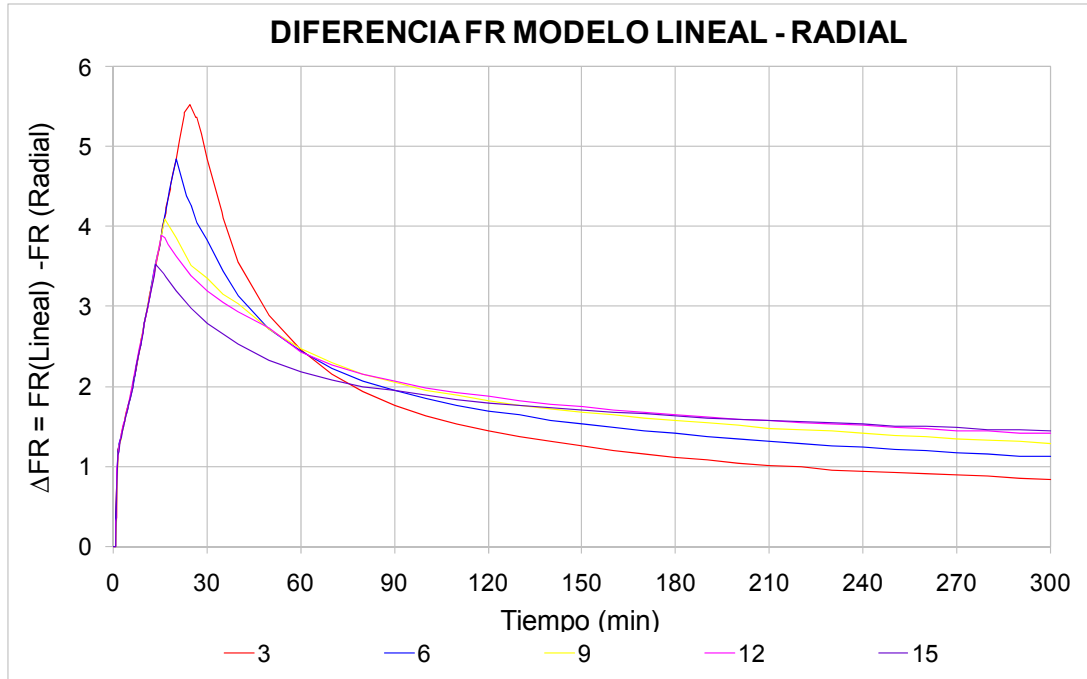


3.2.2. Sensibilidad de la viscosidad del aceite

La sensibilidad de la viscosidad del aceite *in situ* se realizó para valores de 3, 6, 9, 12 y 15 cp, empleando para el caso base 3 cp, como se había descrito en el capítulo anterior. Los resultados de la sensibilidad se muestran en la **Figura 55**.

En este caso el paso en el que se incremento la viscosidad *in situ* también fue constante, aumentando ésta cada 3cp, con el mismo fin que en el caso de la sensibilidad del volumen poroso, observar si se presenta un parámetro que permita correlacionar el cambio de la viscosidad con el desplazamiento de la curva de diferencia de factor de recobro lineal – radial.

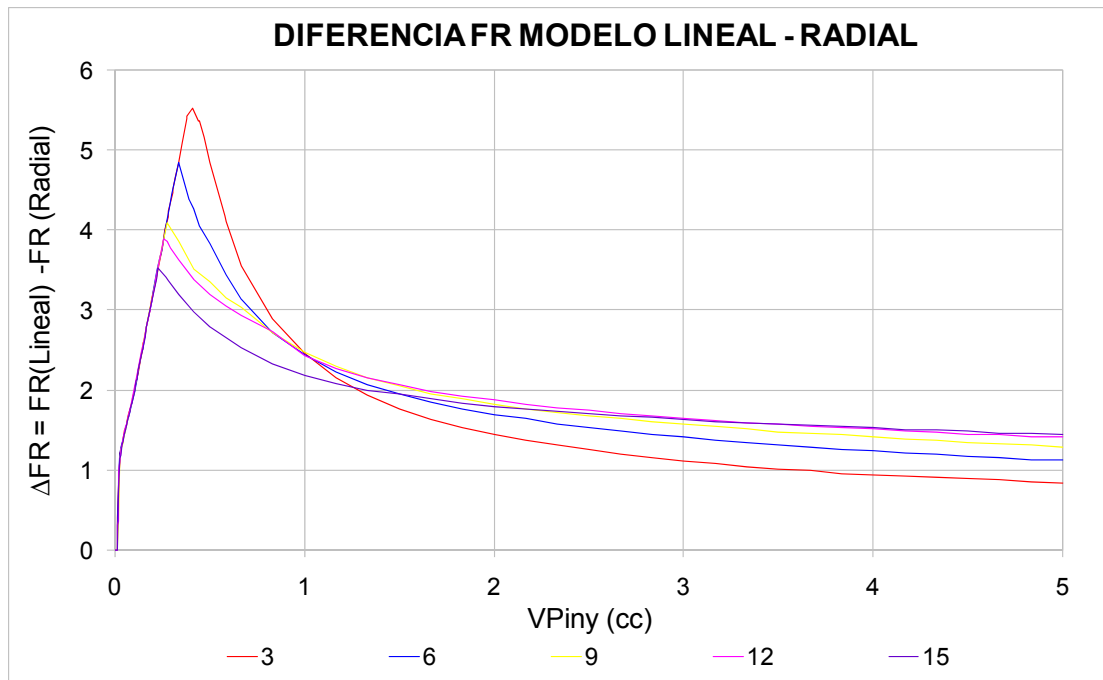
Figura 55. Diferencia factor de recobro lineal – radial contra tiempo (Sensibilidad μ).



Como se puede observar en la **Figura 55**, el comportamiento de las curvas al variar la viscosidad del aceite *in situ*, no es el mismo que se presenta al variar el volumen poroso, pues estas curvas tienen exactamente el mismo comportamiento hasta tiempo de ruptura, pero la diferencia máxima (que sigue presentándose en el momento de irrupción) disminuye a medida que la viscosidad del aceite se incrementa; sin embargo, después de ruptura el comportamientos de las curvas decrece mas rápidamente a mayor viscosidad hasta determinado tiempo, y luego este comportamiento se invierte; sin embargo, el punto en el que ocurre esto no es similar para las curvas. En este caso la variación de las curvas tampoco presenta un parámetro que permita relacionarla con el cambio en la viscosidad.

Ya que la variación de la viscosidad tampoco guarda una relación con el cambio de la curva de diferencia de factor de recobro lineal – radial contra el tiempo; se graficó la curva de diferencia de factor de recobro contra volúmenes porosos de agua inyectados(**Figura 56**); sin embargo, en este caso las curvas presentan el mismo comportamiento que cuando se grafican contra el tiempo; esto se debe a que, los volúmenes porosos inyectados son función de la tasa de inyección, el volumen poroso y el tiempo, y debido a que los dos primeros son iguales en todos los casos; los volúmenes porosos inyectados mantienen una relación directa y constante con el tiempo, lo que hace que las curvas no cambien.

Figura 56. Diferencia factor de recobro lineal – radial contra VP inyectados (Sensibilidad μ).



3.2.3. Sensibilidad de la tasa de inyección

En este caso se realizó la sensibilidad manejando 3 valores de tasas de inyección, 1, 2 y 3 cc/min. Ya que en el análisis de sensibilidad realizado en el capítulo dos se observó que al inyectar volúmenes equivalentes de agua la respuesta de factor de recobro era la misma independiente de la tasa de inyección que se utilizara.

En la **Figura 57** se puede observar que la variación de las curvas de diferencia de factor de recobro al cambiar la tasa de inyección es igual a la que se observó al realizar la sensibilidad del volumen poroso; de esta forma las curvas se desplazan hacia la derecha en el eje “x” y hacia arriba en el eje “y” (en el eje “y” solo después de ruptura) al disminuir la tasa de inyección, además el pico de la curva se sigue presentando a tiempo de ruptura.

De la misma forma que para los dos casos de sensibilidad anteriores, el cambio en la tasa de inyección no presenta un parámetro que permita correlacionarlo con el movimiento de las curvas de diferencia de factor de recobro lineal – radial contra tiempo, en los ejes “x” y “y”.

Por otro lado las curvas de diferencia de factor de recobro lineal – radial contra volúmenes porosos de agua inyectados, para la sensibilidad a la tasa de inyección se muestran en la **Figura 58**, donde igual que en la sensibilidad del volumen poroso las curvas se superponen casi totalmente.

Figura 57. Diferencia factor de recobro lineal – radial contra tiempo (Sensibilidad Qiny).

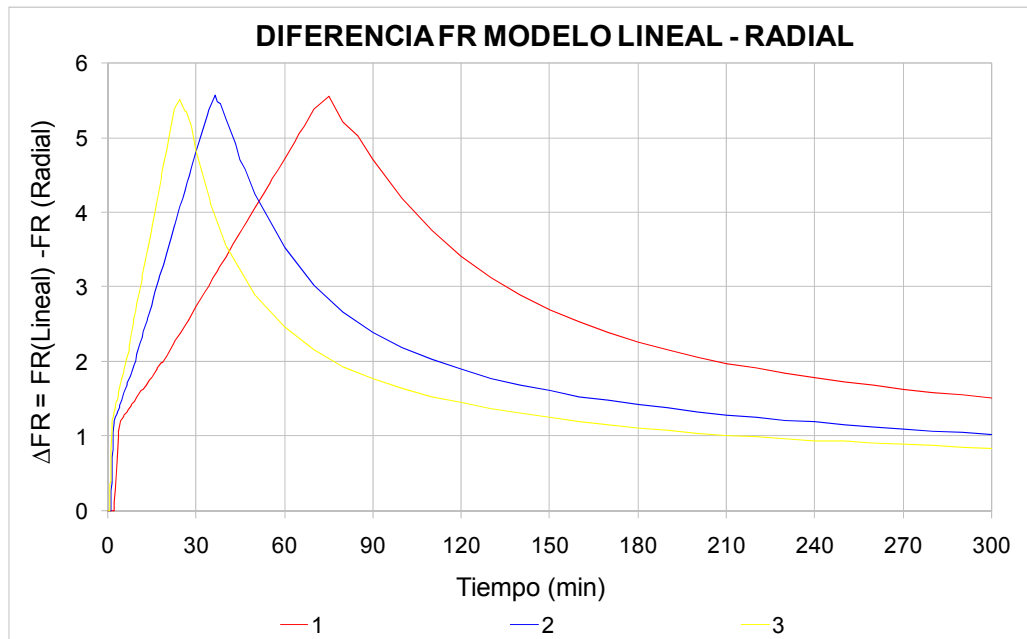
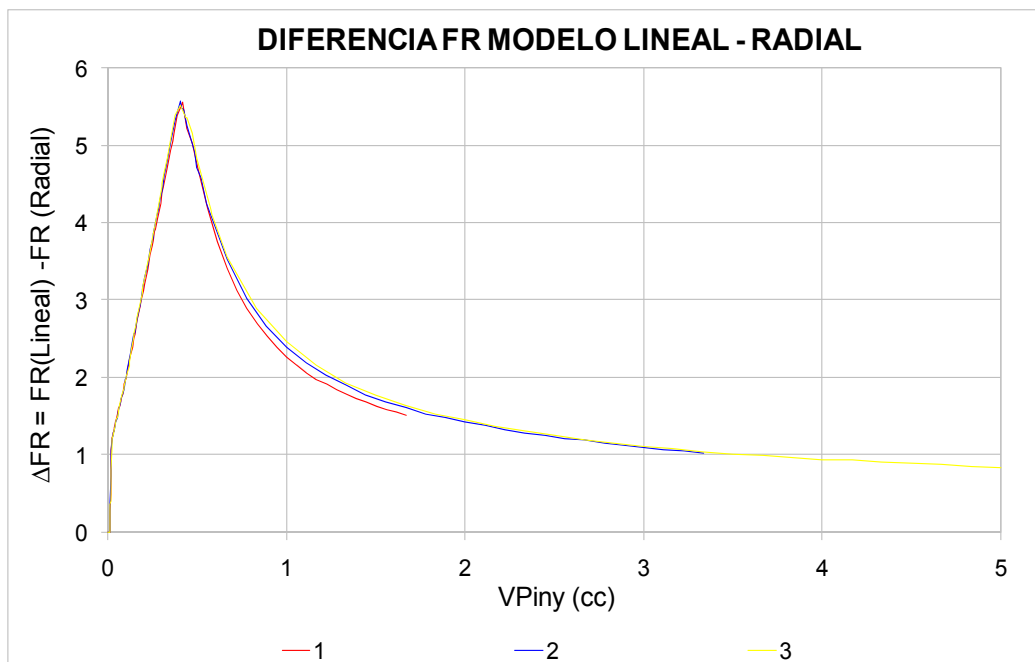


Figura 58. Diferencia factor de recobro lineal – radial contra VP inyectados (Sensibilidad Qiny).



Analizando el cambio que presentan las curvas de diferencia de factor de recobro lineal – radial contra VP inyectados, se observa que el único parámetro que hace cambiar la curva, es la viscosidad del fluido; sin embargo, la curva presenta dicha variación frente al cambio en la viscosidad solo después de ruptura. Consecuentemente con el cambio que experimenta la curva frente a la variación de parámetros como el volumen poroso, la tasa de inyección y la viscosidad del fluido, se puede plantear una ecuación que describa la diferencia de factor de recobro para cualquier condición de volumen poroso, tasa de inyección y viscosidad, hasta tiempo de ruptura; además, para determinar el comportamiento de la curva luego de ruptura se propone dos ecuaciones adicionales, las cuales están sujetas al valor de viscosidad del crudo. Con el fin de explicar en detalle cuales y como se deben emplear estas ecuaciones, con el fin de determinar la diferencia de factor de recobro lineal – radial y con esta encontrar el factor de recobro que se obtendría de una prueba con sistema de flujo radial, en el siguiente apartado se propone una metodología para dicho fin.

3.3. METODOLOGIA PARA DETERMINAR EL FACTOR DE RECOBRO DE SISTEMAS RADIALES, MEDIANTE DATOS DE LABORATORIO

Antes de plantear la metodología que permita determinar el factor de recobro que se tendría de una prueba con sistema de flujo radial, a partir de datos de pruebas de laboratorio desarrolladas en sistemas de flujo lineal; se establecerán las respectivas ecuaciones, con las cuales será posible encontrar este factor de recobro radial, junto con los rangos de tiempo y las condiciones bajo las cuales estas pueden ser usadas.

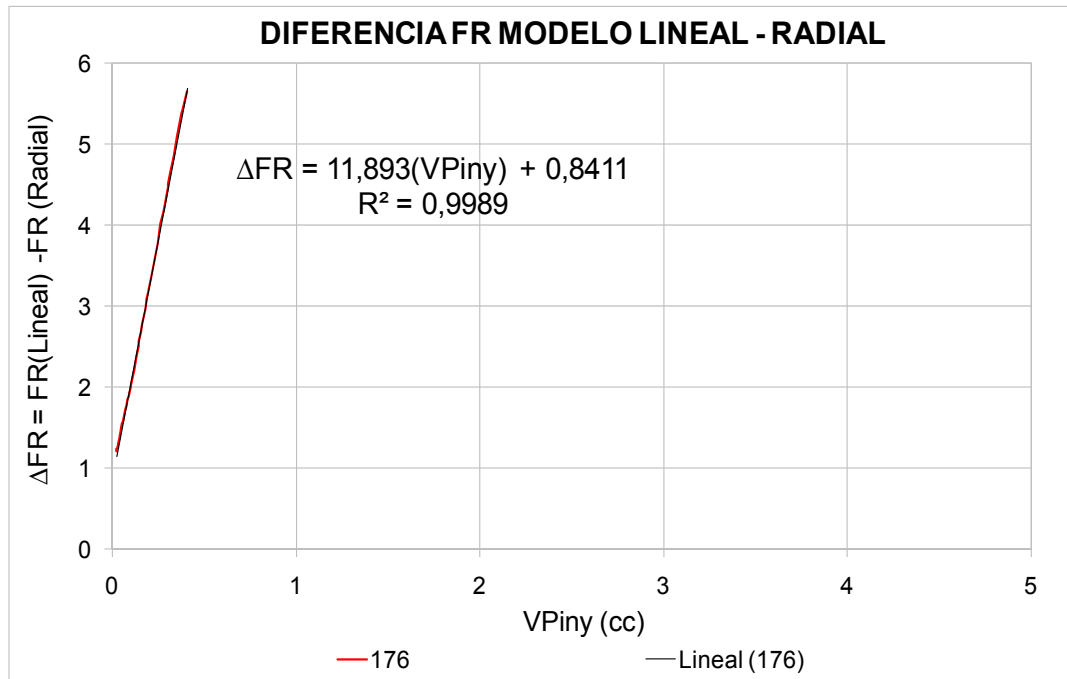
Observando las **Figuras 54, 56 y 58**, la primera ecuación que se hallara, permitirá determinar la diferencia de factor de recobro lineal – radial como función de los volúmenes porosos inyectados, hasta el momento de ruptura; sin embargo, es importante notar que, desde el inicio de la inyección hasta ruptura, la curva presenta dos comportamientos, representados por líneas recta con pendientes diferentes, donde el punto de inflexión se presenta luego de 0.023 cc de VP inyectado; lo que representa solo el 5,6% del volumen poroso total inyectado hasta ruptura; este valor tan bajo, nos permite despreciar el comportamiento inicial de la curva y asumir la segunda recta como representación válida de la diferencia del factor de recobro lineal – radial para cualquier conjunto de condiciones de la prueba.

En la **Figura 59** se muestra la curva de diferencia de factor de recobro contra volúmenes porosos inyectados para el caso base ($VP = 176$ cc; $Q_{iny} = 3$ cc/min; $\mu_o = 3$ cp), desde 0.023 cc de VPiny hasta ruptura (0.41 cc de VPiny), con la respectiva ecuación que describe esta parte de la curva. Sin embargo, esta curva es la misma para cualquier valor de volumen poroso, tasa de inyección y viscosidad; por lo que la ecuación que la describe, se puede emplear para hallar la diferencia de factor de recobro lineal – radial hasta ruptura.

Luego de ruptura, se deben hacer dos consideraciones importantes, para determinar las ecuaciones que describen la curva de diferencia de factor de recobro lineal - radial; la primera, es que la curva no puede describirse mediante una sola ecuación de las formas analíticas comunes, por lo que es necesario plantear dos ecuaciones para describir la curva luego de ruptura; la segunda consideración es referente al cambio que presenta la curva luego de ruptura al variar la viscosidad del aceite pues como muestra la **Figura 56**,

las curvas para cada valor de viscosidad no se superponen, como si ocurre en los casos donde se varia el volumen poroso y la tasa de inyección (**Figuras 54 y 58**); con respecto a esta segunda observación, y con el fin de simplificar el planteamiento de la metodología, se plantearán, únicamente dos ecuaciones basadas en la curva de viscosidad de 9 cp, ya que esta es la curva intermedia y permite que al emplear las ecuaciones para otros valores de viscosidad, el porcentaje de error sea menor que si las ecuaciones se determinaran basadas en alguna de las curvas para los valores extremos, en este caso 3 o 15 cp.

Figura 59. Curva general de diferencia de factor de recobro lineal - radial contra VPiny hasta tiempo de ruptura.



Las ecuaciones para describir la curva de diferencia de factor de recobro lineal – radial luego de ruptura, se muestran en las **Figuras 60 y 61** , en los dos casos, se tienen ecuaciones de potencia; la primera se podrá emplear desde tiempo de ruptura hasta 2 VPiny, y las segunda desde 2 VPiny en adelante. Es importante recordar, que estas ecuaciones son aplicables para un valor de viscosidad de aceite igual a 9 cp; y el porcentaje de error en el que se infiere al usarlas para diferentes valores de viscosidad de aceite se especifica en la **Tabla 22**.

Figura 60. Curva general de diferencia de factor de recobro lineal - radial contra VPiny desde tiempo de ruptura hasta 2 VPiny.

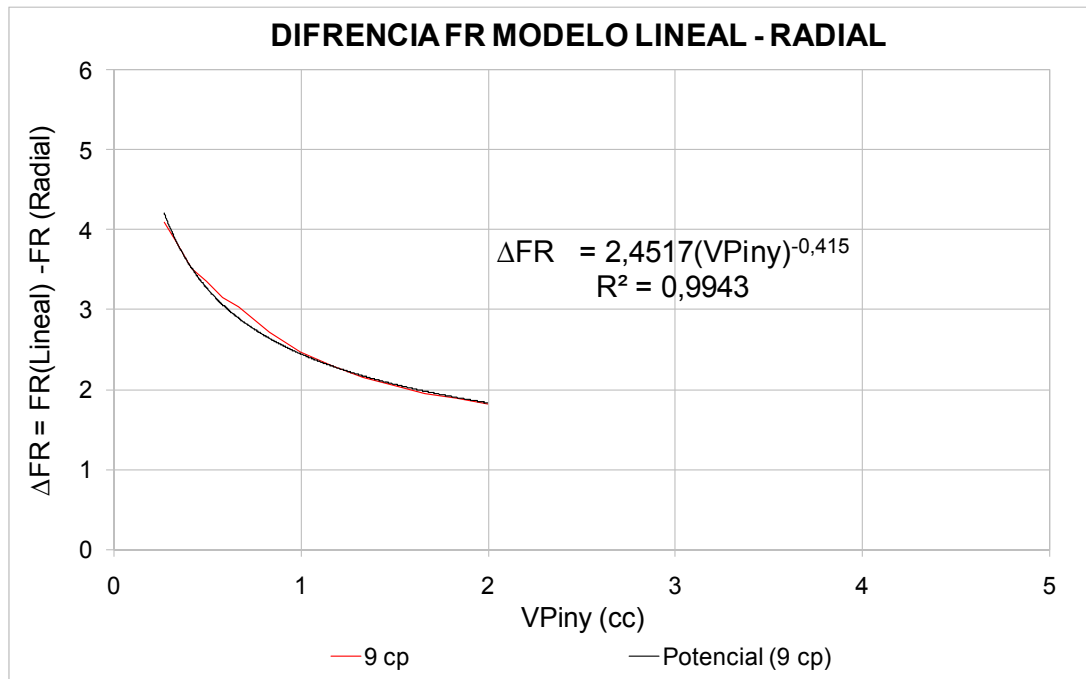


Figura 61. Curva general de diferencia de factor de recobro lineal - radial contra VPiny desde 2 VPiny en adelante.

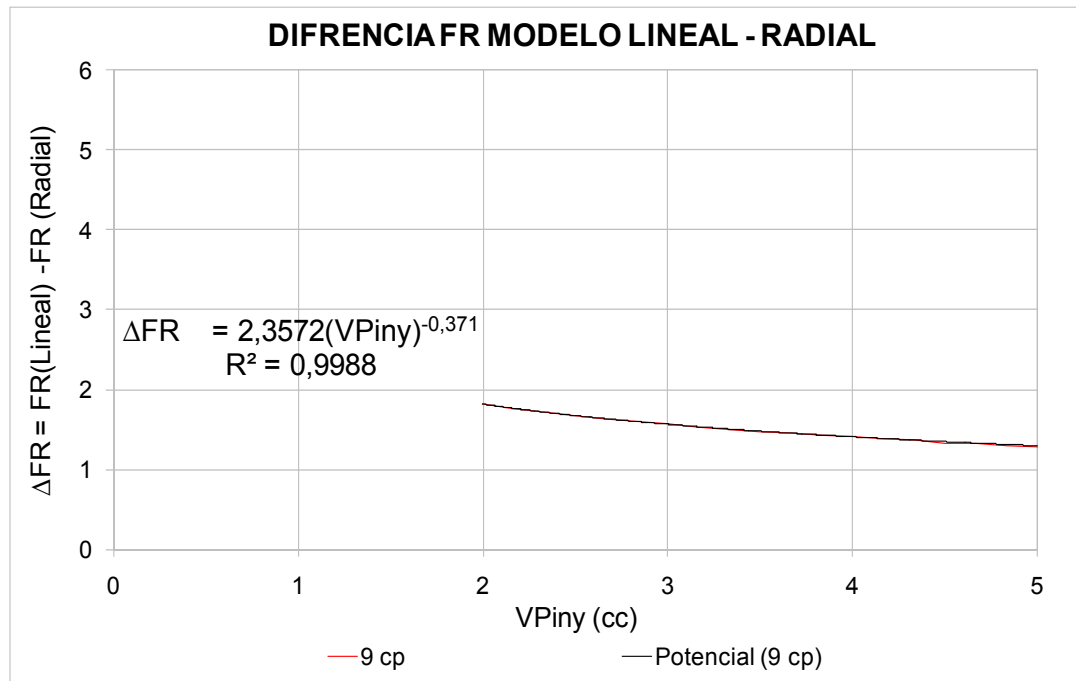


Tabla 22. Porcentaje de error al aplicar las ecuaciones para diferentes valores de viscosidad de aceite.

VISCOSIDAD (CP)	%E (ECUACION 1)	%E (ECUACION 2)
3	20	44.6
6	8.3	12.5
12	2.7	5.6
15	11.9	5.9

Debido a que, el error que se presenta al usar las ecuaciones que se determinaron para luego de ruptura es muy alto cuando se tienen valores de viscosidad bajos como es el caso de 3 cp; en el siguiente apartado se

presentara una hoja de cálculo, la cual contiene una base de datos con las curvas de diferencia de factor de recobro lineal – radial, para diferentes casos específicos de viscosidad de aceite, volumen poroso y tasas de inyección.

Par sintetizar, la **Tabla 23** muestra las tres ecuaciones de diferencia de factor de recobro lineal – radial en función del VPiny y los respectivos intervalos en los cuales pueden ser usadas.

Tabla 23. Ecuaciones generales para determinar la diferencia de factor de recobro lineal - radial.

ECUACION	INTERVALO APLICABLE
$\Delta FR = 11.893(VPiny) + 0.8411$	0.023 cc VPiny @ Tiempo de Ruptura
$\Delta FR = 2.4517(VPiny)^{-0.415}$	Tiempo de Ruptura @ 2 cc VPiny
$\Delta FR = 2.3572(VPiny)^{-0.371}$	Desde 2 cc VPiny, en adelante.

Teniendo claro cuáles son, las ecuaciones que permiten hallar la diferencia de factor de recobro lineal – radial en función del VPiny, los rangos y las condiciones bajo las cuales estas ecuaciones pueden ser empleadas, la metodología para calcular el factor de recobro que se obtendría en una prueba con un sistema de flujo radial, a partir de datos de pruebas de laboratorio desarrolladas en sistemas de flujo línea, es la siguiente:

1. Lo primero que se debe hacer con los datos que se tengan de la prueba de laboratorio, es identificar los tres intervalos bajo los cuales es aplicable cada una de las ecuaciones presentadas en la tabla 23.
2. Con los datos registrados de volumen poroso inyectado de la prueba de laboratorio, se calcula con la respectiva ecuación, la diferencia de factor de recobro (ΔFR) en función de los VP_{iny} . Si el valor de viscosidad del aceite empleado en la prueba es menor a 6 cp, no se recomienda emplear las ecuaciones establecidas para tiempos después de ruptura, ya que el porcentaje de error en el que se incurrirá será muy alto, para este caso se recomienda hacer uso de la hoja de calculo que se muestra en el apartado 3.4.
3. A cada valor de factor de recobro obtenido de la prueba de laboratorio con flujo lineal, se le resta el valor de diferencia de factor de recobro lineal – radial (ΔFR) correspondiente a cada valor de VP_{iny} y de esta forma se calculan los valores del factor de recobro que se obtendría al realizar la prueba con un sistema de flujo radial. Es importante recordar que el valor de factor de recobro obtenido de una prueba desarrollada en sistema de flujo lineal, siempre es mayor que el que se tendría en una prueba con flujo radial; por ende al calcular el factor de recobro radial siempre se debe restar de los datos de laboratorio este ΔFR .
4. Por último se grafican estos datos de factor de recobro radial calculado contra el VP_{iny} , con el fin de comparar y analizar la diferencia entre las dos curvas de factor de recobro, la obtenida en el laboratorio y la calculada, mediante este procedimiento.

3.4. HERRAMIENTA PARA RELACIONAR EL COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE RECOBRO DE SISTEMAS LINEALES Y RADIALES

Ya que con los resultados obtenidos de la sensibilidad, no se encontró un parámetro de ajuste que permita proponer una metodología que relacione la diferencia entre el factor de recobro lineal y radial con el cambio de alguno de los parámetros anteriormente analizados, a lo largo de toda la prueba, se creará una herramienta que tenga una base de datos con las curvas de diferencia de factor de recobro para un rango de volumen poroso, manejando diferentes viscosidades y diferentes tasas de inyección; de tal forma que se pueda obtener a partir de los datos de factor de recobro de una prueba de desplazamiento mediante inyección de agua en flujo lineal de laboratorio, una aproximación de lo que sería el factor de recobro en un sistema de flujo radial.

La base de datos contará con valores de volumen poroso desde 100 hasta 340 cc con un paso de 20 cc; estos valores se determinaron considerando las condiciones de operación en términos de volumen poroso del equipo de laboratorio *coreflooding*.

Para correr los modelos de simulación y poder realizar la sensibilidad en el volumen poroso, se mantuvo la misma geometría del caso base equivalente a 1/8 de circunferencia descrito en el capítulo 2 y el parámetro que se ajustó para tener el volumen poroso deseado fue la porosidad. De esta forma los valores de porosidad empleados en cada modelo, lineal y radial para cada valor de volumen poroso se muestran en la **Tabla 24**.

Luego de crear los modelos lineal y radial para cada valor de volumen poroso, en cada caso se realizó una sensibilidad a la viscosidad, empleando valores desde 3 hasta 15 cp con un paso de 3cp y la tasa de inyección se vario usando tres valores 1, 2 y 3 cc/min de tal forma que para cada valor de volumen poroso se tiene 15 casos variando estos dos parámetros, la **Tabla 25** muestra un ejemplo de los valores que se tienen para un valor determinado de volumen poroso.

Tabla 24. Valores de Φ en los modelos lineal y radial para la sensibilidad del VP.

VP (CC)	Φ RADIAL	Φ LINEAL
100	0.056589	0.113186
120	0.067906	0.135823
140	0.079224	0.158461
160	0.090542	0.181098
180	0.101860	0.203735
200	0.113177	0.226372
220	0.124495	0.249010
240	0.135813	0.271647
260	0.147130	0.294284
280	0.158448	0.316921
300	0.169766	0.339559
320	0.181084	0.362196
340	0.192401	0.384833

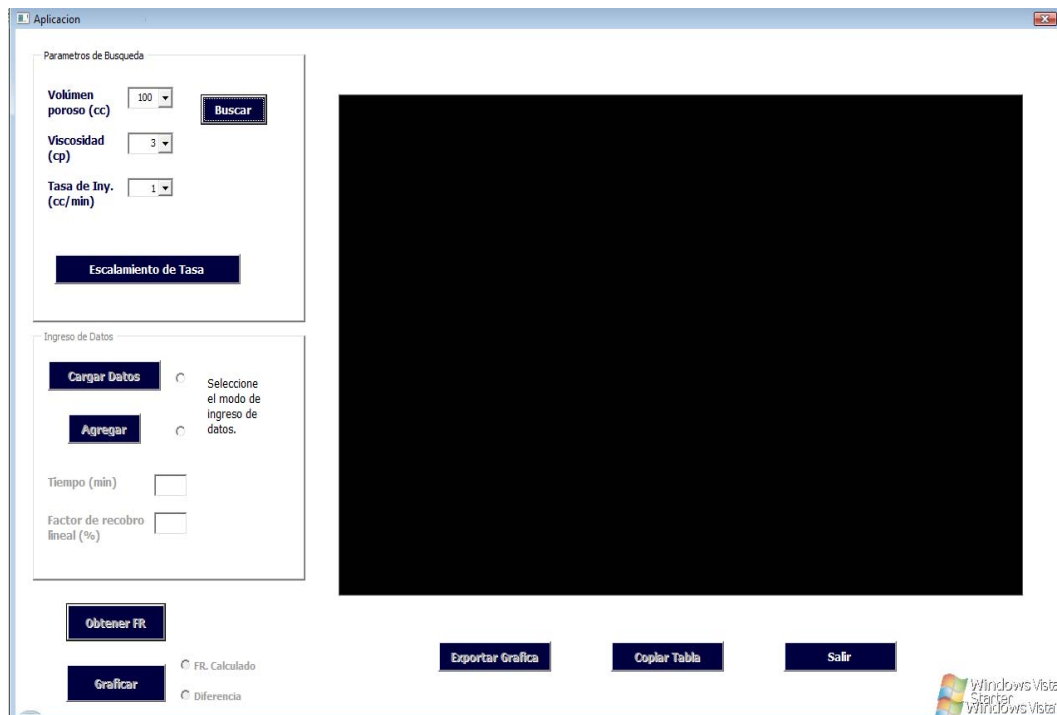
Luego de realizar las respectivas corridas de simulación para cada valor de volumen poroso, con sus respectivos escenarios, cambiando la viscosidad y

tasa de inyección, se cuenta con un total de 195 casos; de los cuales se obtuvo mediante la simulación los respectivos valores de factor de recobro, para cada uno de ellos; de esta forma, esta información se empleará para crear una base de datos, con la que se elaborará una hoja de cálculo que permita ofrecer esta información de una forma mas práctica. La interfaz de la macro se muestra en la **Figura 62**.

Tabla 25. Escenarios para el volumen poroso variando μ_o y Q_{INY} .

VP (CC)	μ_o (CP)	Q_{INY} (CC/MIN)
100	3	1
		2
		3
	6	1
		2
		3
	9	1
		2
		3
	12	1
		2
		3
	15	1
		2
		3

Figura 62. Interface herramienta para relacionar el FR lineal y radial.

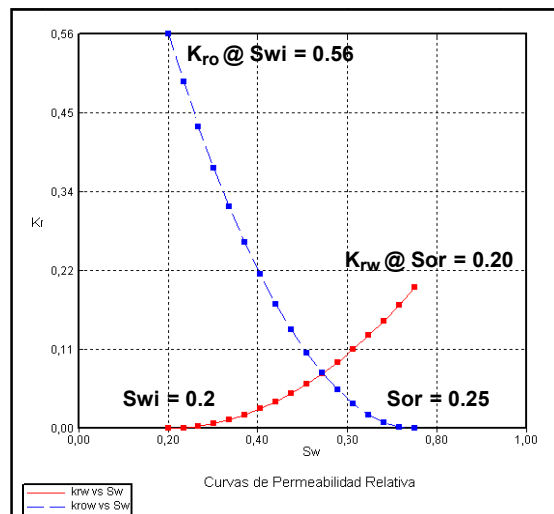


El objetivo de esta herramienta es proporcionar una forma de relacionar el factor de recobro de una prueba de laboratorio desarrollada en un sistema de

flujo lineal como las que se desarrollan en el equipo *coreflooding*, con lo que se obtendría al realizarla en un sistema de flujo radial.

De esta forma, como se observó en la sensibilidad de parámetros, los mas influyentes en la diferencia entre el factor de recobro de una prueba realizada en un sistema de flujo lineal y una en flujo radial, es el volumen poroso; que implícitamente relaciona el aceite *in situ*; por esta razón, la macro cuenta con un mayor número de casos para el volumen poroso; la **Tabla 26** relaciona cada volumen poroso de la base de datos, con el aceite *in situ* correspondiente a cada caso; teniendo en cuenta las condiciones de saturación en los *end points* de las curvas de permeabilidad relativa (**Figura 63**); las cuales son iguales en todos los modelos de volumen poroso. Cabe aclarar que en los dos sistemas, lineal y radial, el volumen poroso es el mismo; por tanto, el aceite *in situ* también.

Figura 63. Curvas de permeabilidad relativa para los modelos de la base de datos.



Fuente: Tomado y modificado Simulador CMG

Tabla 26. Aceite in situ relacionado a cada valor de volumen poroso.

VP (CC)	VPHC (CC)
100	75
120	90
140	105
160	120
180	135
200	150
220	165
240	180
260	195
280	210
300	225
320	240
340	255

En los modelos, el valor de saturación de agua inicial (S_{wi}), es igual al valor de saturación de agua irreducible (S_{wir}); de esta forma, el calculo del aceite in situ en cualquiera de los casos de volumen poroso, se realizara como se muestra a continuación:

$$VPHC = VP(1 - S_{wir})$$

$$VPHC = 100(1 - 0.25)$$

$$V_{PHC} = 100(0.75)$$

$$V_{PHC} = 75 \text{ cc}$$

Al emplear la hoja de cálculo y escoger el valor de volumen poroso más cercano al que se hubiese empleado en la prueba realizada en el *coreflooding*, es también importante emplear el valor que relacione lo más cerca posible, el valor del volumen poroso de hidrocarburos.

Antes de describir la forma de emplear la hoja de cálculo; es importante, tener presente que esta se puede ejecutar únicamente bajo el sistema operativo "Windows Vista".

Los pasos a seguir para emplear la hoja de cálculo son:

1. Escoja el valor de volumen poroso que relacione lo más cercanamente posible el aceite in situ, con el que se desarrolló la prueba de laboratorio.
2. Escoja el valor de viscosidad del aceite con el que fue saturado el núcleo; acá es importante recordar que hasta tiempo de ruptura, el comportamiento de la curva de diferencia de factor de recobro tiene el mismo comportamiento; sólo que, la diferencia máxima es menor a medida que la viscosidad disminuye.
3. El último dato de entrada con que cuenta la hoja de cálculo, es el valor de la tasa de inyección; en la hoja de cálculo se cuenta con solo tres valores de tasa de inyección 1, 2 y 3 cc/min; sin embargo, la elección

de la tasa de inyección en este caso, sólo afectará qué tan rápido es la recuperación de hidrocarburos; pues como se observó en el simulador, no se presentan los fenómenos que normalmente se relacionan con la tasa de inyección a nivel de pruebas de laboratorio. Por lo que el usuario puede elegir cualquier tasa de inyección y relacionarlo con los volúmenes porosos inyectados. En la base de datos las pruebas se simularon hasta 300 minutos; tiempo en el que las curvas de factor de recobro ya han alcanzado un comportamiento asintótico.

4. Luego de ingresar los tres datos anteriores, se debe oprimir el botón “buscar” para que la hoja de cálculo se ubique en la base de datos respectiva a este conjunto de valores.
5. Luego de que la hoja de cálculo realice esta búsqueda internamente, se habilitará la ventana donde se deben cargar los datos de factor de recobro y tiempo obtenidos en el laboratorio; para esto, el usuario debe seleccionar la forma en que ingresara los datos; pues la hoja de calculo ofrece dos formas; ingresando manualmente las parejas de datos, en el que se habilitara el botón “Agregar” o ingresar los datos a través de un documento .txt, en este caso el botón que se habilita es “Cargar Datos”. Luego de ingresar los datos la hoja de cálculo confirmará que estos datos han sido cargados.
6. El siguiente paso es oprimir el botón “Obtener FR”; internamente, la hoja de cálculo realizará la operación y una nueva ventana de diálogo, confirmará cuando la operación haya finalizado.
7. Después de calcular el factor de recobro, el usuario puede graficar el factor de recobro con los datos que ingreso en el laboratorio, junto con el factor de recobro radial; o graficar la curva de diferencia de factor de recobro con la que se cálculo el factor de recobro radial.
8. Adicionalmente, el usuario puede exportar tanto las gráficas de FR y Diferencia de FR Lineal – Radial con la que se calculó el factor de

recobro radial, como la Tabla de datos que contiene el tiempo, el factor de recobro de laboratorio que fue anteriormente ingresado y el factor de recobro radial calculado.

9. Para exportar la tabla de datos, se debe oprimir el botón “Copiar Tabla”; enseguida, aparecerá una ventana de dialogo confirmando que “Se ha copiado la tabla FR calculado al portapapeles”; se debe aceptar el mensaje de la ventana. Para que el usuario pueda visualizar estos datos, debe abrir cualquier software html. o editor de archivos planos; luego de abrir el programa que desee, debe ir a “Edición” y escoger la opción “pegar”, y enseguida aparecerá la tabla; luego de esto el usuario podrá guardar el archivo en la ruta que el desee.
10. Para exportar las gráficas de FR lineal de laboratorio, FR radial calculado y Diferencia de FR Lineal –Radial, el usuario debe oprimir el botón “Exportar Gráfica”; enseguida, se abrirá la ventana de diálogo “Guardar Como”; en ésta, el usuario podrá escoger la ruta donde quiere guardar la imagen y el formato en el que desee guardarla, para esto tiene tres opciones: “Imagen Jpg”, “Mapa de Bits” e “Imagen Gif”.
11. Como valor agregado, en la aplicación se agregó el botón “Escalamiento de tasa”; el cual permite escalar la tasa que se empleó en la prueba de laboratorio a la tasa que equivalente en campo; para esto se debe ingresar: el valor de la tasa de inyección de laboratorio en cc/min, el radio del plug en pulgadas, el radio del pozo en pulgadas, y el espesor de la formación en pies; luego de ingresar estos datos, se debe oprimir el botón “Escalar” y se obtendrá la tasa de inyección en campo en BPD. La tasa se calculo por medio de la metodología de escalamiento de Corelab.
12. Finalmente, para salir de la aplicación de una forma segura el usuario debe oprimir el botón “Salir”.

3.5. EJEMPLO PRACTICO

Con el fin de observar los datos que ofrece la macro al implementar datos de una prueba de laboratorio real, realizada en el equipo *coreflooding* del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), se mostrará a continuación la descripción de la muestra con la que se desarrolló la prueba en el laboratorio y luego se presentarán los resultados de la hoja de cálculo.

3.5.1. Descripción de la prueba de laboratorio

Para el desarrollo de las pruebas de desplazamiento con núcleos, se utilizó el "*Coreflooding System Apparatus*". Este equipo de desplazamiento con una capacidad para realizar pruebas con arreglos de núcleos hasta de 1 metro de longitud, 10000 psi de presión de trabajo y temperatura de trabajo de 250° C, fue actualizado y automatizado recientemente. Puede almacenar todos los datos de presión y temperatura generados durante la prueba en tiempo real y adicionalmente cuenta con un juego de electro-válvulas y una bomba de desplazamiento positivo gobernadas a través de un sistema computarizado, que permite al sistema inyectar los fluidos a tasa controlada, presión constante y volúmenes de inyección de 0.01 cm³. El siguiente, es el procedimiento efectuado para las diferentes pruebas de desplazamiento:

- a. Los núcleos seleccionados, son ordenados de mayor a menor permeabilidad según los datos presentados por los análisis petrofísicos básicos y se empaican en una manga de viton; de tal manera, que la permeabilidad disminuya hacia el extremo de producción. Entre los núcleos y los extremos del arreglo, se coloca papel de filtro especial para disminuir los efectos terminales (Permitir la transmisibilidad de los fluidos). La manga es ensamblada en el equipo de desplazamiento y el espacio

anular es llenado con agua como fluido de confinamiento, para evitar que los fluidos inyectados se desplacen por la pared interna de la manga y la parte externa del arreglo de núcleos.

- b. Con el fin de garantizar que no quede aire en las líneas o en los núcleos se hace alto vacío durante cuatro horas a todo el sistema, verificando el vacío con un medidor (Vacuómetro) en el extremo opuesto a la succión de la bomba de vacío.
- c. El volumen poroso del arreglo de núcleos (VP) se determina, midiendo el volumen de saturación con agua de producción a temperatura ambiente y a la presión de trabajo manteniendo la presión de confinamiento 500 psi por encima de la presión de inyección. Este proceso se realiza paso a paso hasta las válvulas más cercanas al inicio del arreglo de núcleos con el fin de medir con exactitud el volumen en las líneas y el volumen poroso de los núcleos. Se continúa desplazando agua de producción a una tasa de $1 \text{ cm}^3/\text{min}$ con el equipo en posición horizontal para determinar la permeabilidad absoluta al agua de formación.
- d. Posteriormente, se determina la saturación de agua irreducible (Swirr), desplazando crudo muerto a una tasa de $1 \text{ cm}^3/\text{min}$ a través de los núcleos con el fin de desplazar toda el agua móvil hasta que en producción no existiera presencia de agua y así dejar a condiciones de Swirr. Para el caso que se va a estudiar se inyectan en total dos VP de crudo muerto con el equipo en posición vertical, desplazando de arriba hacia abajo permitiendo que la fuerza de gravedad ayude a desplazar el agua móvil; adicionalmente se desplaza 1 VP de crudo muerto con la inclinación de la formación, para medir la permeabilidad efectiva al aceite.

El equipo saturado con crudo muerto se deja durante siete días con el fin de restaurar (Tiempo recomendado por la literatura y el sugerido por el ICP según estudios anteriores de análisis especiales). Los fluidos producidos en los desplazamientos son recolectados en zanahorias de 100 cm³, luego son sometidos a baño de María y posteriormente a centrifugación para poder contabilizar el volumen exacto de agua producida y así determinar la Swir.

- e. El sistema se lleva a temperatura de yacimiento y a la presión de trabajo del sistema o contrapresión (*Back-Pressure*), se desplazan 1.2 VP de crudo recombinado a una tasa de 1 cm³/min midiendo el volumen de gas producido en un gasómetro y el líquido producido en zanahorias de 15 ml para determinar el GOR. El arreglo se deja 2 horas saturado con crudo vivo para permitir la restauración final del medio poroso y obtener las condiciones de yacimiento.
- f. Posteriormente, se inicia la prueba de inyección continua de agua a la tasa escalada de los valores de campo, la cual es tomada como curva base de comparación de la eficiencia de las técnicas a evaluar en el proyecto.
- g. Luego, se desplazan 3 VP de crudo muerto (Drenaje) a una tasa de inyección bastante baja y el equipo en posición vertical e inyectando por la parte superior con la contrapresión en línea con el fin de dejar el arreglo a condición de saturación de agua irreducible (Swirr).

h. Seguidamente, se desplazaron 1.5 VP de crudo vivo para dejar nuevamente el sistema a condiciones de prueba. Este ítem se repite después de cada prueba de desplazamiento.

3.5.2. Propiedades del arreglo de núcleos empleados en la prueba

Con el fin de obtener muestras representativas del medio poroso del yacimiento, se decidió de común acuerdo con el personal encargado del desarrollo del **Campo A**, tener en cuenta las principales arenas productoras, así como la conectividad de éstas con las arenas de los pozos inyectores. Debido a que algunos núcleos presentaban fracturas naturales que fueron observadas después de la limpieza con tolueno y a que otros tienen permeabilidades por fuera del rango de permeabilidades promedio de las arenas de interés se escogieron finalmente los núcleos que se presentan en la **Tabla 27** para el montaje del set de núcleos. Las condiciones de trabajo para las pruebas de desplazamiento, fueron definidas así:

Presión de yacimiento (PSI):	3500
Temperatura de yacimiento (°F):	250
BSW actual:	85%

Tabla 27- Propiedades Petrofísicas básicas de los núcleos del Campo A.

LONGITUD (CM)	DIÁMETRO (CM)	DENSIDAD GRANOS (GR/CC)	Φ (%)	VP CC	PERMEABILIDAD KLINKEMBERG (MD)	PERMEABILIDAD AL AIRE (MD)
5.959	3.797	2.657	22.4	15.11	101	108
5.644	3.738	2.666	19.5	12.08	104	112
6.064	3.736	2.668	21.3	14.16	210	223
5.892	3.762	2.667	19.7	12.90	223	237
6.096	3.783	2.656	23.7	16.24	116	121
5.778	3.803	2.656	21.4	14.04	103	109
6.222	3.788	2.656	18.7	13.11	214	228
41.65			21.32	97.65	137.43	145.71

Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado – División de Servicios Técnicos – ICP

De acuerdo al procedimiento presentado en el apartado 3.4.1. se determino el volumen poroso y la Swir; estos valores son presentados en la **Tabla 28**.

La inyección de agua se realizó a una tasa de 1.22 cm³/min y se escogió en común acuerdo con el personal encargado del desarrollo del campo, teniendo en cuenta el escalamiento a partir de una distancia radial de 25 pies en el pozo inyector con el fin de evitar tasas o velocidades críticas de inyección que fueran a dañar la integridad del arreglo de núcleos y su medio poroso.

Tabla 28. Propiedades del arreglo de núcleos del Campo A.

PROPIEDAD	VALOR
Longitud (cm)	41.65
Permeabilidad (md)	240
Volumen de líneas (cm ³)	5
Volumen poroso de núcleos (cm ³)	97,65
VPHC (cm ³)	72.26
Swir	0.26

Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado – División de Servicios Técnicos - ICP

Los resultados del desplazamiento mediante la inyección de agua se presentan en la **Tabla 29**, en esta se muestra el volumen de agua y aceite desplazados, la saturación de agua y aceite, la eficiencia de desplazamiento, la producción acumulada de aceite y el factor de recobro.

Tabla 29. Datos Waterflooding laboratorio arreglo A1; 2003.

TIEMPO (min)	VOLUMEN DE FLUIDOS (CM ³)			SATURACIONES		BSW	ED	Np	FR
	V. Total	Vol. Agua	Vol. Oil	So	Sw				
0.00	0.00	0.00	0.00	0.74	0.26	0.00	0.00	0.00	0.00
4.34	4.95	0.00	4.95	0.69	0.31	0.00	0.06	4.95	6.85
8.69	5.85	0.00	5.85	0.64	0.36	0.00	0.13	10.80	14.95
13.03	6.15	0.00	6.15	0.58	0.42	0.00	0.21	16.95	23.46

17.38	6.75	0.00	6.75	0.52	0.48	0.00	0.30	23.70	32.80
21.72	7.50	0.90	6.60	0.46	0.54	12.00	0.38	30.30	41.93
26.07	7.80	5.55	2.25	0.44	0.56	71.15	0.41	32.55	45.05
30.41	7.35	6.00	1.35	0.43	0.57	81.63	0.42	33.90	46.91
34.75	7.20	6.00	1.20	0.42	0.58	83.33	0.44	35.10	48.57
39.10	7.50	6.60	0.90	0.41	0.59	88.00	0.45	36.00	49.82
43.44	7.05	6.00	1.05	0.40	0.60	85.11	0.46	37.05	51.27
47.79	7.05	6.15	0.90	0.39	0.61	87.23	0.47	37.95	52.52
52.13	7.35	6.30	1.05	0.38	0.62	85.71	0.49	39.00	53.97
56.48	6.75	6.00	0.75	0.37	0.63	88.89	0.50	39.75	55.01
60.82	7.80	6.75	1.05	0.36	0.64	86.54	0.51	40.80	56.46
65.16	6.60	5.85	0.75	0.36	0.64	88.64	0.52	41.55	57.50
69.51	7.35	6.45	0.90	0.35	0.65	87.76	0.53	42.45	58.75
73.85	6.75	6.30	0.45	0.34	0.66	93.33	0.54	42.90	59.37
78.20	7.95	7.20	0.75	0.34	0.66	90.57	0.55	43.65	60.41
82.54	6.75	6.60	0.15	0.34	0.66	97.78	0.55	43.80	60.61
86.89	5.85	5.85	0.00	0.34	0.66	100.00	0.55	43.80	60.61
91.23	7.95	7.35	0.60	0.33	0.67	92.45	0.55	44.40	61.44
95.57	6.90	6.75	0.15	0.33	0.67	97.83	0.56	44.55	61.65
99.92	6.15	6.00	0.15	0.33	0.67	97.56	0.56	44.70	61.86
104.26	7.50	6.90	0.60	0.32	0.68	92.00	0.57	45.30	62.69
108.61	6.75	6.15	0.60	0.32	0.68	91.11	0.57	45.90	63.52
112.95	7.05	6.60	0.45	0.31	0.69	93.62	0.58	46.35	64.14
117.30	6.75	6.75	0.00	0.31	0.69	100.00	0.58	46.35	64.14
121.64	6.90	6.90	0.00	0.31	0.69	100.00	0.58	46.35	64.14
125.98	6.90	6.90	0.00	0.31	0.69	100.00	0.58	46.35	64.14
130.33	7.50	7.05	0.45	0.31	0.69	94.00	0.58	46.80	64.77
134.67	7.05	6.75	0.30	0.30	0.70	95.74	0.59	47.10	65.18

139.02	6.45	6.45	0.00	0.30	0.70	100.00	0.59	47.10	65.18
143.36	7.20	7.20	0.00	0.30	0.70	100.00	0.59	47.10	65.18
147.70	7.05	7.05	0.00	0.30	0.70	100.00	0.59	47.10	65.18
152.05	6.60	6.60	0.00	0.30	0.70	100.00	0.59	47.10	65.18
156.39	7.35	7.20	0.15	0.30	0.70	97.96	0.59	47.25	65.39
160.74	7.35	7.05	0.30	0.30	0.70	95.92	0.59	47.55	65.80
165.08	6.75	6.60	0.15	0.30	0.70	97.78	0.60	47.70	66.01
169.43	8.40	7.80	0.60	0.29	0.71	92.86	0.60	48.30	66.84
173.77	7.20	6.90	0.30	0.29	0.71	95.83	0.61	48.60	67.26
178.11	6.75	6.75	0.00	0.29	0.71	100.00	0.61	48.60	67.26
182.46	6.90	6.90	0.00	0.29	0.71	100.00	0.61	48.60	67.26
186.80	6.60	6.60	0.00	0.29	0.71	100.00	0.61	48.60	67.26
191.15	6.00	6.00	0.00	0.29	0.71	100.00	0.61	48.60	67.26
195.49	6.75	6.60	0.15	0.29	0.71	97.78	0.61	48.75	67.46
199.84	7.05	6.90	0.15	0.29	0.71	97.87	0.61	48.90	67.67
204.18	6.75	6.75	0.00	0.29	0.71	100.00	0.61	48.90	67.67
208.52	6.60	6.60	0.00	0.29	0.71	100.00	0.61	48.90	67.67
212.87	6.75	6.75	0.00	0.29	0.71	100.00	0.61	48.90	67.67
217.21	6.60	6.60	0.00	0.29	0.71	100.00	0.61	48.90	67.67

Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado – División de Servicios Técnicos – ICP

Con la anterior tabla y los datos de volumen poroso de hidrocarburos y tasa de inyección se puede hacer uso de la hoja de cálculo para observar como sería la respuesta de factor de recobro si esta prueba se hubiese realizado en un sistema de flujo radial.

3.5.3. Resultados de la hoja de cálculo para la prueba en el arreglo A1

Siguiendo los pasos que se mencionaron en el apartado 3.3., se deben identificar los valores de volumen poroso (simultáneamente se debe tener en cuenta el VPHC asociados al VP), viscosidad del aceite y tasa de inyección que estén más cercanos a los empleados en la prueba de laboratorio; para esto, la **Tabla 30** muestra los valores de laboratorio y los valores mas cercanos en la base de datos.

Tabla 30. Datos de búsqueda, laboratorio - hoja de cálculo.

PROPIEDAD	LABORATORIO	HOJA DE CALCULO
VP (cc)	97.65	100
VPHC(cc)	72.26	75
Viscosidad (cp)	NA	3, 6, 9, 12, 15
Qiny (cc/min)	1.22	1

Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado – División de Servicios Técnicos – ICP

Como se muestra en los datos de la tabla, los valores de laboratorio son muy cercanos a los que se tienen en la base de datos; sin embargo, los datos de la prueba de laboratorio no especifican la viscosidad del aceite, esto se puede resolver, de la siguiente forma:

1. De los datos de laboratorio, determinar el valor de VPiny a tiempo de ruptura. De la **Tabla 29**; se observa que la ruptura se presenta a 21.72 min; la tasa de inyección es 1.22 cc/min y el volumen poroso de la

muestra es 97.65 cc; realizando el cálculo se tiene que el VPiny @ Tr es 0.2714 cc.

$$VP_{iny} = \frac{Q_{iny} * t}{VP}$$

$$VP_{iny} = \frac{1.22 * 21.72}{97.65}$$

$$VP_{iny} = 0.2714 \text{ cc}$$

2. Con el valor de VPiny @ Tr, hallar la diferencia de factor de recobro lineal –radial, mediante la ecuación que se muestra en la Figura 59; pues, es a tiempo de ruptura, donde la curva presenta su valor máximo.

$$\Delta FR = 11.893 * VP_{iny} + 0.8411$$

$$\Delta FR = 11.893 * 0.2714 + 0.8411$$

$$\Delta FR = 11.893 * VP_{iny} + 0.8411$$

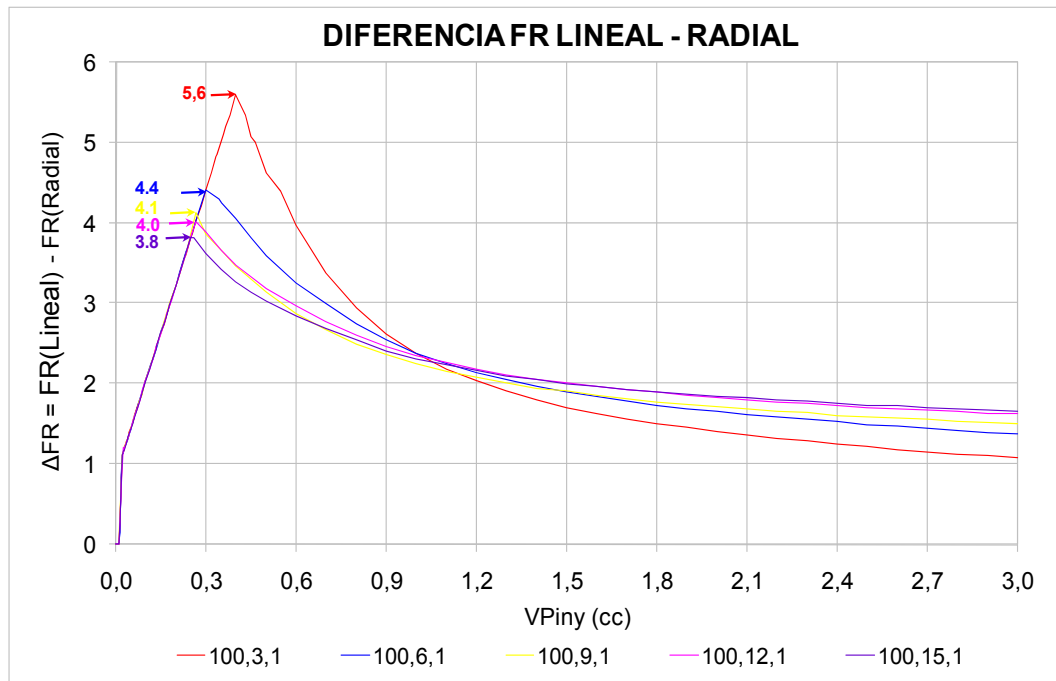
$$\Delta FR = 4.1$$

3. Empleando el conjunto de curvas de diferencia de factor de recobro lineal – radial presentadas para diferentes valores de viscosidad (**Figura 64**), se busca aquella que presente el valor máximo mas cercano al calculado en el paso 2. De esta forma se tendrá una aproximación del valor de viscosidad de la prueba de laboratorio. En este caso la curva que presenta el valor máximo más cercano a 4.1 es

la correspondiente a un valor de viscosidad de 9 cp. Las curvas de diferencia de factor de recobro lineal - radial en la **Figura 64**, están nombradas con tres números, los cuales están asociados al volumen poroso, la viscosidad y la tasa de inyección respectivamente.

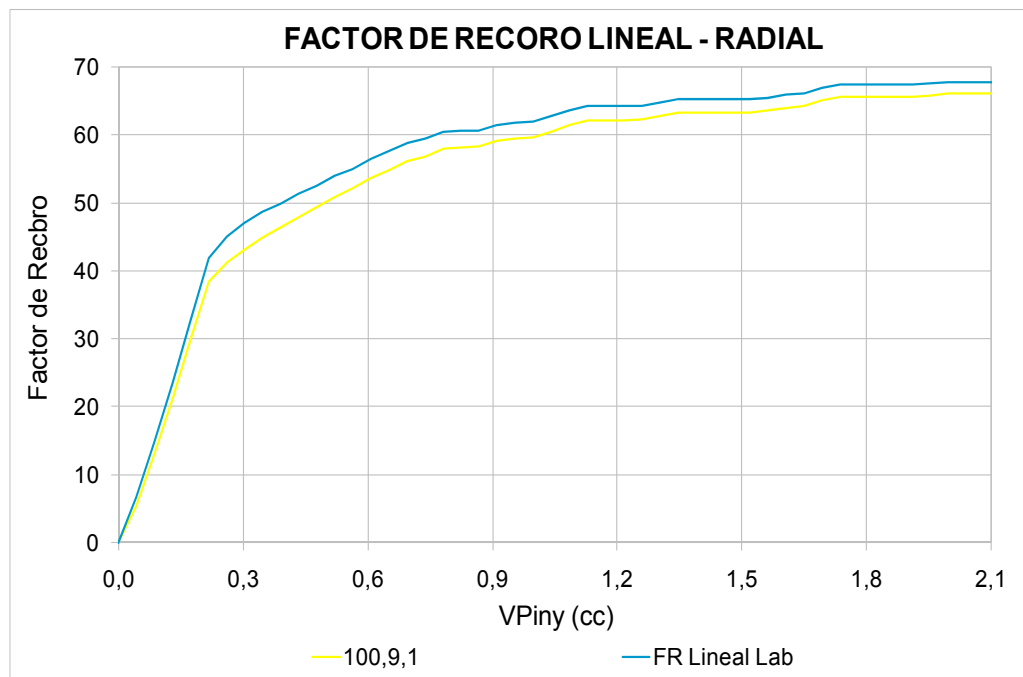
Teniendo ya el valor de viscosidad definido, y con los datos de volumen poroso, volumen poroso de hidrocarburos y la tasa de inyección que se especificaron en la **Tabla 30**, se puede calcular el factor de recobro que se obtendría al realizar esta prueba en un sistema de flujo radial, de dos formas; manualmente mediante la metodología presentada en el apartado 3.3 empleando las respectivas ecuaciones, o mediante la hoja de calculo seleccionando los respectivos valores de VP, μ_o y Q_{iny} , e ingresando los datos de la prueba de laboratorio para este caso.

Figura 64. Diferencia FR lineal - radial.



En la **Figura 65**, se observa que la curva de factor de recobro lineal de laboratorio presenta ciertas oscilaciones; debido a que el programa con el que se toman los datos, se bloquea con cierta periodicidad; por lo que hay que reiniciarlo y al hacer el empalme de los datos, se presentan dichas variaciones; esto hace, que al calcular la curva de factor de recobro radial, esta también presente las mismas oscilaciones.

Figura 65. Factor de recobro de laboratorio y radial calculado.



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado – División de Servicios Técnicos – ICP

La diferencia entre las curvas de factor de recobro lineal y radial es apreciable (**Figura 65**), y esta diferencia será más significativa, cuando se quiera escalar los valores de laboratorio a campo, donde los volúmenes de

aceite asociados al volumen poroso del yacimiento son grandes y un diferencia de 4% de factor de recobro, implica una cantidad considerable de aceite por recuperar.

CONCLUSIONES

A partir de los resultados obtenidos y de la información recopilada en el desarrollo de este proyecto, se concluye que:

- Los resultados de simulación muestran que, el factor de recobro obtenido de una prueba de desplazamiento en un sistema de flujo lineal es mayor que el obtenido en una prueba en un sistema radial, debido a que el frente de avance en el sistema lineal es mas uniforme a lo largo de toda la trayectoria entre el pozo inyector y el productor.
- El análisis de sensibilidad de parámetros operacionales mostro que la variación de la tasa de inyección en el modelo de simulación base, incrementa la velocidad de recuperación de aceite; pero, no afecta el recobro final, debido a que los modelos de simulación son homogéneos y no tienen en cuenta efectos a escala de laboratorio, como la heterogeneidad de los corazones, efectos de digitación viscosa y canalizaciones del agua inyectada; los cuales, son muy comunes en los modelos físicos de laboratorio.
- Al realizar la diferencia matemática entre el valor de factor de recobro obtenido en una prueba lineal y el factor de recobro obtenido en una prueba radial, y graficarla contra los volúmenes porosos inyectados, se obtiene una curva tipo, la cual, es invariable hasta tiempo de ruptura sin importar el cambio en parámetros tales como tasa de inyección, volumen poroso de la muestra y viscosidad del crudo.

- La curva de diferencia de factor de recobro, presenta el punto máximo a tiempo de ruptura, este punto máximo presenta el mismo valor siempre y cuando el valor viscosidad sea el mismo; de lo contrario, a menor viscosidad mayor valor presenta el punto máximo de la curva.
- Luego de ruptura el cambio de la curva no presenta ninguna relación, que permita relacionar este, con la variación de la viscosidad del aceite, como lo muestra la sensibilidad realizada.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar éste estudio con modelos físicos, teniendo en cuenta que hay dos tipos de parámetros que hacen que el comportamiento de la curva de diferencia de factor de recobro sea diferente; lo cual permitirá observar que otros parámetros o fenómenos influyen en la curva de diferencia de factor de recobro lineal -radial.
- Debido a que la curva de diferencia de factor de recobro lineal – radial, cambia su comportamiento al variar dos tipos de propiedades; las relacionadas con el volumen poroso y las referentes a las propiedades del fluido, se recomienda realizar un estudio matemático con el fin de encontrar una ecuación paramétrica que describa la curva de diferencia de factor de recobro en función de estas dos propiedades.
- Para el desarrollo del estudio de simulación realizado, se elaboró un modelo de laboratorio que no trabaja con ángulo de buzamiento, lo cual es posible representar en el laboratorio, por lo que se recomienda que para trabajos posteriores, se lleve a cabo un análisis que tenga en cuenta un modelo con buzamiento, con el fin de analizar la incidencia de este en la diferencia de factor de recobro lineal y radial.

BIBLIOGRAFIA

1. AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing. 2001.
2. ARAQUE G., D.; MONTAÑEZ C., A. M. Habilitación del equipo modelo de inyección de cinco puntos scala. UIS. Bucaramanga, 2005.
3. BABADAGLI, Tayfun; ERSHAGHI, Iraj. Imbibition assisted two-phase flow in natural fractures. SPE 24044. March 30–April 1, 1992.
4. BUCKLEY, S. E y LEVERETT, M. C. Mechanisms of fluid displacement in sands, Trans., AIME (1942) 146, 107 – 116.
5. Computer Modelling Group Ltd. User's Guide IMEX Advanced Oil/Gas Reservoir Simulator. Calgary, Alberta, Canada. 2007.
6. DB. Robinson Design & Manufacturing Ltd. Jeffri rotating core holder and stand operating and maintenance guide. Alberta, Canada. November 20, 1992.
7. GOMEZ, Luis Gonzalo. Recobro secundario – Desplazamiento con agua. UIS. Bucaramanga, 1989.

8. FAROUQ, Ali, S.M. Oil recovery by steam injection, Producers Publishing Company, Inc. Bradford, Pennsylvania (1970) 74 -77.

9. PARIS, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela, 2001.

10. WILLHITE Paul. Waterflooding. Second Printing, Society of Petroleum Engineers Richardson, TX, 1986.

ANEXO A

CALCULO DEL PERFIL DE VELOCIDAD RADIAL

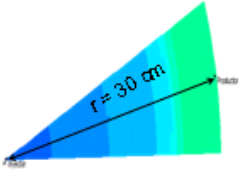
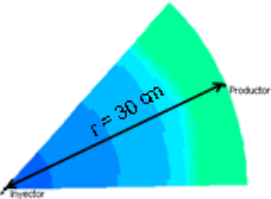
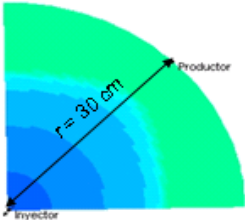
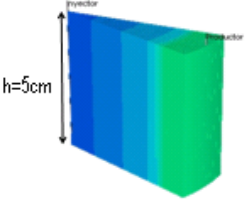
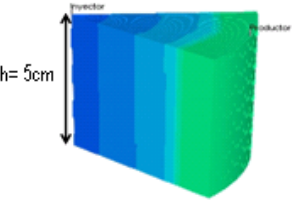
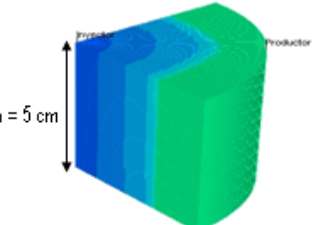
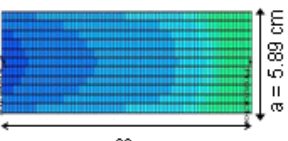
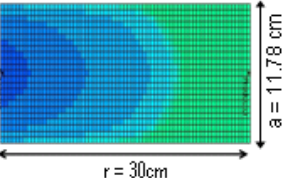
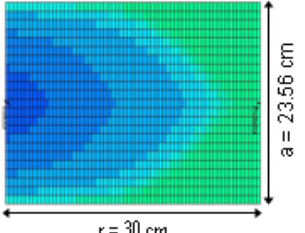
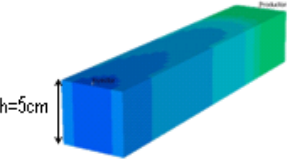
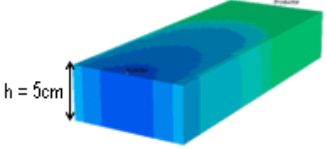
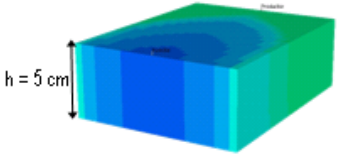
Para obtener los perfiles de velocidad radial y lineal mostrados en la **Figura 10** se hallaron los valores de velocidad partiendo de la ecuación que describe la velocidad como el caudal sobre el área transversal al flujo.

$$v = \frac{Q_{iny}}{A}$$

La figura 10 muestra los perfiles de velocidad para tres casos, los cuales corresponden a 1/16 (Caso 1), 1/8 (Caso 2) y 1/4 (Caso 3) de circunferencia, las dimensiones de los modelos lineal y radial para cada caso se muestran en la **Tabla A1**, los valores del ancho (a) en los modelos lineales fueron calculados de tal forma que se tuvieran igual el volumen poroso y la distancia entre pozos en el modelo radial y lineal en cada caso, este calculo se muestra en el capítulo 2.

Para realizar el calculo del perfil de velocidad del fluido de un pozo inyector y empleando valores registrados en las pruebas de desplazamiento en laboratorio se trabajara con una tasa de inyección de 3cm³/min.

Tabla A1. Dimensiones de los modelos radial y lineal.

1/16 Circunferencia	1/8 Circunferencia	1/4 Circunferencia
		
		
<p>$r = 30\text{cm}; h = 5\text{cm}; \Theta = 22.5^\circ$</p>	<p>$r = 30\text{cm}; h = 5\text{cm}; \Theta = 45^\circ$</p>	<p>$r = 30\text{cm}; h = 5\text{cm}; \Theta = 90^\circ$</p>
		
		
<p>$r = 30\text{cm}; h = 5\text{cm}; a = 5.89 \text{ cm}$</p>	<p>$r = 30\text{cm}; h = 5\text{cm}; a = 11.78 \text{ cm}$</p>	<p>$r = 30\text{cm}; h = 5\text{cm}; a = 23.56 \text{ cm}$</p>

Fuente: Tomado y modificado de Simulador CMG.

En el modelo de de flujo radial se calculo la velocidad cada 0.01cm a lo largo de toda la distancia entre el pozo inyector y el pozo productor (r = 30cm), ya que el área transversal al flujo no es constante a lo largo de esta trayectoria, al realizar el calculo usando este Δr lo que se quiere conseguir es que el perfil sea lo mas exacto posible. En el caso del modelo de flujo lineal debido a que el área transversal al flujo es constante no se hace necesario realizar este procedimiento.

Velocidad del modelo de flujo lineal:

$$v = \frac{Q_{iny}}{A} = \frac{3\text{cm}^3/\text{min}}{a * h}$$

Caso 1:

$$v = \frac{Q_{iny}}{A} = \frac{3\text{cm}^3/\text{min}}{a * h}$$

$$v = \frac{3\text{cm}^3/\text{min}}{5.89\text{cm} * 5\text{cm}}$$

$$v = \frac{3\text{cm}^3/\text{min}}{29.45\text{cm}^2}$$

$$v = 0.1\text{cm}/\text{min}$$

Caso 2:

$$v = \frac{Q_{iny}}{A} = \frac{3\text{cm}^3/\text{min}}{a * h}$$

$$v = \frac{3 \text{ cm}^3 / \text{min}}{11.78 \text{ cm} * 5 \text{ cm}}$$

$$v = \frac{3 \text{ cm}^3 / \text{min}}{58.9 \text{ cm}^2}$$

$$v = 0.05 \text{ cm} / \text{min}$$

Caso 3:

$$v = \frac{Q_{iny}}{A} = \frac{3 \text{ cm}^3 / \text{min}}{a * h}$$

$$v = \frac{3 \text{ cm}^3 / \text{min}}{23.56 \text{ cm} * 5 \text{ cm}}$$

$$v = \frac{3 \text{ cm}^3 / \text{min}}{117.8 \text{ cm}^2}$$

$$v = 0.025 \text{ cm} / \text{min}$$

Velocidad del modelo de flujo radial:

$$v_i = \frac{Q_{iny}}{A_i} = \frac{3 \text{ cm}^3 / \text{min}}{\left(\frac{2\pi}{16}\right) * r_i * h}$$

Donde:

r_i = 0,01; 0,02; 0,03....30cm. Debido a que el calculo para cada r_i es el mismo solo se mostrara el calculo para r_i = 0.01cm y r_i = 30cm, en los tres casos.

Caso 1a ($r_i = 0.01\text{cm}$):

$$v_i = \frac{Q_{iny}}{A_i} = \frac{3\text{ cm}^3/\text{min}}{\left(\frac{2\pi}{16}\right) * r_i * h}$$

$$v_i = \frac{3\text{ cm}^3/\text{min}}{(0.3927) * 0.01\text{cm} * 5\text{cm}}$$

$$v_i = \frac{3\text{ cm}^3/\text{min}}{0.0196\text{cm}^2}$$

$$v_i = 152.78\text{ cm}/\text{min}$$

Caso 1b ($r_i = 30\text{cm}$):

$$v_i = \frac{Q_{iny}}{A_i} = \frac{3\text{ cm}^3/\text{min}}{\left(\frac{2\pi}{16}\right) * r_i * h}$$

$$v_i = \frac{3\text{ cm}^3/\text{min}}{(0.3927) * 30\text{cm} * 5\text{cm}}$$

$$v_i = \frac{3\text{ cm}^3/\text{min}}{58.9\text{cm}^2}$$

$$v_i = 0.05\text{ cm}/\text{min}$$

Caso 2a ($r_i = 0.01\text{cm}$):

$$v_i = \frac{Q_{iny}}{A_i} = \frac{3\text{ cm}^3/\text{min}}{\left(\frac{2\pi}{8}\right) * r_i * h}$$

$$v_i = \frac{3 \text{ cm}^3 / \text{min}}{(0.7854) * 0.01 \text{ cm} * 5 \text{ cm}}$$

$$v_i = \frac{3 \text{ cm}^3 / \text{min}}{0.0393 \text{ cm}^2}$$

$$v_i = 76.39 \text{ cm} / \text{min}$$

Caso 2b ($r_i = 30 \text{ cm}$):

$$v_i = \frac{Q_{iny}}{A_i} = \frac{3 \text{ cm}^3 / \text{min}}{(2\pi/8) * r_i * h}$$

$$v_i = \frac{3 \text{ cm}^3 / \text{min}}{(0.7854) * 30 \text{ cm} * 5 \text{ cm}}$$

$$v_i = \frac{3 \text{ cm}^3 / \text{min}}{117.8 \text{ cm}^2}$$

$$v_i = 0.025 \text{ cm} / \text{min}$$

Caso 3a ($r_i = 0.01 \text{ cm}$):

$$v_i = \frac{Q_{iny}}{A_i} = \frac{3 \text{ cm}^3 / \text{min}}{(2\pi/4) * r_i * h}$$

$$v_i = \frac{3 \text{ cm}^3 / \text{min}}{(1.5708) * 0.01 \text{ cm} * 5 \text{ cm}}$$

$$v_i = \frac{3 \text{ cm}^3 / \text{min}}{0.0785 \text{ cm}^2}$$

$$v_i = 38.19 \text{ cm}/\text{min}$$

Caso 3b ($r_i = 30 \text{ cm}$):

$$v_i = \frac{Q_{iny}}{A_i} = \frac{3 \text{ cm}^3/\text{min}}{\left(\frac{2\pi}{4}\right) * r_i * h}$$

$$v_i = \frac{3 \text{ cm}^3/\text{min}}{(1.5708) * 30 \text{ cm} * 5 \text{ cm}}$$

$$v_i = \frac{3 \text{ cm}^3/\text{min}}{235.62 \text{ cm}^2}$$

$$v_i = 0.013 \text{ cm}/\text{min}$$

Luego de realizar los cálculos para desarrollar el perfil de velocidad de cada caso se observó que en el modelo de flujo radial cuando la distancia del frente de avance del fluido se aleja del pozo inyector, la velocidad tiende a tomar un valor casi constante, y que al comparado con el valor de la velocidad en el modelo lineal el primero es ligeramente menor, ya que el área transversal al flujo en el modelo radial en la cercanía al pozo productor es mucho mayor al área transversal (que permanece constante) en el modelo de flujo lineal (**figuras A1, A2 y A3**).

Figura A1. Perfil de Velocidad Radial y Lineal Caso 1 (1/16 Circunferencia).

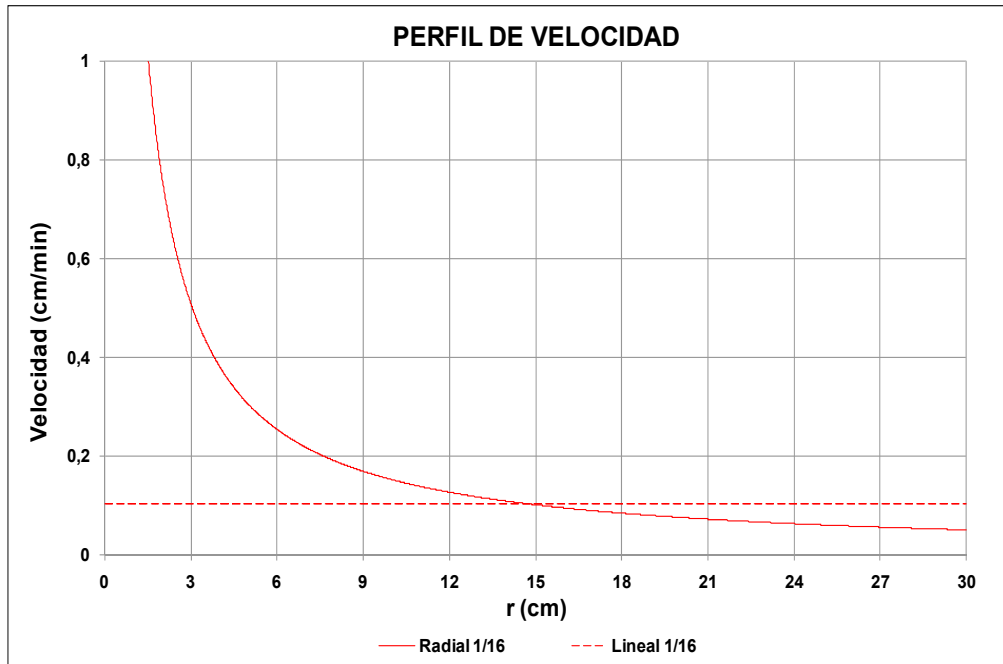


Figura A2. Perfil de Velocidad Radial y Lineal Caso 2 (1/8 Circunferencia).

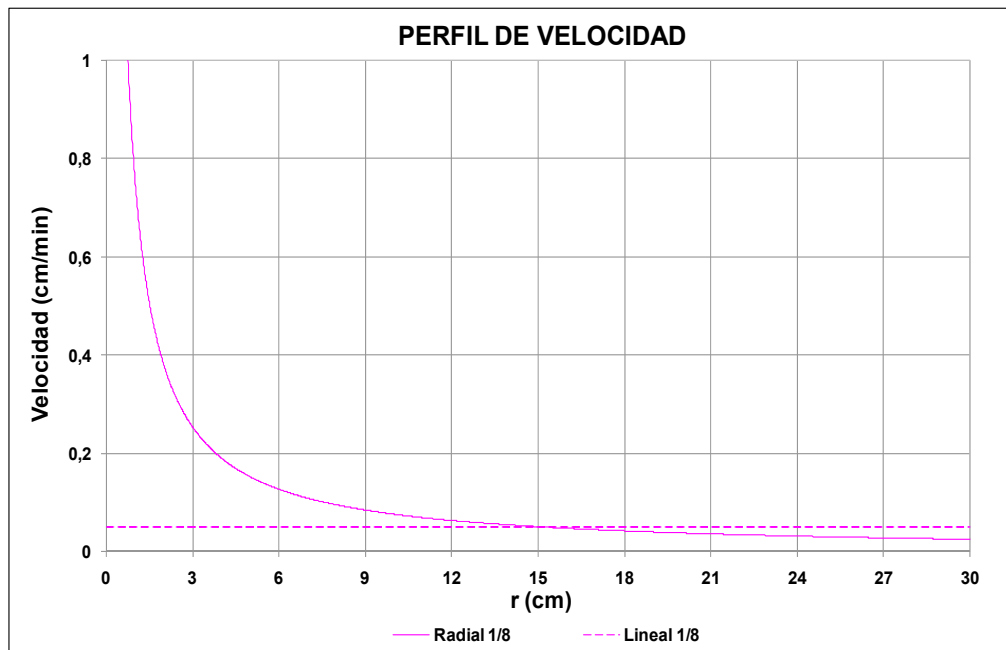
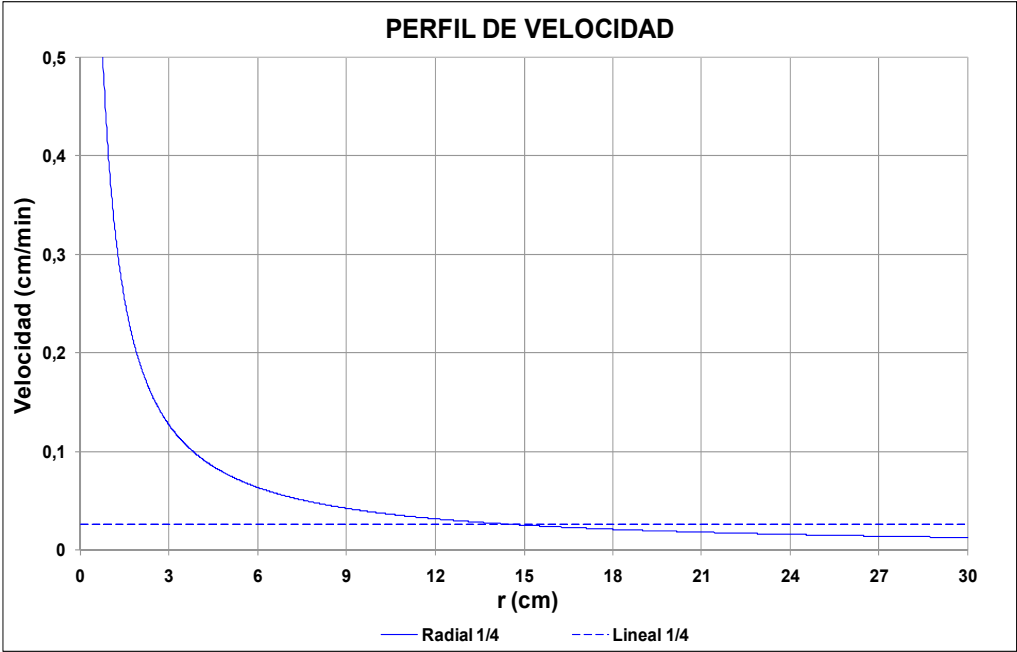


Figura A3. Perfil de Velocidad Radial y Lineal Caso 3 (1/4 Circunferencia).



ANEXO B

PROCESO PARA REALIZAR SIMULACIONES NUMÉRICAS, DE UN PROCESO DE DESPLAZAMIENTO CON AGUA A NIVEL DE LABORATORIO.

Teniendo en cuenta los procesos de desplazamiento con agua a nivel de laboratorio; se mostrara posteriormente una guía de simulación, en la cual, se presentaran los pasos esenciales para la realización de simulaciones numéricas de nivel intermedio, tomando como punto de partida esencial, los parámetros mas determinantes en un proceso de desplazamiento con agua.

B1. INICIO DE LA PLATAFORMA DE LANZAMIENTO (TECHOLOGIES LAUNCHER)


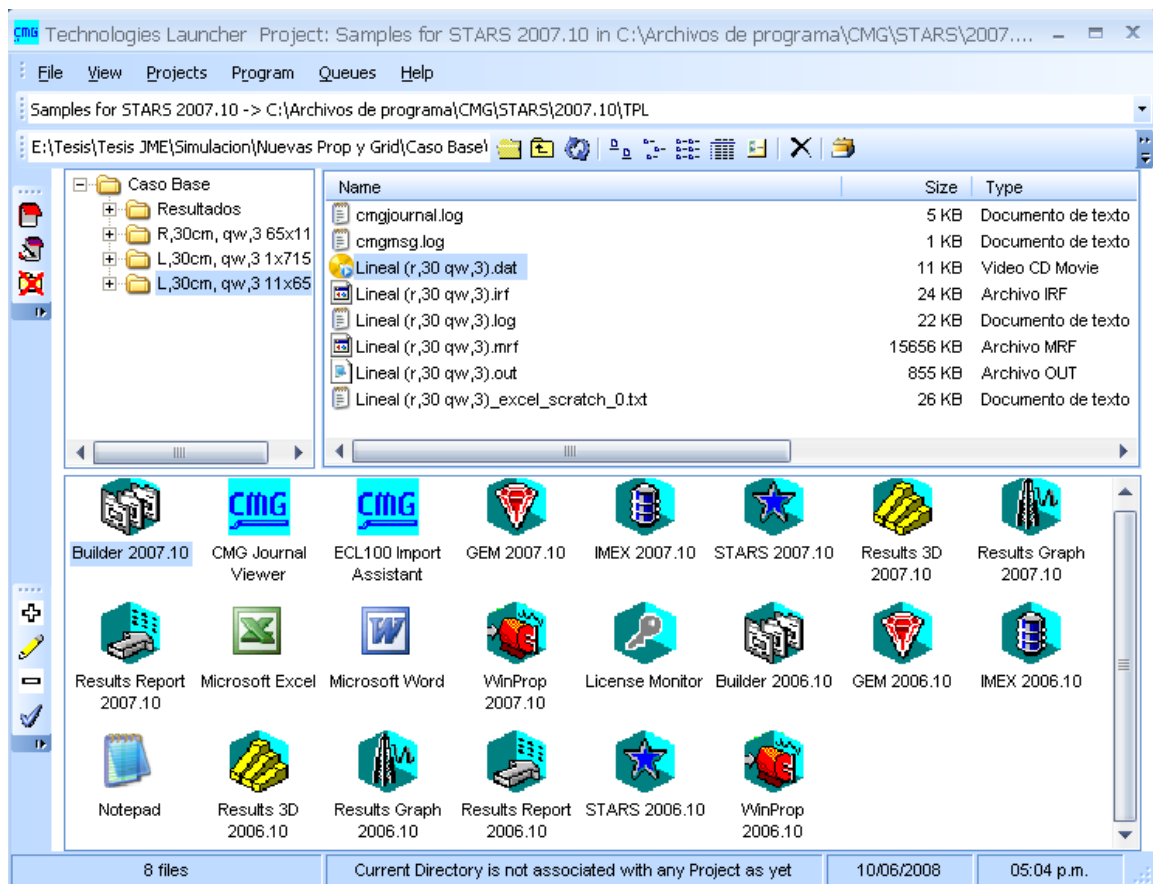
Para entrar en la plataforma de CMG, el primer paso es hacer doble clic en el icono de **CMG** , o en el menú de programas del computador donde esta instalado el simulador, seleccione la carpeta **CMG** y luego haga clic en **Launcher 2007.10**. En seguida se abrirá el **Technologies Launcher** (ver *Figura B1*), plataforma que relaciona los diferentes simuladores, pre-procesadores y post-procesadores que conforman la familia **CMG**, esta plataforma sirve adicionalmente como directorio de proyectos. Operar los archivos de proyectos utilizados en la simulación y los generados por el simulador así como iniciar simulaciones es posible mediante esta interface grafica.

Figura B1. Entorno gráfico del **Technologies Launcher 2007**.



Fuente: Simulador CMG.

B2. CREACIÓN DE UN NUEVO ARCHIVO DE SIMULACIÓN



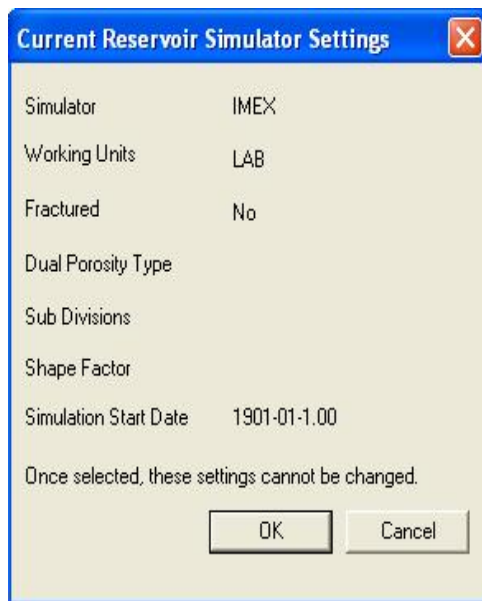
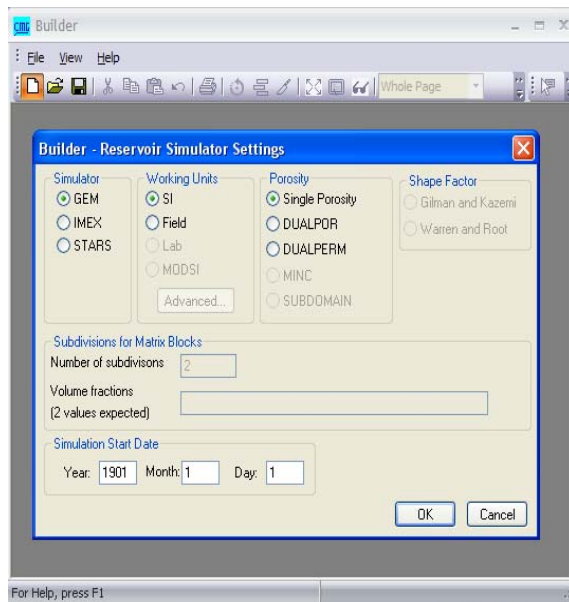
Haga doble clic en el icono de **modelBuilder** Builder 2007.10 (constructor del modelo) para crear un nuevo archivo de entrada de datos, a continuación aparecerá una ventana como la que se muestra en la **Figura B2.a**, donde se puede escoger el tipo de simulado que se usará, las unidades a trabajar (unidades internacionales, **SI**, unidades de campo, **Field** y unidades de laboratorio, **Lab**), la porosidad (especifica si se modela un yacimiento normal o uno fracturado) y la fecha de inicio del proceso de simulación. Para este estudio se trabajara con el simulador **IMEX**, unidades de laboratorio (**Lab**), y un sistema de porosidad normal (**Single Porosity**). A demás de

esto se debe ingresar el año, mes y día en que se inicia la simulación. Luego de realizar esta selección haga clic en **OK**.

A continuación aparece la ventana que se muestra en la **Figura B2.b**, en la cual se pueden apreciar todos los ítems elegidos la cual genera un cuadro de advertencia pues una vez seleccionados no se podrán realizar cambios. Haga clic en **OK**.

Figura B2. Ventanas para la configuración del simulador

Figura B2.a Configuración del simulador **Figura B2.b** Configuración actual del simulador



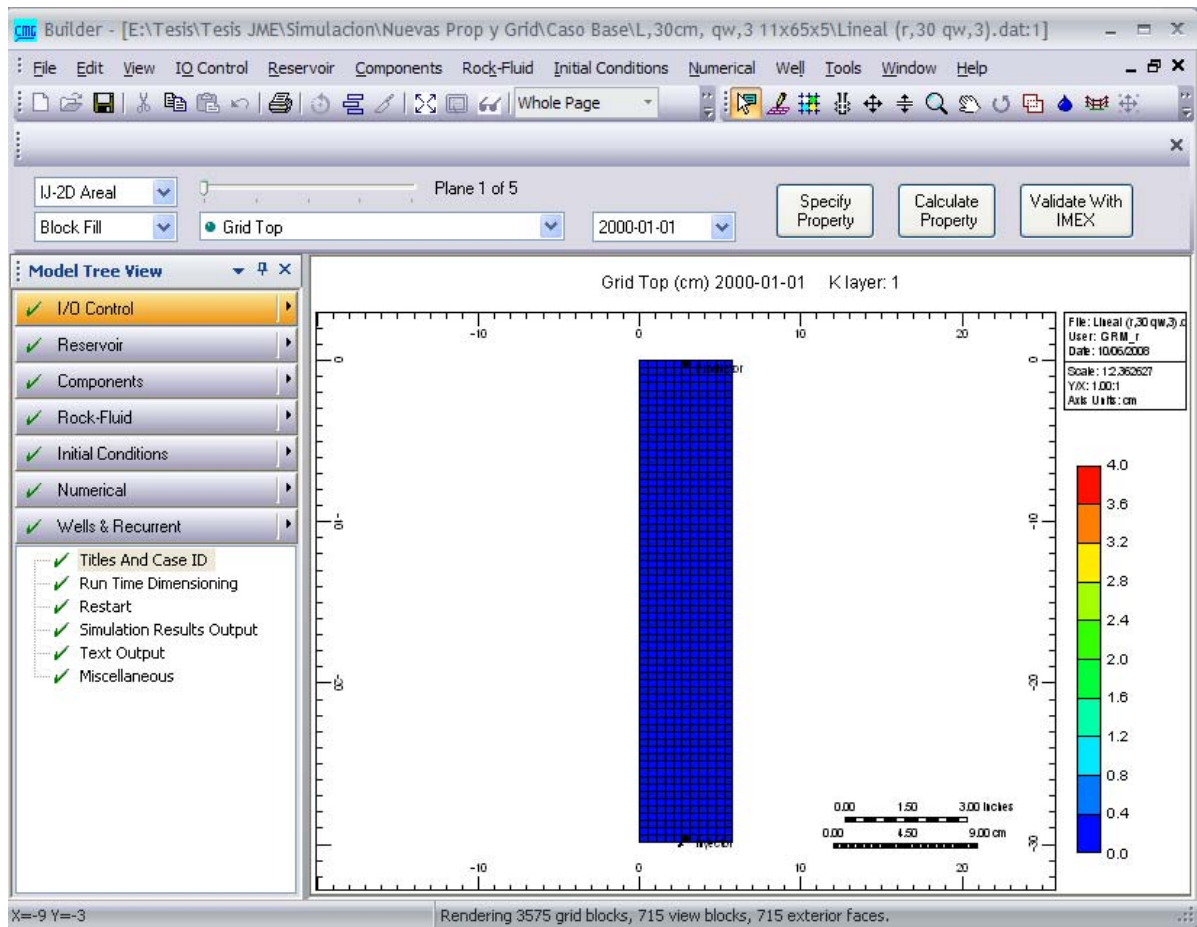
Fuente: Simulador CMG.

Fuente: Simulador CMG.

El simulador ingresa automáticamente al **ModelBuilder**, en este se puede crear el archivo de entrada de datos a partir de una ventana principal, como la que se

muestra en la **Figura B3**, donde aparecen las siete secciones que conforman este archivo.

Figura B3. Ventana principal del Model Builder.



Fuente: Simulador CMG.

B3. INGRESO DE DATOS EN MODEL BUILDER

Básicamente **Model Builder** esta dividido en siete secciones, dos son opcionales, **Input/Output Control** y **Numerical Methods Control**, esta última en algunas

ocasiones es necesario configurarla, como es el caso de los modelos de laboratorio; ya que los valores por defecto en la sección son para sistemas muy robustos, las otras cinco son fundamentales y constituyen el cuerpo de la simulación.

Las siete secciones son:

Input/Output Control (Control de entradas y salidas). Esta sección tiene como finalidad definir los parámetros encargados de controlar las actividades concernientes al ingreso y la salida del simulador, entre las que podemos destacar: el control de reinicio, los títulos, la selección de variables, propiedades y frecuencia por medio de las cuales se podrá escribir la información del enmallado, pozos, entre otros a los archivos de salida y **SR2** (archivo de resultado principal). Uno de los aspectos mas relevantes de esta sección es que no se requiere de palabras claves u obligatorias, pues cada palabra clave cuenta con un valor por defecto que se puede emplear.

Reservoir Description (Descripción del yacimiento). Por medio de esta sección se pueden determinar e identificar las características geométricas del enmallado (**grid**) que se va a utilizar y posteriormente se ingresan las propiedades generales de la formación, tales como: el espesor del **grid**, el tope, la porosidad, la permeabilidad etc. Así mismo se pueden especificar las condiciones iniciales en el yacimiento, como es el caso de la temperatura, la presión, las saturaciones etc. Esta sección se encuentra relacionada al **Grid Builder** (pre-procesador encargado de modelar la geometría del yacimiento). En esta sección se debe seleccionar el sistema de coordenadas en las cuales se trabajara, para lo cual se cuenta con opciones de enmallado cartesiano, radial, de profundidad y espesor variable, y enmallado tipo esquina.

Component Properties (Propiedades de los componentes). Por medio de esta sección se determinan las propiedades termodinámicas y de transporte de los fluidos que se hallan en el medio poroso.

Rock-Fluid Data (Propiedades del sistema roca-fluido). En esta sección se deben definir las propiedades de interacción del sistema roca-fluido. Para diversos tipos de roca se generan curvas de permeabilidades relativas y presiones capilares.

Initial Conditions (Condiciones iniciales). Por medio de esta sección las condiciones iniciales para la simulación son especificadas.

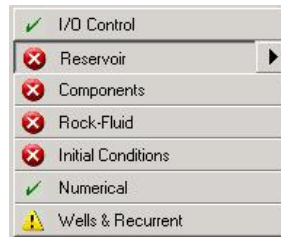
Numerical Methods Control (Control por métodos numéricos). Los parámetros encargados del control de las actividades numéricas del simulador como lo son los intervalos de tiempo, el control de solución del método y la solución iterativa de ecuaciones lineales producidas; se definen por medio de esta sección.

Wells and Recurrent Data (Datos de pozo y datos recurrentes).

En esta sección se define lo referente a los datos de los pozos y las restricciones de inyección y producción de los mismos. A su vez se diseña el cronograma de eventos, es decir, lo concerniente a la fecha de inyección, el cierre de los pozos y el inicio de la producción entre otras.

En la **Figura B4** se muestra cada una de las secciones en las que está dividido el **Model Builder**, para ingresar a cada sección solo se hace necesario hacer clic en su respectivo botón.

Figura B4. Principales secciones para la construcción del modelo.



Fuente: Simulador CMG.

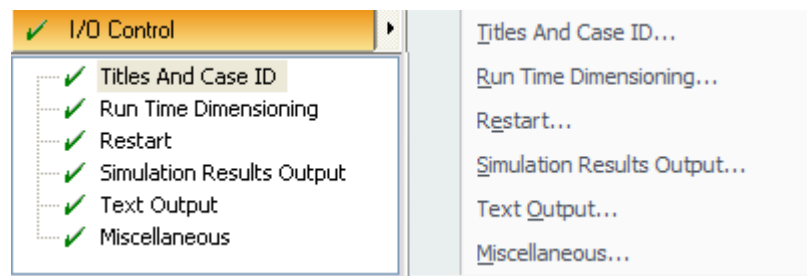
Con el fin de llevar a cabo una simulación, es pertinente tener presente que se debe completar cada sección manteniendo el orden en el que van apareciendo, puesto que en algunas ocasiones una sección se relaciona con la anterior o en su defecto depende de ella. El estado de las distintas secciones se señala de la siguiente manera:

- ✓ Este icono revela que el **Model Builder** no encontró errores de validación y por ende la sección se encuentra completa. En el momento en que todas las secciones se encuentren marcadas con este icono la simulación podrá llevarse a cabo.
- ✗ Una sección con este icono es signo de que se encuentra incompleta, debido a que hacen falta datos básicos por ingresar. Una simulación no puede realizarse si alguna sección está señalada con este icono.
- ⚠ Aquella sección que esté marcada con este icono indica que le hace falta información o la información ingresada no es la adecuada, esto podría ocasionar fallas de convergencia en la simulación, lo que lo convierte en un icono de

alerta, más no de error y lo más aconsejable es reevaluar la información ingresada en la sección.

B3.1 Input/Output Control (Control de Entradas y Salidas). En esta sección se genera la identificación del proyecto, el cual se encuentra dividido en seis secciones, **Titles And Case ID, Run Time Dimensioning, Restart files, Simulation Results Output files, Text Output, Miscellaneous.** Para ingresar a cada sección haga clic en la pestaña correspondiente, bien sea en las que se despliegan en la parte derecha o en la parte interior de I/O control (**Figura B5**).

Figura B5. Menú de la sección de entradas y salidas.



Fuente: Simulador CMG.

Posteriormente se procedera a la descripcion puntualizada de cada uno de los ítems señalados anteriormente.

Titles and Case ID (Nombre y numeración de la corrida). En esta sub-sección aparecen tres cuadros de texto donde se podrá ingresar el nombre y una breve descripción del modelo, esto servirá como identificador durante la corrida y figurara tanto en el archivo de salida como en el archivo índice de resultados.

Run Time Dimensioning (Dimensionamiento en el tiempo de corrida). Cuando los parámetros que viene por defecto en el simulador esta sub-sección se activa. El dimensionamiento en **IMEX** esta diseñado para obtener toda la información para la asignación del yacimiento de un barrido preliminar de los datos como parámetros para la simulación de matrices, y conexiones entre bloques.

Restart (Reinicio). Esta sub-sección es útil cuando se cuenta con un modelo ya elaborado en el cual se elige un punto medio de la ejecución para reiniciar la simulación. Esta sub-sección es aconsejable de emplear cuando se hace preciso desarrollar estudios de sensibilidad o ajustes históricos, realizar una simulación corta para ver si los resultados son satisfactorios, cambiar estrategias de producción de pozo, antes de una corrida más grande y más larga, producir salidas más detalladas o realizar otros cambios sin la necesidad de repetir toda la ejecución de la simulación.

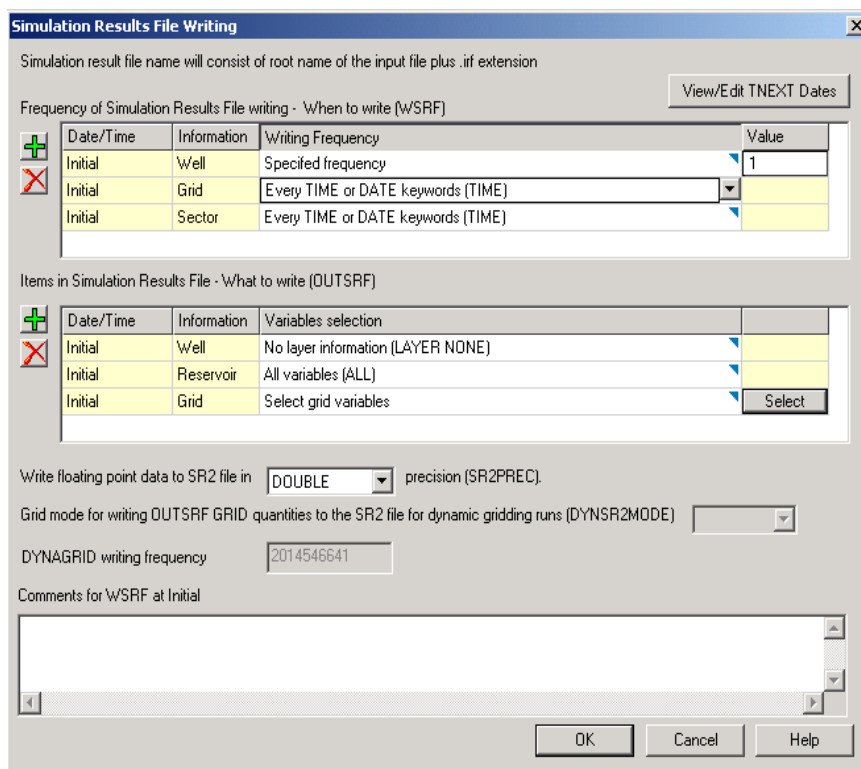
Simulation Results Output Files (Resultados de la salida de la simulación). La frecuencia con la que se escriben los datos del pozo, enmallado y sector a los archivos de resultados de simulación, se selecciona en esta sub-sección, identificar la información que será reportada en los archivos de resultados de simulación, tal como saturaciones, presión, potencial de petróleo, entre otras también se realiza desde esta sub-sección. Los archivos de salida del simulador pueden cargarse en **Results Graph** y **Results 3D** donde se pueden generar gráficas y animaciones de las propiedades que el usuario requiera analizar. Haga clic en **Simulation Results Output Files**, a continuación aparecerá una ventana como la que se muestra en la **Figura B6**.

En las casillas de **Writing Frequency** para **Well Information**, **Grid Information** y **Sector Information**, se puede escoger bien sea **Specify frequency** o **Every TIME or DATE Keywords (TIME)**. En el caso de escoger la primera opción escriba en la

casilla **Value**, uno (1). Con cualquiera de estas opciones el simulador genera reportes del pozo, del enmallado y del sector cada **time step** (paso de tiempo).

En la segunda tabla de la ventana que se muestra en la **Figura B6**, en la fila correspondiente a **Grid Information**, seleccione **Select grid variables**. Luego haga clic en **Select**. Elija las propiedades que requiera y haga clic en **OK**, para que la sección guarde los cambios.

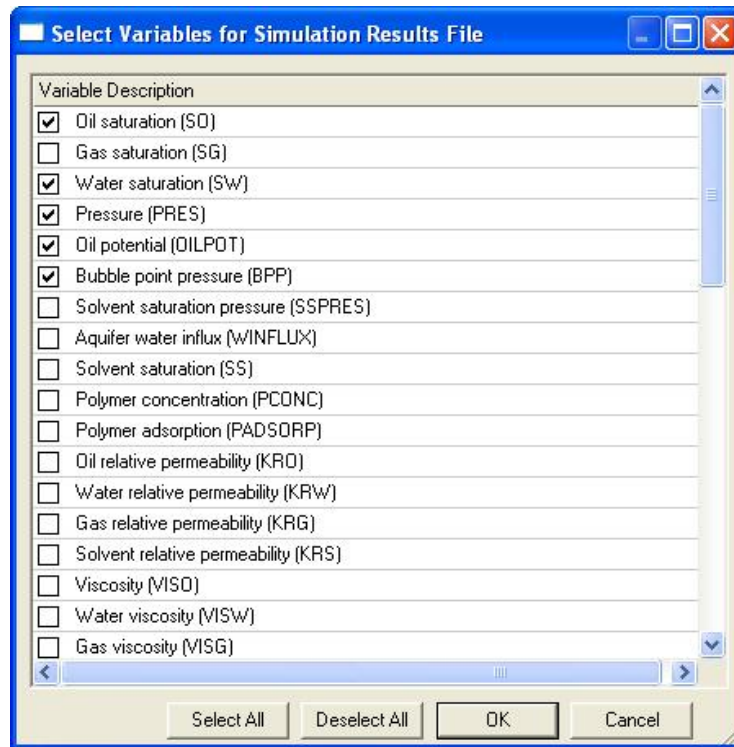
Figura B6. Ventana de selección de datos reportados en los archivos de salida.



Fuente: Simulador CMG.

Test Output (Texto de salida). En esta sección, se selecciona la frecuencia con la cual se escribirán los datos del pozo, enmallado, sector, y las soluciones de la matriz y de las iteraciones a los archivos de salida, de la misma forma que permite identificar la información de las variables que estarán presentes en estos archivos. Haga clic en **Text Output**, para que se abra una ventana similar a la presentada en la **Figura B6**, a continuación proceda a llenar la información para el enmallado, pozo, sector e iteraciones. En el caso de seleccionar las variables que se quieran reportar, haga clic en el botón **Select**, para que se despliegue una ventana como la que se muestra en la **Figura B7**, donde aparecen todas las variables que presenta el simulador.

Figura B7. Ventana de selección de variables de salida.



Fuente: Simulador CMG.

Miscellaneous (Varios). La selección de la tolerancia de los errores y la acción a tomar, se realiza en esta sub-sección.

Es aconsejable que luego de salir de cada sección se guarden los cambios efectuados. Para esto se debe hacer clic en el icono del disquete, de forma similar a como se guarda en un programa de *Microsoft Office*. En la casilla superior aparece la ubicación de la carpeta en la que esta guardando su proyecto; si desea puede cambiarla. Luego haga clic en **OK**.

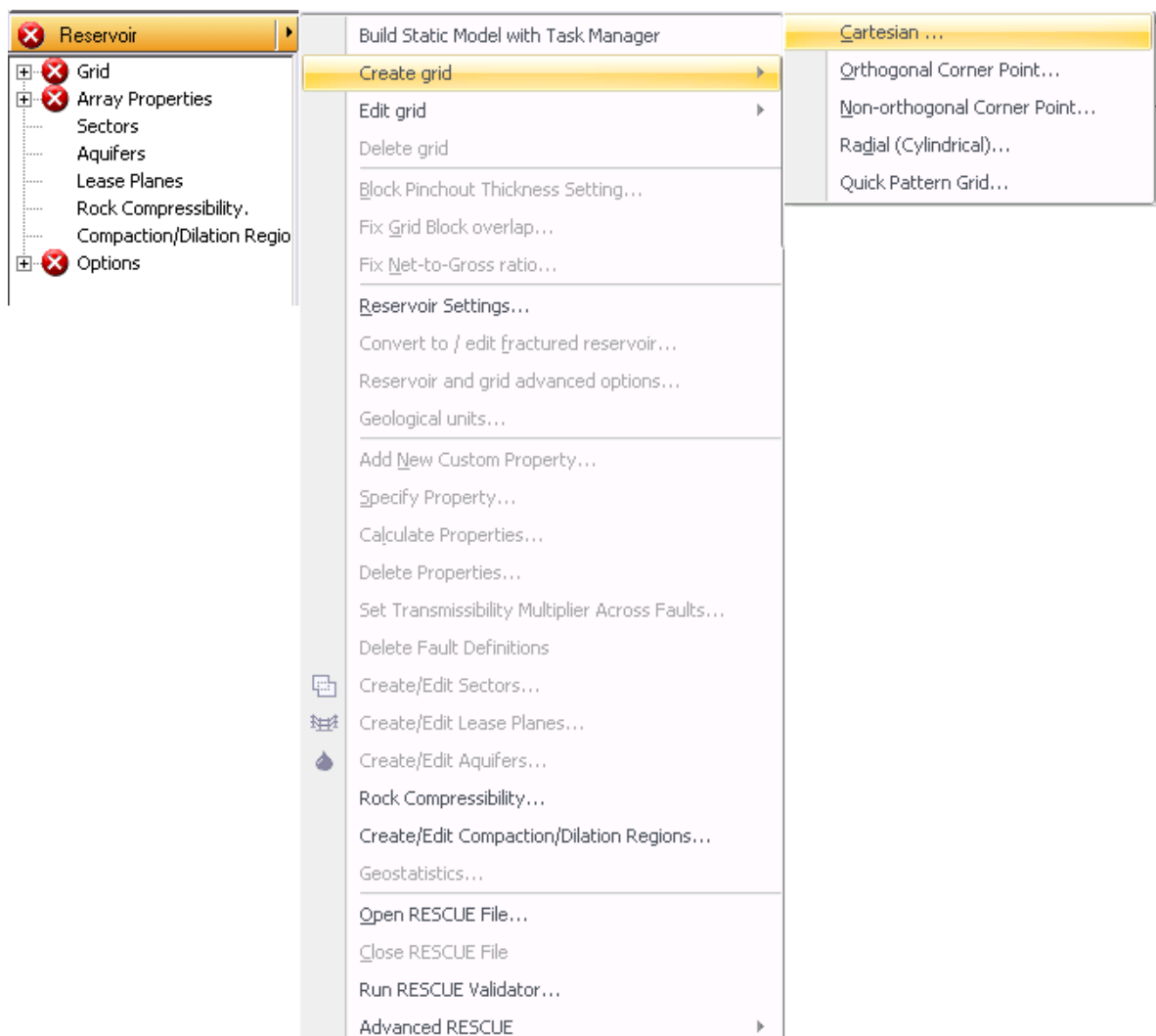
B3.2 Reservoir description (descripción del yacimiento). La configuración de la geometría del enmallado de simulación y la distribución de algunas propiedades fundamentales en los bloques que componen el enmallado, se realiza en esta sección. El menú de esta sección se muestra en la **Figura B8**.

B3.2.1 Grid (Enmallado). En esta sección se puede definir el tipo de enmallado, como se observa en la **Figura B8** hay 5 posibilidades de arreglos del grid, **Cartesian, Orthogonal Corner Point, Non-Orthogonal Corner Point, Radial (Cylindrical) y Quick Pattern Grid**, en este trabajo se trabajo con dos de estas opciones el enmallado **Cartesian** para el caso del modelo de flujo lineal y el enmallado **Radial (Cylindrical)** para el modelo de flujo radial, en cada caso se despliega una ventana para especificar el numero de celdas que se desean en cada eje como se muestra en la **Figura B9**.

B3.2.2 Array Properties (Propiedades del modelo). Propiedades del modelo como tope y espesor del enmallado, porosidad, permeabilidad del modelo, etc., se deben definir en esta sub-sección. La ventana en la que se deben ingresar estos datos se muestra en la **Figura B10**. Una vez ingresada la información haga clic en **OK**.

Luego de ingresar los valores de las propiedades generales del modelo se hace clic en **OK** y aparecerá una ventana con el encabezado **Block/Corner Value Calculation** y una lista de las propiedades calculadas. Verifique que todas las propiedades que aparecen aquí estén seleccionadas, a continuación seleccione los recuadros como aparece en la **Figura B11**. Haga clic en **OK**.

Figura B8. Menú de descripción del yacimiento.



Fuente: Simulador CMG.

Figura B9. Creación de los enmallados **Cartesian y Radial (Cylindrical)**.

Figura B9.a Enmallado **Cartesian**.

Figura B9.b Enmallado **Radial (Cylindrical)**.

The 'Create Cartesian Grid' dialog box contains the following settings:

- Grid Type:** Cartesian, Corner point (orthogonal)
- K Direction:** Up, Down
- Number of Grid Blocks:** I direction: 20, J direction: 36, K direction: 5
- Block widths:** I direction: 20*0.2945, J direction: 36*0.833
- Controlling Grid spacing:** Snap spacing
- Snap grid lines as multiples of:** I direction: 1, J direction: 1

Buttons: OK, Cancel

The 'Create a Radial (Cylindrical) grid' dialog box contains the following settings:

- K direction:** Up, Down
- Number of divisions:** Along radius ("r" divisions): 24, Angular ("theta" divisions): 135, Along K direction: 5
- Inner radius of innermost block:** 0.001
- Outer radius of outermost block:** 30
- Sweep (max 360 degrees):** 3.6E+002
- Calculate suggested grid block widths from above** (button)
- Grid block widths:** I-direction: 0.001, 23*1.304, J-direction: 30*1.5, 105*2.99999

Buttons: OK, Cancel

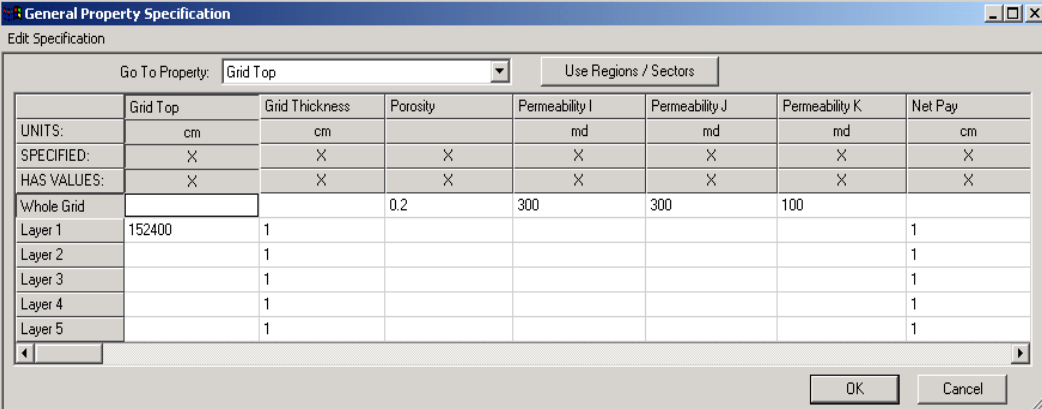
Fuente: Simulador CMG.

Fuente: Simulador CMG.

B3.2.3 Sectors (Sectoros). Esta sub-sección permite crear sectores que poseen las mismas características, como por ejemplo sectores que posean el mismo valor de permeabilidad.

B3.2.4 Acuífers (Acuíferos). Se utiliza para crear acuíferos que generen un empuje sobre los hidrocarburos contenidos en el yacimiento, y para mantener la presión del mismo.

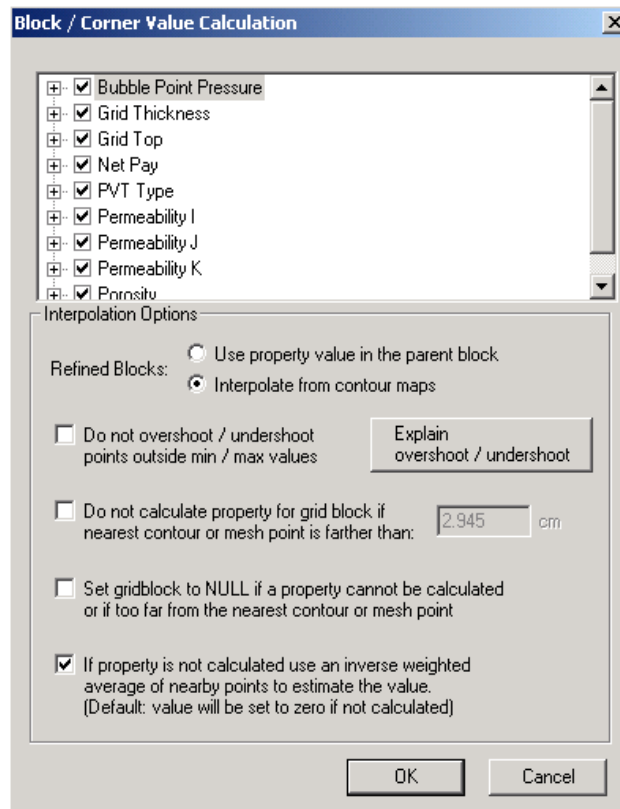
Figura B10. Propiedades generales del modelo.



	Grid Top	Grid Thickness	Porosity	Permeability I	Permeability J	Permeability K	Net Pay
UNITS:	cm	cm		md	md	md	cm
SPECIFIED:	X	X	X	X	X	X	X
HAS VALUES:	X	X	X	X	X	X	X
Whole Grid			0.2	300	300	100	
Layer 1	152400	1					1
Layer 2		1					1
Layer 3		1					1
Layer 4		1					1
Layer 5		1					1

Fuente: Simulador CMG.

Figura B11. Ventana para calcular la distribución de propiedades del modelo.



Fuente: Simulador CMG.

B3.2.5 Rock Compressibility. En esta sub-sección se deben ingresar los valores de la compresibilidad de la roca y la presión de referencia para calcular los efectos de esta sobre la roca, estos datos se ingresan a través de una ventana como la que se muestra la **Figura B12**.


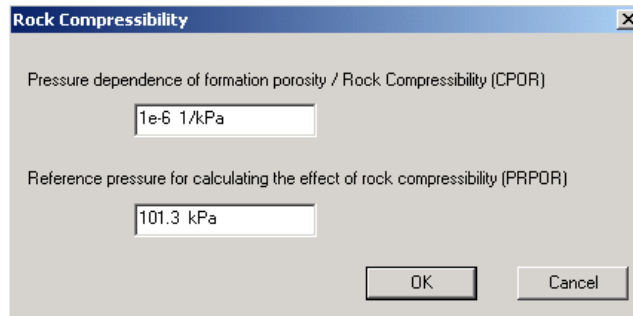
Después de todo este proceso debe aparecer , para la opción de **reservoir**, indicando que se ha completado con éxito esta etapa.

Figura B12. Ventana de compresibilidad de la roca.

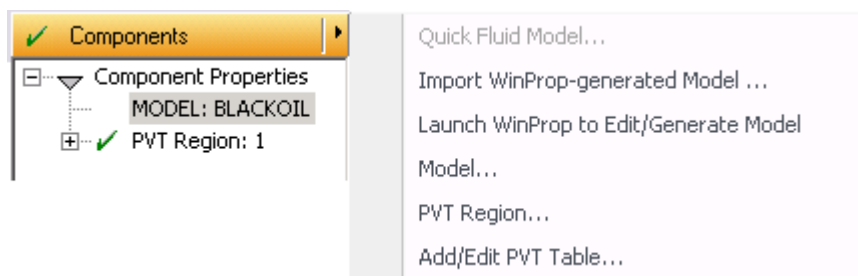


Fuente: Simulador CMG.

B3.3 Components (propiedades de los componentes). En esta sección se crea el modelo del fluido y las propiedades de este. La **Figura B13** muestra el menú de esta sección.

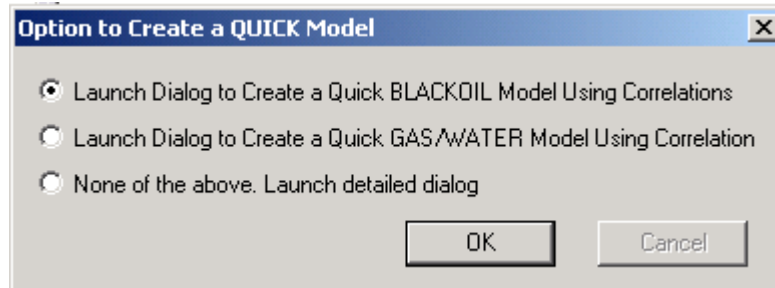
Al hacer clic en **Components** se despliega el menú de componentes, para crear el modelo de fluido se debe hacer clic en **MODEL**, para que aparezca la ventana donde se crea el modelo de fluido (**Figura B14**), seleccione la opción **Launch Dialog to Create a Quick BLACKOIL Model Using Correlations** y haga clic en **OK**, se despliega la ventana **Quick Blackoil Model**, en donde se debe agregar los valores para las propiedades que se muestran en la **Figura B15**. A continuación proceda a crear la región PVT.

Figura B13. Menú para definir el tipo modelo del componente.



Fuente: Simulador CMG.

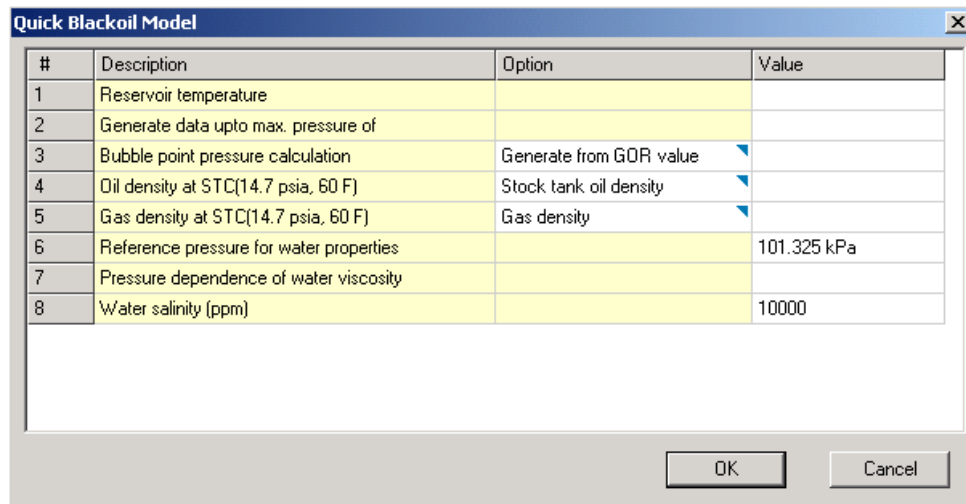
Figura B14. Ventana para seleccionar el modelo del fluido.



Fuente: Simulador CMG.

Para crear la región PVT haga clic en el botón **PVT Regions...** que aparece en la el menú de la sección **Components**. Se despliega la ventana donde se ingresa la tabla PVT (**Figura B16**). Ahora, en los recuadros **PVT Table Type:** y **Table Uses:** seleccione respectivamente el tipo de tabla PVT que se va a ingresar y la opción **Gas formation volume factor (BG)**, para que proceda a llenar las propiedades solicitadas en el recuadro inferior de esta ventana.

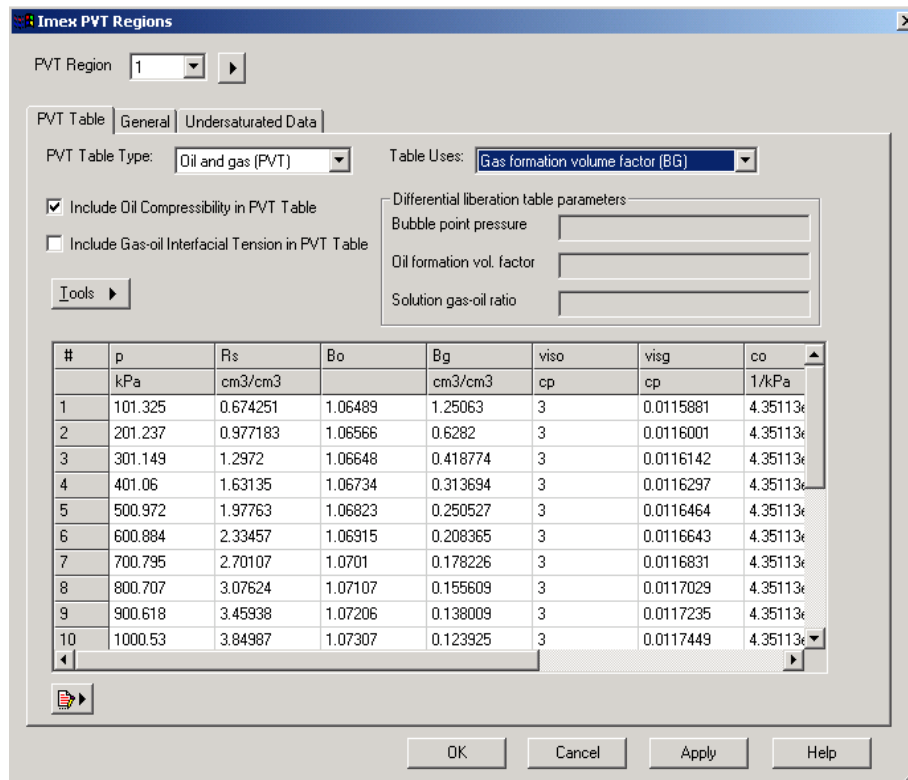
Figura B15. Ventana para crear el modelo del fluido




Fuente: Simulador CMG.

A continuación de haber completado la información solicitada en la pestaña **PVT Table**, haga clic sobre la pestaña **General** para ingresar la siguiente información: densidades del aceite, gas y agua, factor volumétrico de formación del agua, compresibilidad del agua, presión de referencia para el agua y viscosidad del agua, donde las propiedades del agua pueden ser generadas por medio de las correlaciones ofrecidas por el simulador, para ello haga clic en **Tools** y después en el botón **Generated Water Properties Using Correlations...**, a continuación se desplegará una ventana donde deberá ingresar la temperatura del yacimiento, la presión de referencia y la salinidad del agua, haga clic en **OK**.

Figura B16. Ventana para crear la región PVT.



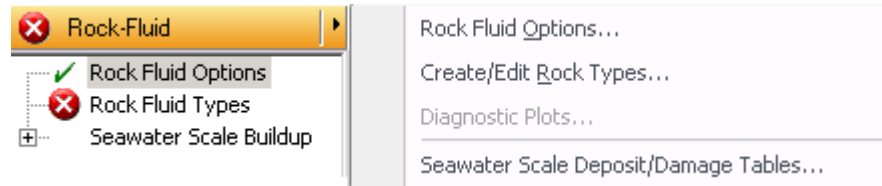
Fuente: Simulador CMG.

Para ingresar las propiedades PVT por encima del punto de burbuja, haga clic en la pestaña **Undersaturated Data**, ubíquese sobre **BOT Tables** y haga clic en **New Table** para ingresar los datos de factor volumétrico del aceite por encima del punto de burbuja, una vez que termine de ingresar los datos a la tabla, ubíquese sobre **VOT Tables** y haga clic en **New Tables** para ingresar los datos de viscosidad del aceite por encima del punto de burbuja. Ahora, haga clic en **OK**. Después de todo este proceso debe aparecer , para la sección **Components**, indicando que se ha completado con éxito esta etapa.


B3.4 Rock-Fluid (propiedades del sistema roca-fluido). La **Figura B17** muestra el menú respectivo a esta sección el cual se puede observa al hacer clic en **Rock-**

fluid; para crear el tipo de roca se debe hacer clic en **Create/Edit Rock Types...** y a continuación se desplegará una ventana, como la que se muestra en la **Figura B18**, por defecto el tipo de roca que cree primero será 1.

Figura B17. Menú de la sección Rock-Fluid.

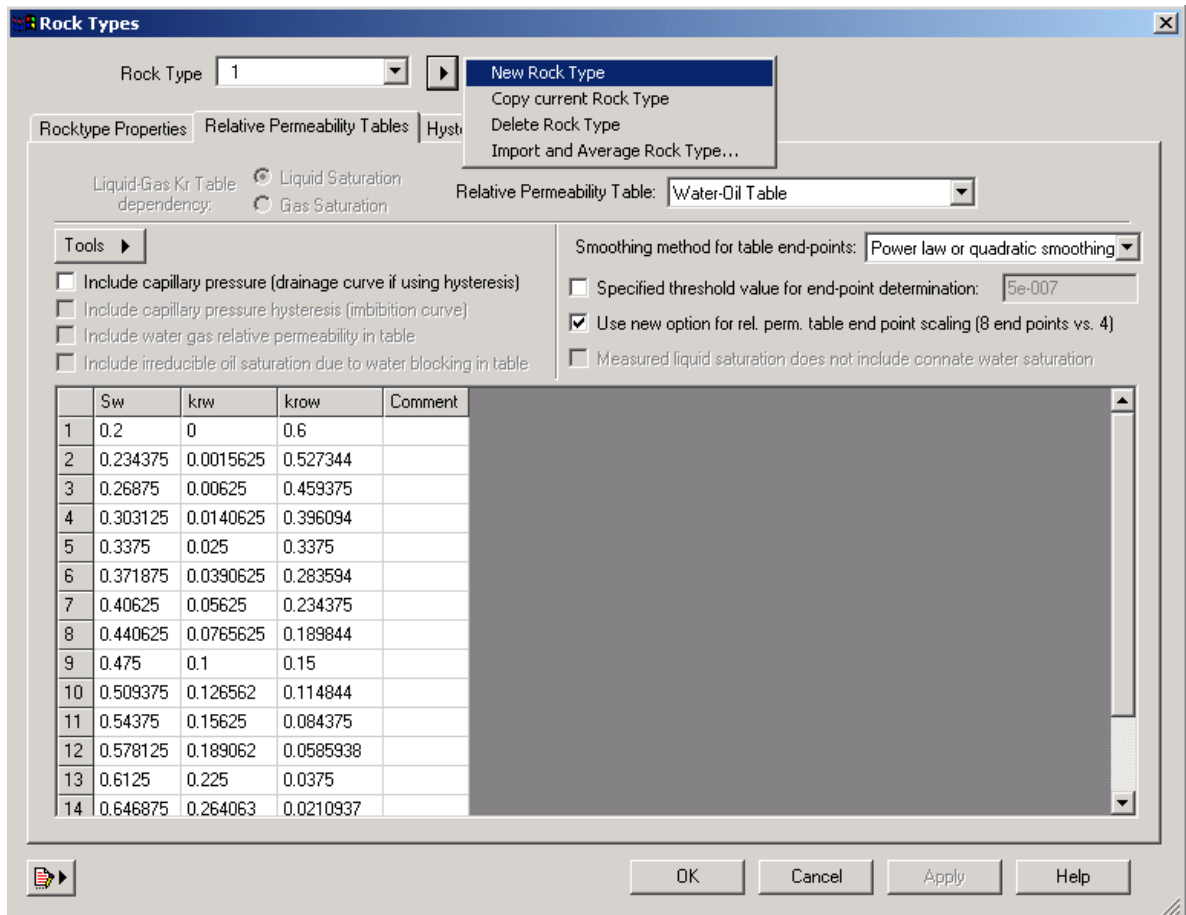


Fuente: Simulador CGM.

Pulse sobre  y haga selección **new rock type** para activar todas las opciones (**Figura B18**) En la pestaña (**Rock properties**) verifique que estén seleccionada la opción **Water wet**. Después de verificar esto, en la pestaña **relative permeability tables**, ingrese los valores de la tabla permeabilidad relativa, saturaciones. Haga clic en **OK**.

B3.5 Initial Conditions (condiciones iniciales). El menú de esta sección se muestra en la **Figura B19**. Esta sección consta de varios grupos de datos los cuales comparten parámetros de inicio, como lo son: presión, saturación de aceite y saturación de agua todas se especifican por cada bloque del enmallado. Diferentes regiones de inicio son usadas cuando el problema presenta varias zonas productoras independientes.

Figura B18. Ventana de tablas de permeabilidad relativa.



Fuente: Simulador CGM.

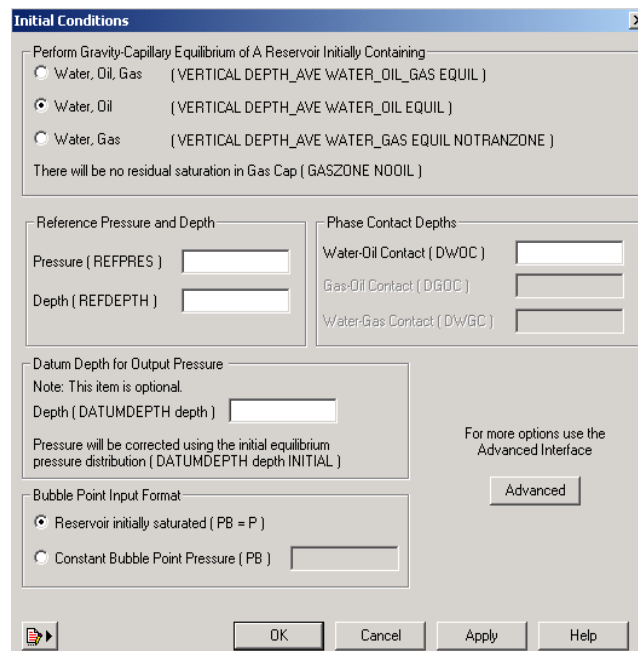
Figura B19. Menú para seleccionar los valores de las condiciones iniciales.



Fuente: Simulador CMG.

Haga clic en **Initial Conditions**, aparece la opción **Initialization Settings...** (Configuración de inicio), al hacer clic en esta opción aparece la ventana de condiciones iniciales, como la que se muestra en la **Figura B20**. Seleccione la opción **Water, Oil**, pues en este caso el crudo con el que se maneja es un crudo muerto por lo tanto no hay presencia de gas. Ingrese los datos correspondientes profundidad del contacto agua aceite y los datos de presión y profundidad de referencia, teniendo siempre presente que estos son valores de condiciones iniciales. Por último seleccione la opción de presión de burbuja constante y ingrese el valor respectivo.

Figura B20. Ventana de condiciones iniciales.

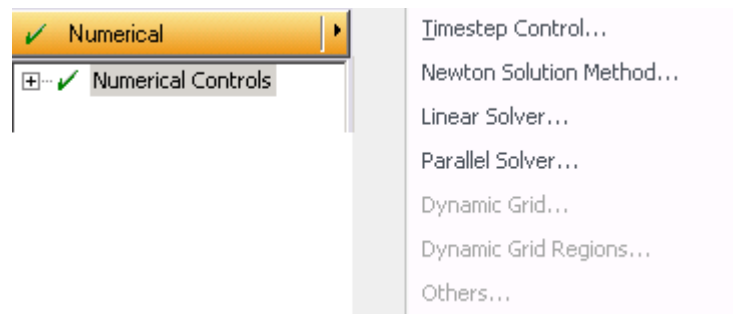


Fuente: Simulador CMG.

B3.6 Numerical (métodos numéricos). En esta sección se definen los parámetros que controlan las actividades numéricas del simulador, tales como los intervalos de tiempo, la solución iterativa de ecuaciones de flujo no lineales y la solución del

sistema de ecuaciones lineales que se producen. Esta sección es opcional, pero en algunas ocasiones es necesario modificarla para el diseño del modelo de laboratorio, sin embargo en este caso se dejaron los valores que trae el simulador por defecto los cuales no presentaron problemas para el desarrollo de la simulación; el menú correspondiente a esta sección se muestra en la **Figura B21**. Haga clic en **Numerical Controls**, se desplegara una ventana similar a la **Figura B22** donde se pueden observar los valores que trabaja el simulador por defecto.

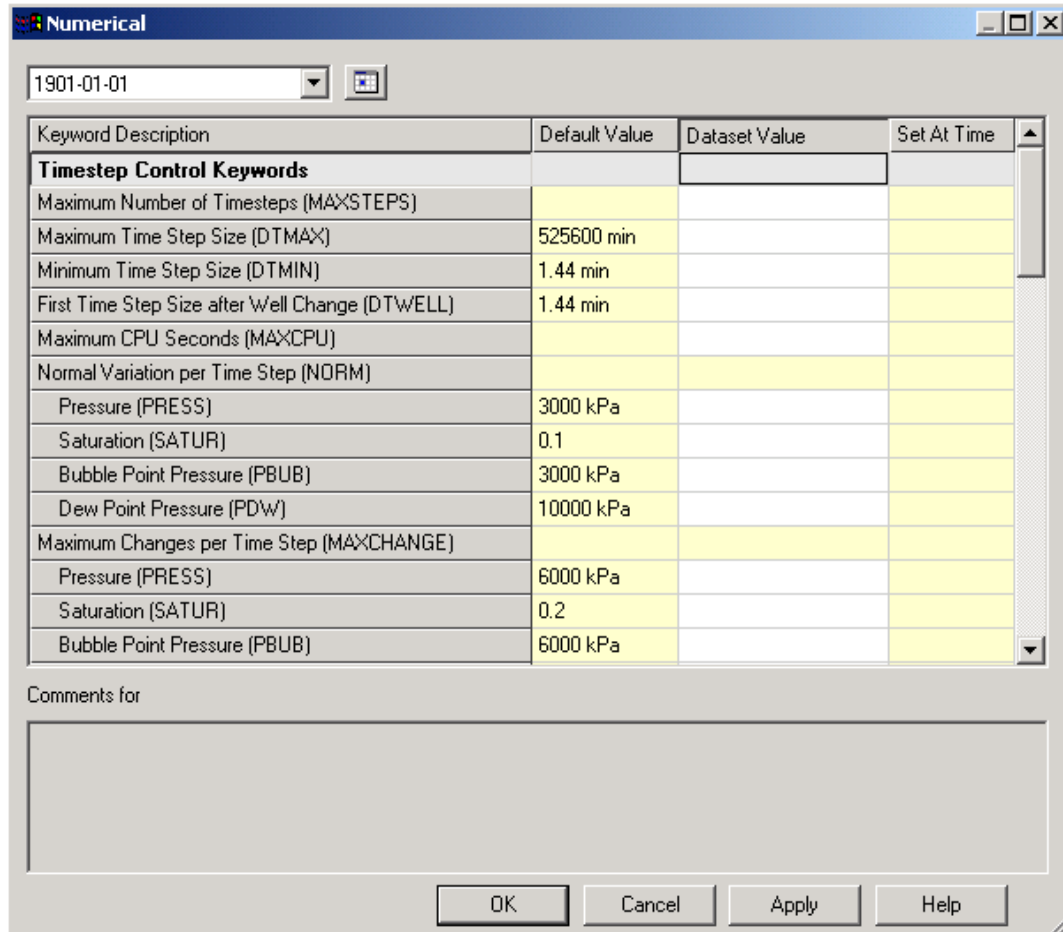
Figura B21. Menú sección **Numerical**



Fuente: Simulador CMG.

B3.7 Wells & Recurrent (datos de pozo y datos recurrentes). Esta sección permite crear o editar los pozos trabajando con parámetros de control llamados **constrains**, de esta misma forma esta sección permite realizar las correspondientes perforaciones para cada pozo. Haga clic en **Well & Recurrent** para que se despliegue el menú de opciones de esta sección, como se muestra en la **Figura B23**.

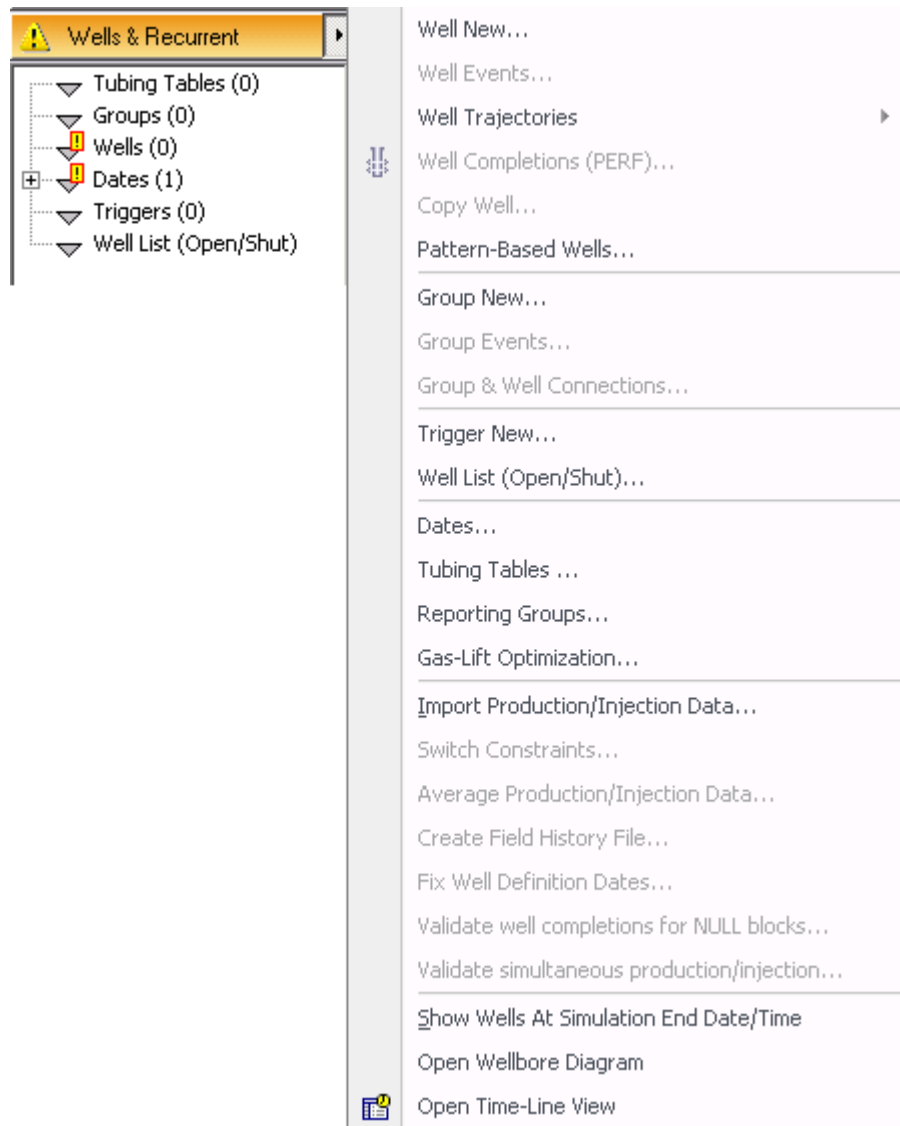
Figura B22. Ventana para el control de la sección de métodos numéricos.



Fuente: Simulador CMG.

B3.7.1 Wells (Pozos). Haga doble clic sobre **Wells** y aparecerá una ventana para crear los pozos involucrados en la simulación (**Figura B24**), en este caso será un pozo inyector y uno productor. Haga clic en **Constraints**, para introducir las restricciones primaria y secundaria de operación para su pozo ya sea inyector o productor. Es útil usar dos restricciones de operación con el fin de evitar al máximo cualquier error de convergencia. En la **Figura B25** se muestra la ventana de restricciones para el caso de un pozo inyector.

Figura B23. Menú de la sección Well & Recurrent.



Fuente: Simulador CMG.

Figura B24. Ventana para crear los pozos.

Create New Well

ID & Type

Constraints

Multipliers

Wellbore

Injected Fluid

Name: Enter a single well name or a comma (,) separated list of names.
Injector

Add multiple wells numbered 1 through 10 The name is used as a base and numbers are appended.

Type: INJECTOR UNWEIGHT

Group: <None> 3rd or 2nd level group with no other groups attached to it

Well definition date & time

Simulation start date: 2000-01-01

Date (Y-M-D): 29/07/2008

Time (min): 0

Add wells using a drilling schedule of 1 wells every 2 months.

Add new well OK Cancel Help

Fuente: Simulador CMG.

Para verificar que el tipo de fluido que se esta inyectando es agua, haga clic en la pestaña **Injected Fluid** en la ventana **Well Events**. Después de completar toda la información para los pozos haga clic en **OK**.


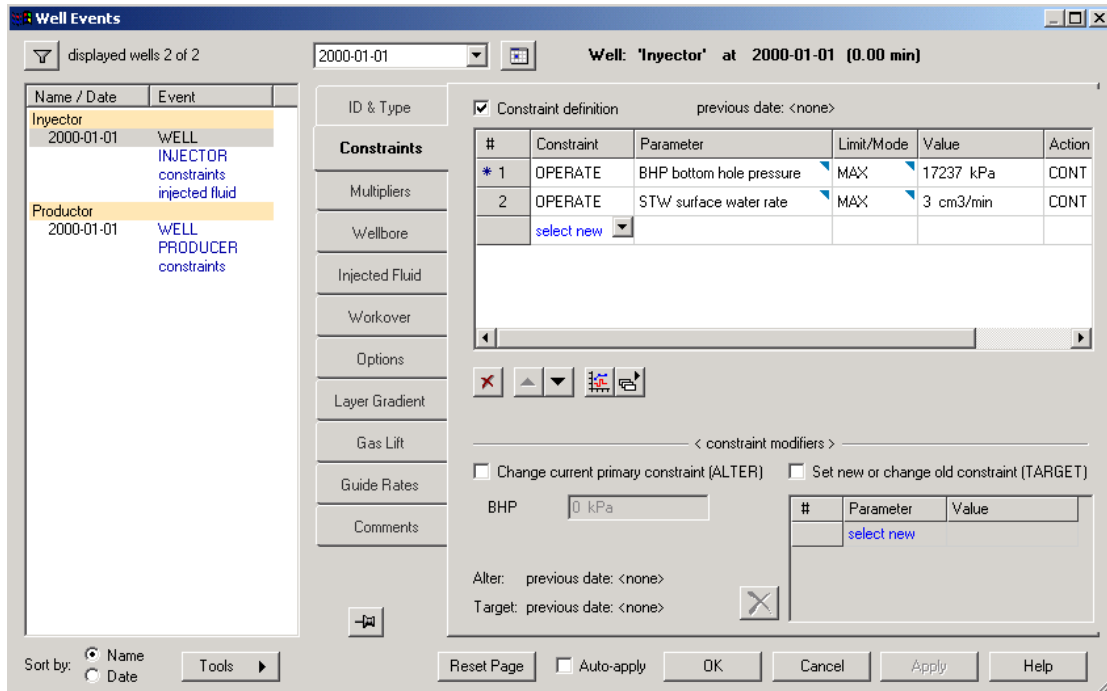


Ahora, haga clic en **Edit well perforations** , para crear las perforaciones del pozo inyector y pozo productor. En esta sub-sección se puede seleccionar el radio de perforación, especificar la trayectoria de perforacion y los bloques donde se desea perforar el pozo.

Figura B25. Ventana de restricciones.



Fuente: Simulador CMG.

B3.7.2 Dates (Datos). Permite la creación del cronograma de actividades para el proceso de inyección de agua. Para ello, haga doble clic sobre Dates y se desplegará la ventana **Simulation Dates** (Datos de simulación), donde podrá seleccionar la fecha de inicio y de terminación de la simulación, como se muestra en la **Figura B26**.

Para crear las nueva fechas haga clic sobre , o una serie de fechas pulse sobre . Se desplegara una ventana, como la que se muestra en la **Figura B27**, en la cual se ingresa la fecha de inicio y la fecha de terminación de la simulación, y especifica si el intervalo deseado es por año, mes, día u hora, luego haga clic sobre


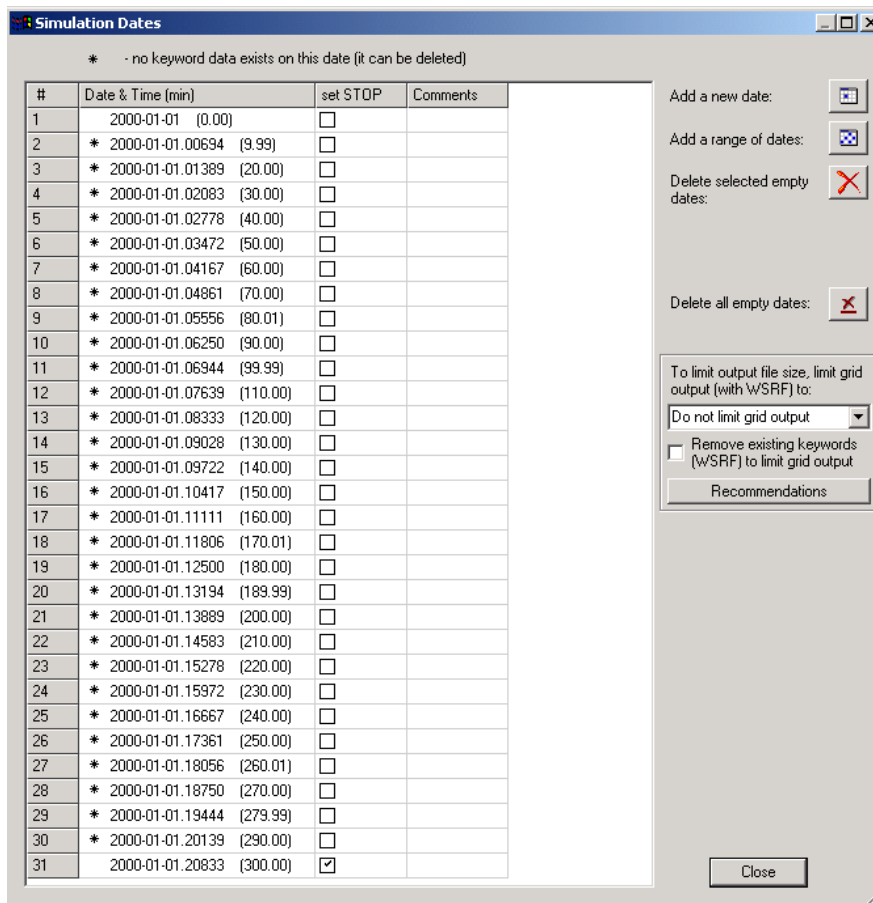
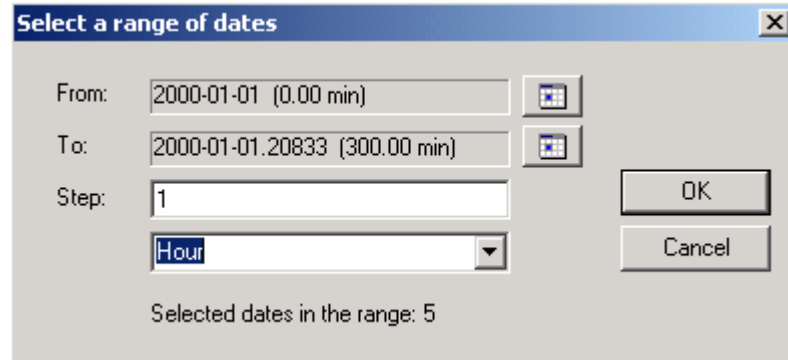
el botón **OK**. Aparecerá la sección **Wells & Recurrent** con , indicando que se ha completado correctamente.

Figura B26. Ventana de datos de simulación



Fuente: Simulador CMG.

Figura B27. Creación de una serie de fechas.



Fuente: Simulador CMG.

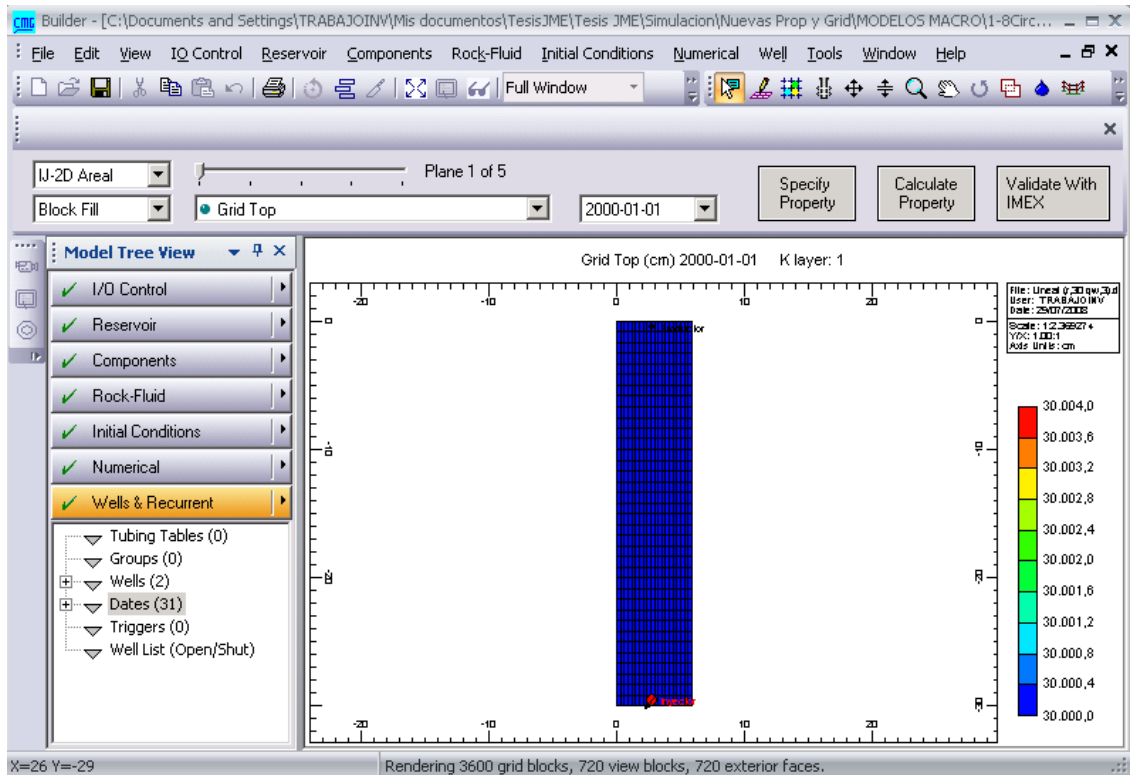
B4 VALIDATE DATASET (VALIDAR LA SIMULACIÓN)

La validación de los datos de entrada, se hace con el fin de asegurar que estos se encuentren en un rango valido. Para ello, haga clic en **Validate with IMEX (Figura B28)**, después de hacer clic, aparecerá una ventana similar a la **Figura B29**, donde se pueden observar las siguientes opciones: **validate**, **run to view initialization** y **run normal immediately**.

B4.1 Validate. Para validar seleccione **Validate** y haga clic en el botón **Run Simulator (Figura B29)** con esto **IMEX** iniciara la lectura del archivo de simulación y validara cada sección. Los mensajes se imprimirán en un cuadro de texto, donde aparecerán los errores y mensajes de alerta. Cierre la ventana una vez terminada la validación para que revise los errores encontrados en la sección indicada y trate de solucionarlos. En caso de encontrar errores graves en los datos, consulte a

Software Support Team de Computer Modeling Group Ltda. Guarde los cambios en **File/Save dataset**.

Figura B28. Validación de los datos del modelo.



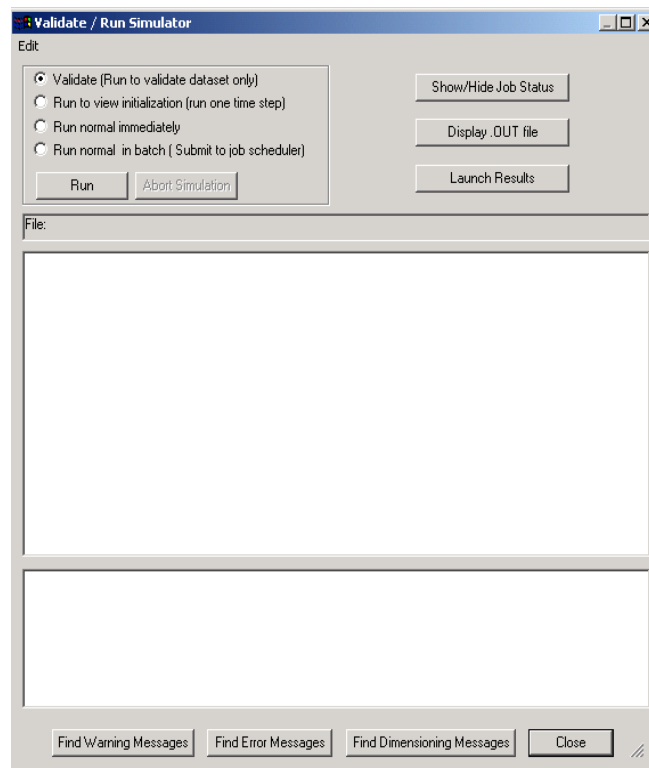
Fuente: Simulador CMG.

B4.2 Run to view initialization. La opción **Run to view initialization** es para iniciar una corrida de inicialización en IMEX. Para ello, seleccione **Run to view initialization** y haga clic en el botón **Run Simulator (Figura B29)**.

B4.3 Run to normal immediately. Esta opción es para iniciar una corrida inmediatamente en IMEX. Para ello, seleccione **Run to normal immediately** y haga clic en el botón **Run Simulator (Figura B29)**.

Una vez terminado el proceso de simulación, el software imprime en esta misma ventana los resultados de la simulación y genera los siguientes archivos: archivo de salida (*.out), archivo índice de resultados (*.irf) y archivo principal de resultados (*.mrf). Haga clic en el botón **Display.OUT file** para ver el contenido del archivo *.out, después haga clic en el botón Launch Results para lanzar el **Results 3D** y el **Results Graph**, para iniciar el análisis de los resultados de la simulación.

Figura B29. Validación de los datos del modelo.



Fuente: Simulador CMG.

B5. PROCESO DE SIMULACIÓN


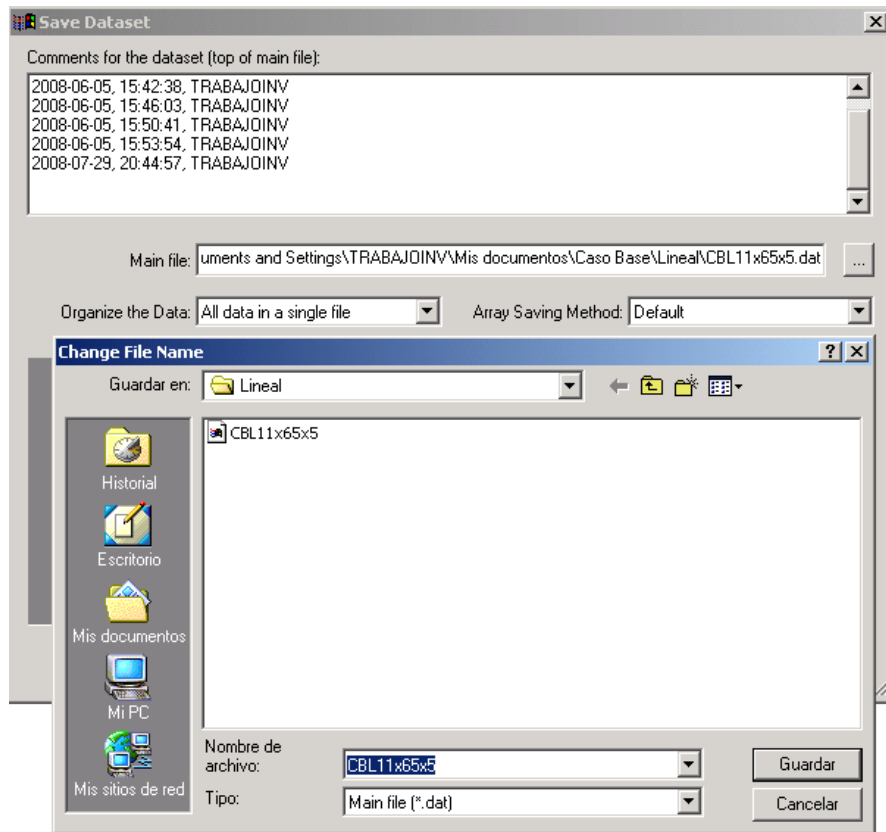
Una vez completo el archivo con el modelo para llevarlo al simulador **IMEX** y comenzar la simulación; se guarda el archivo ***.dat**, haciendo clic sobre **File/Save as...**, se abre la ventana **Save Dataset**, en **Main File** pulse , se abre la ventana **Change File Name** desde la que se ubica el directorio donde se quiere guardar el archivo, y el nombre que se le asigne, como se observa en la **Figura B30**.

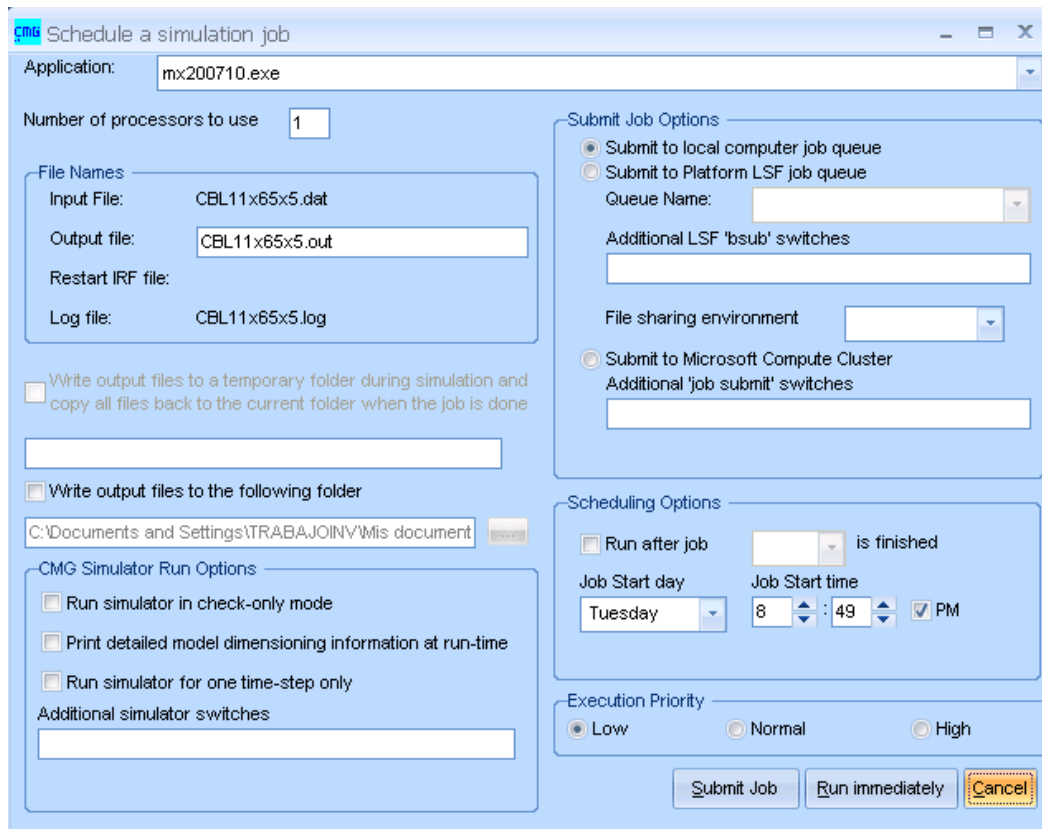
Figura B30. Ventana para guardar el dataset creado.



Fuente: Simulador CMG.

Cierre el **ModelBuilder**, guarde los cambios realizados y vaya a la plataforma **Technologies Launcher**, ubique el directorio en el que se guardo el archivo ***.dat** con el modelo, selecciónelo y arrástrelo hasta el icono del simulador **IMEX**, aparece la ventana **Schedule a simulation job** como se muestra en la **Figura B31**, esta ventana corresponde a la programación de la simulación. Se puede programar la hora a la cual se desea realizar la corrida o iniciarla inmediatamente haciendo clic en el botón **Run immediately**.

Figura B31. Programación de la simulación.



Fuente: Simulador CMG.

Una vez terminado el proceso de simulación, el software genera los siguientes archivos, archivo de salida (*.out), archivo índice de resultados (*.irf) y archivo principal de resultados (*.mrf). Además de estos archivos, el simulador reporta los totales de la producción e inyección cumulativa de cada uno de los fluidos, los fluidos in-situ, las tasa de producción e inyección, los time step, los ciclos de Newton, los cortes, las iteraciones que se requirieron para solucionar el problema. Adicionalmente, la duración de la simulación, la hora y fecha de finalización y ubicación de los archivos de salida por defecto se guardan en la misma carpeta donde se encuentra el archivo de datos. Pulse **s** para finalizar el proceso de simulación.

B5 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DEL SIMULADOR

Terminada la corrida, el simulador genera un archivo de salida, output file (*.out), el cual se abre arrastrándolo sobre el icono del block de notas o sobre el icono de Word, en el cual se puede observar los siguientes parámetros:

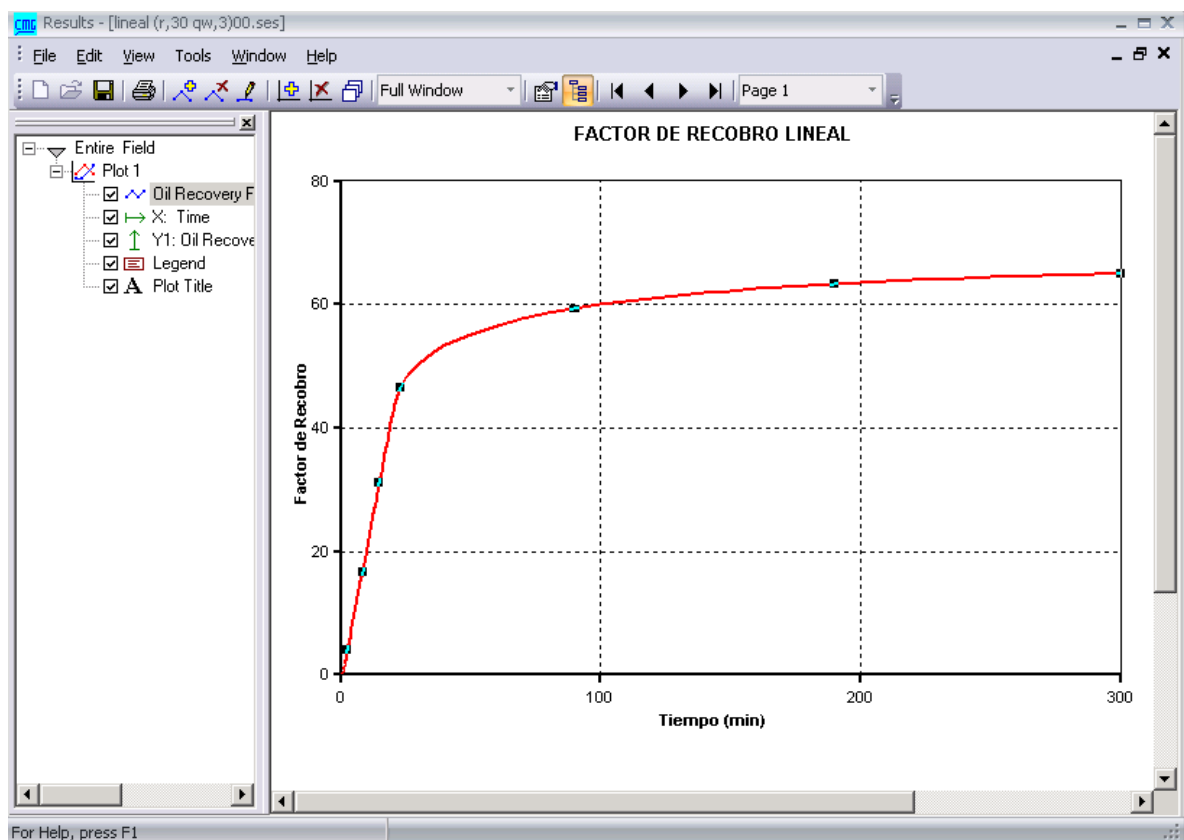
- Datos ingresados al simulador por el usuario.
- Datos arrojados por el simulador.
- Procesos realizados durante el proceso de simulación.
- Datos de la duración del tiempo de la corrida.

B5.1 Análisis de los resultados en forma gráfica (2D). Para generar las tendencias de los resultados obtenidos de la simulación, seleccione el archivo índice de resultados, **index-results file (*.irf)** en el **Technologies Launcher**, haga clic

sobre el y arrástrelo hasta el icono de **Results Graph** , se abre una ventana

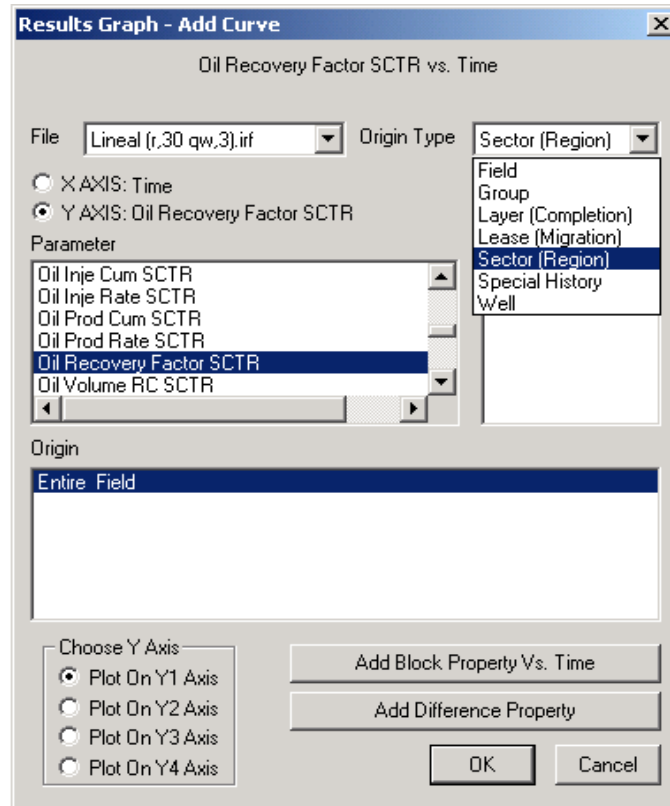
de resultados, como la que se muestra en la **Figura B32**. Para crear una nueva gráfica, seleccione **Edit/Curve/Add**, luego seleccione los parámetros que desea analizar en el cuadro **Parameter**. En **file** seleccione el archivo, en **Origin Type**, el tipo de origen del parámetro (de pozo, de campo, por sector, etc), luego pulse **OK**. Si desea generar una nueva gráfica en una ventana diferente haga clic en **Edit/Plot/Add**. (**Figura B33**).

Figura B32. Adición de curvas para resultados gráficos (2D).



Fuente: Simulador CMG.

Figura B33. Resultados gráficos (2D).



Fuente: Simulador CMG.

B5.2 análisis de resultados en forma gráfica (3D). La herramienta **Results 3D**, permite analizar los resultados en forma gráfica, seleccionando una vista bidimensional (2D) o tridimensional (3D) del enmallado de simulación (**Figura B34**), para inspeccionar e imprimir el comportamiento de las propiedades dentro del medio poroso.

Para generar una gráfica en **Results 3D** se debe seleccionar el archivo índice de resultados, **index-results file (*.irf)** en el **Technologies Launcher**, hacer clic sobre


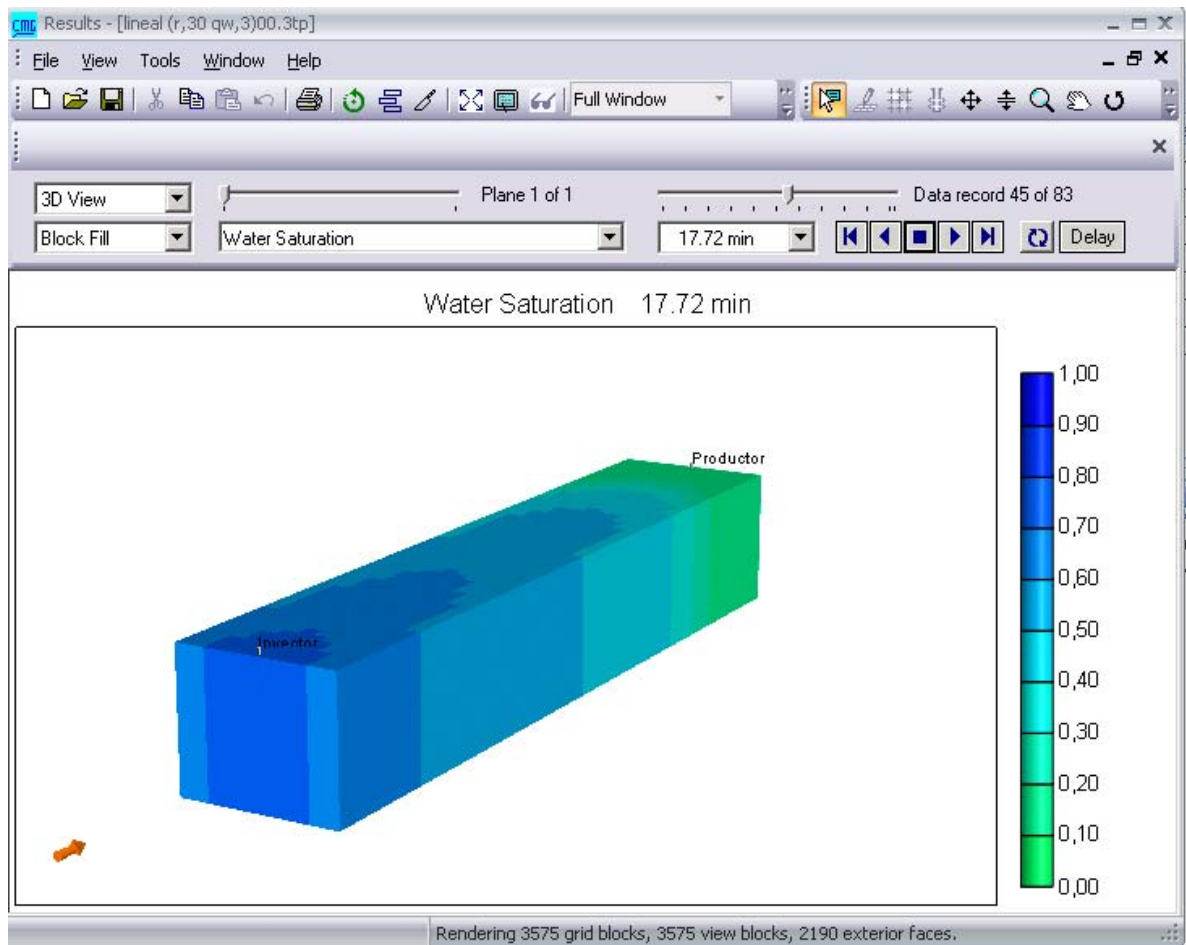
el y arrastrarlo hasta el icono de **Results 3D** , se abre la ventana de **Results 3D**, seleccione la propiedad deseada para observar su comportamiento.

Figura B34. Esquema del modelo de simulación en **Results 3D**



Fuente: Simulador CMG.