

**VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE APLICADA A
PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA**

MARTHA ISABEL ÁLVAREZ PINTO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FÍSICO-QUÍMICA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2004

**VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE APLICADA A
PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA**

MARTHA ISABEL ÁLVAREZ PINTO

Tesis de grado para optar el título de Ingeniera de Petróleos

Director

NICOLAS SANTOS SANTOS, M.Sc

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FÍSICO-QUÍMICA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2004

DEDICATORIA

A Dios, que me guió en este camino por el cual decidí ir.

A mi Padre Armando, porque nunca me dejó sola y fue la voz de aliento en los momentos más difíciles.

A mi Madre Luz Marina, por la vida

A mis Hermanos Leonardo, Mónica y María José, que siempre fueron un apoyo.

A mi Novio Leonardo, porque entró en mi mundo cuando más lo necesitaba, para darme fortaleza y seguridad.

AGRADECIMIENTOS

Expreso mis mas sinceros agradecimientos a:

A mi Director de Proyecto, por su colaboración.

A cada uno de mis amigos que siempre fueron una ayuda incondicional para mi, que de una u otra manera forman parte en la culminación de este proyecto

A todas las personas que tuvieron que ver conmigo durante estos años de estudio que de alguna forma tomaron parte en mi vida.

Y un especial agradecimiento a Leonardo que sin su compañía, ayuda y constante voz de aliento, no lo hubiera logrado.

CONTENIDO

pág.

INTRODUCCION	1
1. METODOS DE PREDICCIÓN DE AGUA.....	3
1.1. DESARROLLO HISTORICO DE LA INYECCION DE AGUA.....	4
1.2. FUNDAMENTOS DE INYECCIÓN DE AGUA.....	5
1.2.1. Distribución de la Permeabilidad.....	5
1.2.2. Tasa de Inyección.....	5
1.2.3. Eficiencia de Barrido Areal.....	5
1.2.4. Razón de Movilidad.....	6
1.2.5. Mojabilidad de la roca.....	6
1.2.6. Volumen poroso desplazable.....	6
1.2.7. Eficiencia de barrido vertical E_i	6
1.2.8. Eficiencia de barrido volumétrico E_v	7
1.2.9. Eficiencia de desplazamiento E_D	7
1.2.10. Eficiencia total de recobro E_R	8
1.2.11. Relación de movilidad M	8
1.2.12. Patrones de inyección de agua.....	9
1.3. EFECTOS CONSIDERADOS EN UN MÉTODO DE PREDICCIÓN PERFECTO.....	11
1.3.1. Efecto de Flujo de Fluidos.....	11
1.3.2. Efectos de Heterogeneidad.....	11
1.3.3. Efecto del Patrón de Inyección de Agua.....	12
1.4. METODOS DE PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCION DE AGUA.....	15

1.4.1. Según la Heterogeneidad del Yacimiento ⁷	18
1.4.2. Según el Barrido Areal ⁷	18
1.4.3. Según el Modelo Matemático ⁷	19
1.4.4. Según el Mecanismo de Desplazamiento ⁷	20
2. METODO DE BUCKLEY – LEVERETT	21
2.1. TEORIA DEL DESPLAZAMIENTO	21
2.2. SUPOSICIONES	22
2.3. ECUACIÓN DE FLUJO FRACCIONAL	22
2.4. ECUACIÓN DE AVANCE FRONTAL	26
2.4.1. Tiempo de ruptura	33
2.4.2. Saturación de agua promedio:	34
2.5. EFECTO DE LA ZONA ESTABILIZADA	37
2.6. RELACIÓN AGUA - PETRÓLEO EN SUPERFICIE	38
2.7. EFICIENCIA DEL DESPLAZAMIENTO	39
2.7.1. Factores que afectan la eficiencia del desplazamiento.	39
3. METODO DE DYKSTRA-PARSONS	42
3.1. SUPOSICIONES	42
3.2. PROCEDIMIENTO	43
3.2.1. Determinar el coeficiente de variación de permeabilidad, V	43
3.2.2. Determinar la eficiencia de desplazamiento.	44
3.2.3. Determinar el flujo fraccional	44
3.2.4. Determinar la eficiencia vertical	50
3.2.5. Determinar la eficiencia areal	51
3.2.6. Aceite producido	52
3.2.7. Determinar petróleo producido para cada RAP	53
3.2.8. Se determina el agua necesaria para desplazar el petróleo	53
3.2.9. Obtener agua producida	54
3.2.10. Calcular el agua inyectada.	54
3.2.11. Calcular tasa de producción de petróleo	54
3.2.12. Hallar tiempo de inyección.	54

3.2.13. Construir graficas respectivas en función del RAP o del tiempo.	54
3.3. LIMITACIONES	55
4. MÉTODO DE CRAIG-GEFFEN-MORSE	56
4.1. PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL RECOBRO.	60
4.2. DATOS NECESARIOS PARA ESTE MÉTODO.....	62
4.3. SUPOSICIONES	62
4.4. PROCEDIMIENTO	63
4.4.1. Primera Etapa.	64
4.4.2. Segunda Etapa.....	67
4.4.3. Tercera Etapa.....	69
4.4.4. Cuarta Etapa.	71
4.5. LIMITACIONES	76
5. ECLIPSE 100	78
5.1. COMO COMENZAR?.....	78
5.2. INPUT DATA FILE	79
5.3. KEYWORDS PRINCIPALES DE CADA SECCIÓN.....	79
5.3.1. Runspec.	80
5.3.2. Grid.....	82
5.3.3. Edit.	84
5.3.4. Props.....	84
5.3.5. Regions.	85
5.3.6. Solution.	86
5.3.7. Summary	87
5.3.8. Schedule.	88
5.4. INFORMACIÓN ÚTIL	89
5.4.1. Cifras repetidas.	89
5.4.2. Comentarios.	89
5.4.3. Valores por defecto.	90
5.5. CORRIENDO UNA SIMULACIÓN.....	91
5.6. EJECUCIÓN DE LA SIMULACIÓN	91

5.6.1. Graf.	92
5.6.2. Como imprimir gráficas de GRAF.....	99
5.6.3. Como usar gráficos de GRAF en MS Office.....	99
5.6.4. Archivo para ejecutar gráficos.....	99
5.7. COMO USAR DATOS DE ECLIPSE 100 PARA CREAR DATOS EN EXCEL	100
6. VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA <i>SOFTWARE</i>	101
CONCLUSIONES.....	111
RECOMENDACIONES	113
BIBLIOGRAFIA	114

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Patrones de Inyección de Agua	10
Tabla 2. Variables que afectan las tasas de recuperación de aceite y la producción de agua.	14
Tabla 3. Métodos para la predicción de la inyección de agua.	16
Tabla 4. Factores que afectan la eficiencia del desplazamiento	41
Tabla 5. Sistema de Unidades Manejadas por Eclipse 100	81
Tabla 6. Claves esenciales en la Sección GRID	83
Tabla 7. Datos para validación.	102
Tabla 8. Datos para validación.	103
Tabla 9. Datos para validación.	104
Tabla 10. Resultados de la simulación.	105

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Patrones básicos de inyección de agua.	9
Figura 2. Geometría de los Patrones de Inyección más comunes	12
Figura 3. Curva de flujo fraccional de agua	26
Figura 4. Distribución de Saturación del Agua	28
Figura 5. Puntos de igual pendiente en la Curva de Flujo	30
Figura 6. Pendientes de la curva de flujo fraccional contra saturación	31
Figura 7. Curva real de la saturación de agua contra saturación	31
Figura 8. Saturación de agua promedio antes de la ruptura	35
Figura 9. Saturación de agua promedio después de la ruptura	36
Figura 10. Gráfica de eficiencia vertical E_i , para RAP 0.1	45
Figura 11. Gráfica de eficiencia vertical E_i , para RAP 0.5	46
Figura 12. Gráfica de eficiencia vertical E_i , para RAP 10	47
Figura 13. Gráfica de eficiencia vertical E_i , para RAP 50	48
Figura 14. Gráfica de eficiencia vertical E_i , para RAP 100	49
Figura 15. Eficiencia areal en función de la razón movilidad	51
Figura 16. Eficiencia areal de barrido en patrones de cinco puntos.	57
Figura 17. Variación de la eficiencia areal de barrido con el volumen inyectado.	58
Figura 18. Variación de la eficiencia areal de barrido con la relación de movilidad.	59
Figura 19. Etapas de desarrollo de la inyección de agua	61

Figura 20. Determinación de la Saturación de agua después de la Irrupción.	72
Figura 21. Saturación de Agua en el frente de Inyección.	72
Figura 22. Pasos para la ejecución de la simulación (1 de 6)	93
Figura 23. Pasos para la ejecución de la simulación (2 de 6)	94
Figura 24. Pasos para la ejecución de la simulación (3 de 6)	95
Figura 25. Pasos para la ejecución de la simulación (4 de 6)	96
Figura 26. Pasos para la ejecución de la simulación (5 de 6)	97
Figura 27. Pasos para la ejecución de la simulación (6 de 6)	98
Figura 28. Agua producida vs. Tiempo	106
Figura 29. Petróleo producido vs. Tiempo	106
Figura 30. RAP vs. Tiempo	107
Figura 31. Agua inyectada vs. Tiempo	107
Figura 32. Petróleo producido vs. Tiempo	108
Figura 33. Agua producida vs. Tiempo	108
Figura 34. Agua inyectada vs. Tiempo	109
Figura 35. Agua producida vs. Tiempo	109
Figura 36. Petróleo producido vs. Tiempo	110
Figura 37. RAP vs. Tiempo	110

LISTA DE ANEXOS

pág.

ANEXO A. VALORES DE Q_i/Q_{ibt} PARA LOS VALORES DE $E_{Abt} > 50$	116
ANEXO B. MANUAL DEL USUARIO	120
ANEXO C. VALIDACION DE LA HERRAMIENTA WIT vs. DATOS REALES.....	128

GLOSARIO

E_i : Eficiencia vertical El coeficiente de variación de permeabilidad V.

E_v : Eficiencia de barrido volumétrico.

E_D : Eficiencia de desplazamiento.

E_A : Eficiencia Areal.

M : Relación de movilidad.

E_R : Eficiencia total de recobro.

$I_{w,o}$: Movilidad de cada fase: aceite y agua.

K_w : Permeabilidad efectiva de la fase agua.

K_o : Permeabilidad efectiva de la fase aceite.

m_w : Viscosidad de la fase agua.

m_o : Viscosidad de la fase aceite.

f_w : Flujo fraccional de agua que pasa por cualquier punto del medio poroso, fracción.

K : Permeabilidad absoluta de la formación, md.

A_t : Área transversal del flujo, pies².

q_i : Tasa de inyección de agua, STB / día.

P_c : Presión capilar, $P_o - P_w$, PSI.

L : Distancia inyector – productor, pies.

DGE : Diferencia de gravedades específicas, agua menos aceite.

α : Ángulo de buzamiento de la formación.

B_w : Factor volumétrico de formación del agua bls / STB.

$M_{w,o}$: Razón de movilidades entre el agua y el aceite.

q_i : Inyección de fluidos a una tasa.

A_t : Área seccional al flujo.

V_{S_w} : Velocidad del plano de saturación, pies / día.

$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}$: Pendiente de la curva de flujo fraccional a una saturación determinada.

f : Porosidad de la roca, fracción.

r : Posición del frente de saturación, pies.

h_t : Espesor total de la formación, pies.

S_{w_i} : Saturación de agua inicial, fracción.

f_{w_x} : Flujo fraccional del frente de invasión, fracción.

t_r : Tiempo de ruptura.

S_{w_p} : Saturación de agua promedio.

RAP : Relación Agua - Petróleo en Superficie.

W_i : Agua Inyectada.

N_P : Aceite Producido.

W_o : Agua Necesaria para Desplazar el Petróleo.

W_P : Obtener agua producida.

q_o : Tasa de Producción de Petróleo.

t_i : Hallar tiempo de inyección.

E_{Abt} : Eficiencia de barrido areal en el momento de la irrupción.

\bar{S}_{wbt} : Saturación promedio de agua del frente de inyección.

W_{ibt} : Volumen de agua inyectado a la irrupción.

$(K_w)_{Swbt}$: Permeabilidad efectiva al agua a la saturación promedio de agua detrás del frente.

$(K_o)_{Swi}$: Permeabilidad efectiva al aceite a la saturación inicial (irreductible) de agua.

A : Área del patrón de inundación en acres.

h : Espesor neto promedio del yacimiento, en pies.

S_{oi} : Saturación de aceite al comienzo de la inyección, fracción.

B_o : Factor volumétrico de formación del aceite, RB/STB.

\bar{S}_{obt} : Saturación promedio de aceite a tiempo de ruptura.

S_g : Saturación de gas al inicio de la inyección, fracción.

C : Coeficiente de Craig.

W_{ii} : Volumen de agua inyectado hasta la interferencia, STB.

r_e : Radio del banco de aceite, equivalente a la mitad de la distancia entre pozos inyectoros adyacentes, pies.

q_i : Tasa de inyección de agua a condiciones de yacimiento, BPD.

h : Espesor neto, pies.

K : Permeabilidad base empleada para definir permeabilidad relativa, mD.

K_{ro} : Permeabilidad relativa al aceite en el banco de aceite, a S_{wir} .

K_{rw} : Permeabilidad relativa al agua en el banco de agua, a S_{wbt} .

r : Radio del banco de agua, pies.

r_e : Radio del banco de aceite, pies.

r'_w : Radio efectivo del pozo, pies.

r_w : Radio del pozo, pies.

si : Factor de daño en el pozo de inyección.

DP : Diferencial de presión entre la presión en la cara de la formación y la presión en la frontera externa del banco de aceite (normalmente la presión promedio del yacimiento al comienzo de la inyección), PSI.

m_o : Viscosidad del aceite, cp.

m_w : Viscosidad del agua, cp.

j : Cada uno de los intervalos.

W_{if} : Agua inyectada hasta el llenado, STB.

q_{11} : Tasa de inyección al llenado.

d : Diagonal entre los pozos inyector y productor adyacentes, pies.

g : Razón de conductancia, adimensional.

W_{ibt} : Volumen de agua inyectado, para que se inicie producción de agua, STB.

E_{Abt} : Eficiencia areal en el momento de la irrupción.

V_p : Volumen poroso.

Q_i : Agua inyectada a volúmenes porosos invadidos.

a_1 : $E_{Abt} / 0.2749$.

a_2 : $a_1 + \ln W_D$.

TITULO: VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE APLICADA A PROCESOS DE INYECCION DE AGUA.*

AUTOR: MARTHA ISABEL ALVAREZ PINTO**

PALABRAS CLAVES: Recobro, inyección de agua, métodos de recobro, herramienta, validación.

RESUMEN

El método de recobro secundario utilizado en la extracción de petróleo ha sido por excelencia la inyección de agua. Los modelos que predicen el comportamiento del yacimiento sometido a la inyección de agua, son basados en datos tales como: propiedades de los fluidos (Viscosidad y factor volumétrico), petrofísica de yacimiento (porosidad), interacción roca fluido (permeabilidad absoluta, relativa, saturación), modelo de inyección (4, 5, 7 o 9 pozos), variables de inyección (caudal o presión). La manipulación de los datos utilizados en estos modelos es generalmente algo extensa y difícil de implementar de forma manual, sobre todo si no se dispone de un simulador comercial o no se tiene experiencia con hojas de cálculo. Para tomar decisiones financieras acertadas, se hace necesario disponer de herramientas que permitan pronosticar con la mayor exactitud los probables resultados que se obtendrán con la aplicación de una estrategia antes de llevarla a cabo.

Con el fin de cubrir este vacío se ha desarrollado una herramienta software que permite simplificar el proceso necesario para realizar la predicción del comportamiento de un yacimiento con inyección de agua, para un patrón de cinco puntos.

En los primeros capítulos de este proyecto se documentaron con referencias bibliográficas los fundamentos, conceptos y la metodología para la manipulación de las diferentes variables usadas en la predicción de la inyección, se realiza un análisis previo y se desarrollaron los algoritmos necesarios para la programación de los modelos en un lenguaje de alto nivel y en los capítulos finales se describe el desarrollo metodológico de la herramienta, la forma como se utiliza y se anexa el manual del usuario del mismo, que permite a cualquier persona con interés en el tema, trabajar en este tópico específico de la ingeniería de petróleos.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Nicolás Santos Santos.

TITULO: **VALIDATION OF THE APPLIED TOOL SOFTWARE TO PROCESSES OF INJECTION OF WATER.**

AUTOR: **MARTHA ISABEL ÁLVAREZ PINTO****

PALABRAS CLAVES: **Recovery, injection of water, retrieval methods, tool, validation..**

ABSTRACT

The method of secondary retrieval used in the extraction of petroleum has par excellence been the injection of water. The models that predict the behavior from the subjected location to the injection of water, are based on such data as: properties of the fluids (Viscosity and volumetric factor), petrophysics of location (porosity), flowed interaction rock (absolute, relative permeability, saturation), model of injection (4, 5, 7 or 9 wells), injection variables (flow or pressure). The manipulation of the data used in these models is generally something extensive and difficult of implementing in a manual way, mainly if it doesn't have a commercial pretender or one doesn't have experience with calculation leaves. To make guessed right financial decisions, it becomes necessary to have tools that allow to predict with the biggest accuracy the probable results that they will be obtained with the application of a strategy before carrying out it.

With the purpose of covering this hole a tool software it has been developed that allows to simplify the necessary process to carry out the prediction of the behavior of a location with injection of water, for a pattern of five points.

In the first chapters of this project they were documented with bibliographical references the foundations, concepts and the methodology for the manipulation of the different variables used in the prediction of the injection, it is carried out a previous analysis and the necessary algorithms were developed for the programming of the models in a language of high level and in the final chapters the methodological development of the tool, the form is described like it is used and the manual of the user of the same one is annexed that allows to any person with interest in the topic, to work in this topic specifies of the engineering of petroleums.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Nicolás Santos Santos.

INTRODUCCION

Durante más de 100 años el método de recobro secundario utilizado en la extracción de petróleo ha sido por excelencia la inyección de agua. El objetivo principal de este proceso es desplazar la mayor cantidad de Petróleo con un volumen ó presión de inyección constantes.

Desde la década de los 40 se han desarrollado varios modelos analíticos que permiten predecir de manera aproximada el comportamiento de un yacimiento sometido a un proceso de inyección de agua. Estos se encuentran ampliamente referenciados en la literatura, como los de Buckley - Leverett y Dykstra – Parson, los cuales se han utilizado como base para el desarrollo de nuevos modelos cada vez más robustos.

Los modelos que predicen el comportamiento del yacimiento sometido a la inyección de agua, son basados en datos tales como: propiedades de los fluidos (Viscosidad y factor volumétrico), petrofísicas de yacimiento (porosidad), interacción roca fluido (permeabilidad absoluta, relativa, saturación), modelo de inyección (4, 5, 7 o 9 pozos), variables de inyección (caudal o presión). La manipulación de los datos utilizados en estos modelos es generalmente algo extensa y difícil de implementar de forma manual, sobre todo si no se dispone de un simulador comercial o no se tiene experticia con hojas de cálculo. Con el fin de cubrir este vacío se ha desarrollado una herramienta software (W.I.T.) que permite simplificar el proceso necesario para realizar la predicción del comportamiento de un yacimiento con inyección de agua, para un patrón de cinco puntos.

En los primeros capítulos de este proyecto se documentaron con referencias bibliográficas los fundamentos, conceptos y la metodología para la manipulación de las diferentes variables usadas en la predicción de la inyección. En los capítulos intermedios se realiza un análisis previo y se desarrollaron los algoritmos necesarios para la programación de los modelos en un lenguaje de alto nivel (Visual Basic 6.0). Para la validación de la herramienta se elaboró una metodología sencilla para el uso del simulador comercial Eclipse 100 (licencia académica), que permitió utilizar datos de la literatura.

En los capítulos finales se describe el desarrollo metodológico de la herramienta, la forma como se utiliza y el manual del usuario que le permite a cualquier persona interesada trabajar en este tópico específico de la ingeniería de petróleos. Se espera con este proyecto marcar el camino para un futuro desarrollo y continuo perfeccionamiento de este tipo de herramienta por parte de los estudiantes y profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

1. METODOS DE PREDICCIÓN DE AGUA

Un Método de predicción es un cálculo aproximado del comportamiento esperado de un yacimiento, sometido a un proceso de desplazamiento.

Las técnicas de cálculo varían desde la más simple, que solo da una estimación de la recuperación total de aceite, hasta la más complicada que predice el comportamiento detallado de los pozos individuales.

Entre los cálculos estimados están como una $f(t)$: recuperación final de aceite, relación agua-petróleo contra recuperación; valores combinados de tasa de inyección, tasa de producción, relación agua-petróleo, recuperación de aceite y volumen acumulado de agua inyectada, todos contra tiempo; tasas individuales de inyección, tasas individuales y acumuladas de producción, relación agua-petróleo y recuperación de aceite.

Predicciones más detalladas requieren datos más precisos del yacimiento y son las más costosas, tanto en tiempo como en dinero.

Para usar un método de predicción, es necesario especificar las propiedades de flujo del agua y del aceite, las saturaciones iniciales de los fluidos, una descripción detallada del yacimiento y su variación de permeabilidad tanto lateral como vertical. Parte de la información se obtiene por medida directa, otra parte por analogías y el resto por tanteos.

1.1. DESARROLLO HISTORICO DE LA INYECCION DE AGUA

La inyección de agua se descubrió aproximadamente hacia mediados del siglo XIX. La primera aplicación de que se tiene conocimiento fue producto de un accidente en el área de Pithole City en Pensilvania, alrededor de 1865. La gran mayoría de procesos de inyección iniciales ocurrieron en forma similar, a través de grietas presentes en formaciones almacenadoras de agua, o por acumulaciones de agua en superficie, que entraron a los pozos perforados. A finales del siglo XIX, la función principal de la inyección de agua era mantener la presión del yacimiento, aumentando con ello la vida productiva de los pozos.

En las primeras aplicaciones de la inyección, la técnica empleada era inyectar primero un solo pozo, y progresivamente en los pozos restantes del campo, a medida que éstos se venían en agua, formando un empuje periférico. Posteriormente la inyección periférica se combinó con el empuje en línea. En 1924, se empleó por primera vez un patrón de inyección de cinco puntos, en el Campo Bradford, Pensilvania. Simultáneamente, se iniciaban proyectos de recuperación por inyección de agua en otras regiones de los Estados Unidos, pero solo fue hasta 1950 que su uso se generalizó a nivel mundial. Desde entonces, se ha registrado un enorme desarrollo de esta tecnología, mejorando notoriamente los resultados.

Actualmente, las técnicas de mejoramiento de la inyección de agua están encaminadas a producir razones de movilidad favorables para el proceso, mediante la manipulación de las propiedades del fluido desplazante y de las tensiones interfaciales; la adición de sustancias químicas como polímeros, aumentan la viscosidad del agua; otros aditivos, los surfactantes, reducen la tensión interfacial. Una técnica conocida es la llamada micelarpolimérica,

que combina la acción de los dos químicos para desplazar el aceite mediante baches de surfactante, seguidos de aguas viscosificadas con polímeros.

1.2. FUNDAMENTOS DE INYECCIÓN DE AGUA

A continuación se definirán brevemente, algunos conceptos comúnmente usados en el área de estudio de la inyección de agua, que son fundamentales para la comprensión de este mecanismo de recobro.

1.2.1. Distribución de la Permeabilidad. La variación vertical de la permeabilidad se debe principalmente al grado de estratificación vertical que existe en el yacimiento. es el efecto más importante que se debe tener en cuenta.

La eficiencia vertical E_v , es la fracción del área total vertical del yacimiento contactado por el fluido desplazante. El coeficiente de variación de permeabilidad V definido por Dykstra - Parsons, cuantifica el grado de heterogeneidad del yacimiento y su efecto en el comportamiento de un desplazamiento inmisible.

1.2.2. Tasa de Inyección. A través de ésta, puede ser conocido el tiempo que ha transcurrido a medida que ocurre la producción. La tasa de inyección generalmente está controlada por limitaciones económicas y físicas del equipo de inyección y del yacimiento.

1.2.3. Eficiencia de Barrido Areal. Es la fracción de área horizontal del yacimiento que es invadida por el fluido desplazante. Ésta depende

principalmente de las propiedades relativas del flujo de aceite y agua y del patrón de inundación usado en el yacimiento.

1.2.4. Razón de Movilidad. Es la principal variable, ya que provee una medida de la facilidad con la cual el agua inyectada puede desplazar el petróleo.

La razón de movilidad se define como la movilidad de la fase desplazante, la cual se mide a condiciones promedio en la zona invadida, sobre la movilidad de la fase desplazada, medida a condiciones existentes en zona no invadida. Entre menor sea este valor, más efectivo será el proceso de inundación.

1.2.5. Mojabilidad de la roca. La mojabilidad puede definirse como la tendencia de un fluido para dispersarse o adherirse a la superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. En el proceso de inyección de agua están presentes gas, aceite y agua, pero solo los dos últimos se consideran fluidos mojantes, puesto que en un proceso de este tipo no se dan las condiciones en las que el gas mojaría la roca.

1.2.6. Volumen poroso desplazable. El volumen poroso desplazable de una formación productora es el que eventualmente puede ser desplazado por el fluido inyectado, es decir, el volumen poroso total menos el volumen irreducible de fluidos.

1.2.7. Eficiencia de barrido vertical E_v . La eficiencia de barrido vertical, también llamada eficiencia de invasión, se define como la relación entre el área transversal del medio poroso contactada por el fluido inyectado y el área transversal total detrás del frente de inyección. Es una medida de los efectos bidimensionales de las heterogeneidades del yacimiento.

1.2.8. Eficiencia de barrido volumétrico E_v . Un importante indicador de la efectividad de un proceso de recobro de aceite por inyección de agua, es la porción de medio poroso efectivamente contactado por el fluido desplazante, que se mide en términos de la eficiencia de barrido (vertical, areal y volumétrico).

La eficiencia de barrido volumétrico se define como el volumen poroso contactado por el fluido inyectado, dividido por el volumen poroso total de la región de interés. Es la equivalente al producto de barrido areal y vertical de presión.

$$E_v = E_A \cdot E_I \quad (1)$$

La eficiencia volumétrica de barrido es una medida del efecto tridimensional de las heterogeneidades del yacimiento; las variaciones de permeabilidad ocasionan barridos de baja eficiencia, con irrupciones de agua tempranas y alta tasa de producción de agua. También es afectada por la razón de movilidad, fuerzas gravitacionales y capilares, flujo cruzado, tasa de inyección, patrón de inyección, fracturas y fallas, ángulo de echado de la formación, posición de los contactos gas-aceite-agua, y profundidad de la formación.

1.2.9. Eficiencia de desplazamiento E_D . La eficiencia de desplazamiento corresponde a la relación entre el volumen de aceite desplazado de una región de interés, comparado con el volumen poroso inyectable de la misma. Depende de las propiedades del fluido y de la roca, principalmente de las viscosidades de los fluidos, los factores volumétricos al inicio de la inyección, las saturaciones de aceite al inicio y fin de la inyección, y de las características de permeabilidad relativa.

1.2.10. Eficiencia total de recobro E_R . La eficiencia total de un proceso de recobro de petróleo por inyección de agua está dada por el producto de la eficiencia de barrido volumétrico E_v y la eficiencia de desplazamiento E_D :

$$E_R = E_v \cdot E_D \quad (2)$$

1.2.11. Relación de movilidad M . En un proceso de desplazamiento de fluidos inmiscibles a través de un medio poroso, la relación de movilidad es un parámetro que evalúa la eficiencia del desplazamiento, teniendo en cuenta las propiedades de la roca y de los fluidos. En un proceso de inyección de agua, se define como la relación entre la movilidad de la fase desplazante (agua) y la movilidad de la fase desplazada (aceite):

$$M = \frac{I_w}{I_o} \quad (3)$$

Donde:

$I_{w,o}$ = Movilidad de cada fase: aceite y agua.

$$I_i = \frac{K_i}{m_i}$$

$$M = \frac{\frac{K_w}{m_w}}{\frac{K_o}{m_o}} \quad (4)$$

Donde:

K_w = Permeabilidad efectiva de la fase agua.

K_o = Permeabilidad efectiva de la fase aceite.

m_w = Viscosidad de la fase agua.

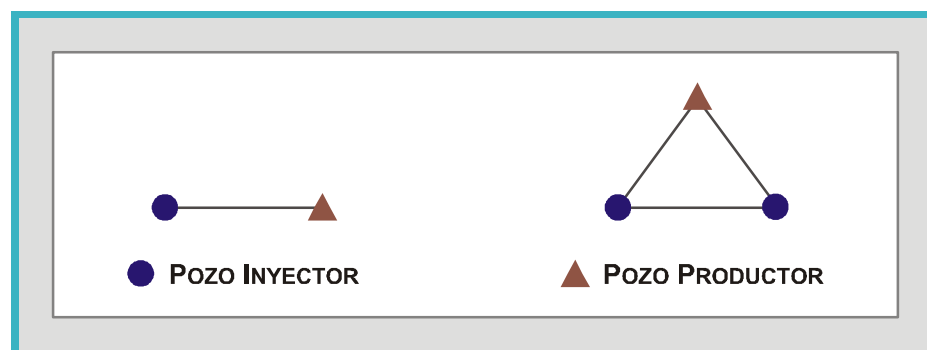
m_o = Viscosidad de la fase aceite

En un proceso de inyección tipo pistón, el fluido desplazante forma un frente de desplazamiento. La permeabilidad efectiva al agua corresponde a la existente detrás del frente, que en el caso más crítico corresponde a la permeabilidad a la saturación residual de aceite. La permeabilidad efectiva al aceite se mide delante del frente, a la condición de saturación inicial de agua.

Relaciones de movilidad menores o iguales a uno (1) se consideran favorables al proceso de recuperación, garantizando frentes de desplazamiento estables y con ello buenos recobros. A mayores relaciones de movilidad, presentes en el desplazamiento de aceites altamente viscosos, se presentan problemas de digitación viscosa que originan barridos parciales, disminuyendo la eficiencia del recobro.

1.2.12. Patrones de inyección de agua. Con este nombre se conocen los arreglos geométricos entre pozos de inyección y de producción, empleados para distribuir eficazmente el fluido inyectado en el área de interés. Básicamente, los pozos pueden distribuirse en patrones de dos y tres puntos, característicos de inyecciones piloto, como se puede observar en la Figura 1.

Figura 1. Patrones básicos de inyección de agua.



Fuente: Autor

Los demás patrones son obtenidos de la combinación de los dos anteriores, y varían desde arreglos de cuatro puntos hasta de nueve puntos. De acuerdo con el número de pozos productores, se denominan normales cuando tienen un pozo productor, e invertidos cuando tienen mas de uno.

En la Tabla 1 y en la Figura 2 se presentan las características de los patrones de inyección mas comunes:

Tabla 1. Patrones de Inyección de Agua

Patrón	Relación Pozos Productores – Pozos Inyectores	Patrón de perforación requerido
Cuatro puntos normal	2	Triangulo equilátero
Cinco puntos normal	1	Cuadrado
Siete puntos normal	$\frac{1}{2}$	Triangulo equilátero
Nueve puntos normal	$\frac{1}{3}$	Cuadrado
Línea directa	1	Rectangular
Línea en zig-zag	1	Líneas vecinas de pozos

Fuente: Autor

Para la selección del patrón apropiado a las características de cada campo, es necesario considerar toda la información disponible sobre el yacimiento, principalmente aspectos como:

- Capacidad de producción de aceite deseada.
- Tiempo de vida del proyecto de inyección.
- Distribución espacial de los pozos existentes.
- Espaciamiento entre los pozos.
- Tiempo de respuesta.
- Índices de inyektividad y productividad de la formación.

El patrón seleccionado debería proporcionar la capacidad de inyección suficiente para producir el volumen de petróleo deseado, maximizar el recobro de aceite con una mínima producción de agua, tomar ventaja de las heterogeneidades del yacimiento y usar la mayor cantidad de pozos existentes para minimizar el número requerido de nuevos pozos.

1.3. EFECTOS CONSIDERADOS EN UN MÉTODO DE PREDICCIÓN PERFECTO

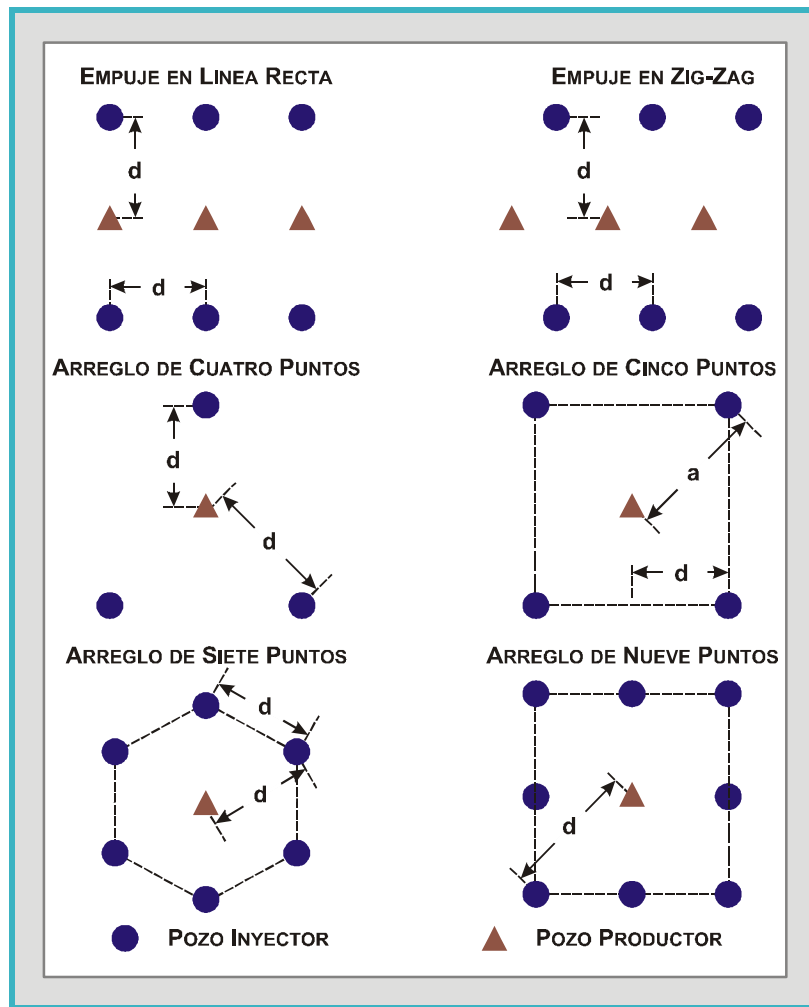
Un método de predicción perfecto considera los siguientes efectos:

1.3.1. Efecto de Flujo de Fluidos. Incluye el gradiente de saturación estabilizado delante del frente de invasión, los efectos de saturación de gas inicial, la variación de la conductividad del fluido y la tasa de inyección.

1.3.2. Efectos de Heterogeneidad. Incluye consideraciones de la naturaleza no uniforme de los yacimientos, variaciones especiales de las propiedades y flujo entre capas debido a fuerzas de gravedad, capilares y viscosas.

1.3.3. Efecto del Patrón de Inyección de Agua. Considera la eficiencia areal de barrido a la ruptura del agua, como una función de la razón de movilidad, el incremento de la eficiencia areal posterior a la ruptura y la aplicabilidad a todo tipo de arreglo de pozos.

Figura 2. Geometría de los Patrones de Inyección más comunes



Fuente: PERALTA D., Roberto C., URIBE V., Johann K. Tesis de Grado.

En un proceso de inyección de agua es necesario definir las características del yacimiento, como la permeabilidad, porosidad, el espesor de los estratos, la extensión areal, las propiedades de los fluidos, del medio poroso, la información geológica y la historia de producción del yacimiento. El estudio de estas propiedades permite seleccionar el patrón de inyección. Con este nombre se conoce los arreglos geométricos entre pozos de inyección y de producción, empleados para distribuir eficazmente el fluido inyectado en el área de interés.

Para el objetivo de este trabajo haremos referencia al patrón de inyección de cinco puntos normal. En este la distribución geométrica de los pozos inyectoras corresponde a un cuadrado con el pozo productor en el centro de cada arreglo. Se recomienda en yacimientos heterogéneos o que presenten una permeabilidad y porosidad muy baja. Cuando se tiene una baja continuidad entre los pozos inyectoras y productores la distribución geométrica de los pozos debe ser muy cercana. En yacimientos con intercalación de estratos permeables y no permeables, como lo son las zonas de arcillas, el patrón de cinco puntos genera un alto gradiente de presión, el cual ayuda a que el barrido de las zonas menos permeables sea más efectivo.

La distribución geométrica del arreglo puede tener el pozo productor ubicado en el centro y los pozos inyectoras alrededor, o puede ser inversa, es decir con el pozo inyector ubicado en el centro del arreglo. Se recomienda en yacimientos heterogéneos, es decir, que presenten una alta variación la permeabilidad, la porosidad y el espesor de los estratos, y en yacimientos con intercalación de estratos impermeables. El efecto de este patrón es forzar a los fluidos a fluir más directamente a través de las limitadas distancias entre los pozos inyectoras y productores para lograr así un mejoramiento de la eficiencia de barrido.

Tabla 2. Variables que afectan las tasas de recuperación de aceite y la producción de agua.

Variables Primarias	Variables Secundarias
Distribución de la Permeabilidad	<ul style="list-style-type: none"> - Variación areal y vertical. - Rango de variación en permeabilidad. - Permeabilidad relativa de capas adyacentes.
Tasa de Inyección	<ul style="list-style-type: none"> - Presión de inyección. - Producto espesor-permeabilidad. - Patrón de conductancia (Razón de Movilidad). - Condición de los pozos de inyección.
Barrido Areal	<ul style="list-style-type: none"> - Configuración del patrón. - Razón de movilidad. - Distribución de permeabilidad areal. - Fracturas naturales y artificiales. - Flujo cruzado.
Mecanismo de Desplazamiento	<ul style="list-style-type: none"> - Saturación de fluidos. - Razón de movilidad. - Tasa de avance del frente de inundación.
Propiedades de Rocas y Fluidos (Razón de Movilidad)	<ul style="list-style-type: none"> - Permeabilidad relativa al aceite. - Permeabilidad relativa al agua. - Viscosidad del aceite. - Viscosidad del agua.

Fuente: Autor

El método de predicción perfecto no existe, ya que requiere más información de la que se puede obtener de un yacimiento; por lo que los métodos desarrollados representan solo una aproximación de éste.

1.4. METODOS DE PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCION DE AGUA.

En la industria de los hidrocarburos, las dimensiones de los sistemas manejados hacen que la ejecución de cualquier proyecto requiera grandes inversiones de capital. Para tomar decisiones financieras acertadas, se hace necesario disponer de herramientas que permitan pronosticar con la mayor exactitud los probables resultados que se obtendrán con la aplicación de una estrategia antes de llevarla a cabo. Este tipo de herramientas se conocen como métodos de predicción.

Para la predicción del comportamiento de un proyecto de inyección de agua, existen en general cuatro clases de métodos, a saber:

- **Técnicas simples:** Basadas en los resultados de proyectos anteriores, a partir de los cuales se infieren tendencias generales de comportamiento. Sin embargo, no tienen en cuenta las características particulares de cada yacimiento, por lo que no son muy confiables.
- **Métodos analíticos:** Que combinan la descripción matemática del proceso para un sistema ideal con correlaciones empíricas obtenidas en laboratorio que involucran el efecto de condiciones particulares (como estratificación, patrones de inyección), con el fin de aumentar la confiabilidad de los resultados.
- **Métodos de simulación numérica:** Que se basan en la solución numérica de las ecuaciones diferenciales parciales que describen el proceso. Son muy útiles para yacimientos complejos, con variadas condiciones geológicas y petrofísicas, porque permiten una descripción mas detallada de cada zona del campo.

- **Simulación física en modelos escalados de laboratorio:** Diseñados con base en las ecuaciones básicas del proceso y en la información preliminar del yacimiento. El grado de similitud que se quiera obtener entre el comportamiento de prototipo modelo determina los criterios de escalamiento necesarios para llevar a cabo la simulación.

En la Tabla 3 se presenta una clasificación de métodos predictivos comúnmente usados en los proyectos de inyección de agua.

Tabla 3. Métodos para la predicción de la inyección de agua.

Métodos relacionados principalmente con la inyectividad y heterogeneidad de permeabilidades	
Dykstra-Parsons (1950) Stiles (1949)	Yuster-Suder-Calhoun (1949) Prats-Matthews-Jewett-Baker (1959)
Métodos relacionados principalmente con la eficiencia de barrido areal	
Muskat (1946) Hurst (1953) Caudle, et al (1954-1968)	Atlantic-Richfield (1952-1959) Aronofsky (1952-1956) Deppe-Hauber (1961-1964)
Métodos relacionados principalmente con el proceso de desplazamiento	
Buckley-Leverett (1942) Craig-Geffen-Morse (1955)	Higgins-Leighton (1960-1964)
Métodos que involucran modelos matemáticos	
Douglas-Blair-Wagner Hiatt Douglas-Peaceman-Rachford	Warren-Cosgrove Morel-Seytoux
Métodos empíricos	
Guthrie-Greenberger (1955) Schauer (1957)	Guerrero-Earlougher (1961)

Fuente: GOMEZ P., Martha, NARANJO, Carlos E. Tesis de Grado

Todos los métodos de predicción tienen necesariamente implícitas, una serie de suposiciones sobre las características y el comportamiento del yacimiento, por lo que su aplicación involucra siempre un grado de incertidumbre. La mejor alternativa es utilizar varias herramientas y por medio de un análisis comparativo generar predicciones mas acertadas.

A continuación se expone uno de los primeros análisis realizados sobre el comportamiento de la inyección de agua, la Teoría de Avance Frontal¹, como se conoce al modelo propuesto originalmente por Buckley-Leverett para la descripción del comportamiento de la inyección de agua en un sistema de flujo lineal bifásico (aceite y agua), con propiedades homogéneas. Éste método fue desarrollado a partir de la ecuación de continuidad y de la ley de Darcy. La teoría original ha sido modificada posteriormente por muchos otros investigadores, que al comprobar su validez tratan de ajustarla a condiciones mas específicas que las establecidas inicialmente.

Posteriormente, se describe el método de Craig-Geffen-Morse², diseñado específicamente para la predicción de la recuperación por inyección de agua en patrones de cinco puntos, que es el tipo de inyección estudiado en este proyecto. El método CGM adapta la Teoría de Avance Frontal al sistema areal de cinco puntos mediante correlaciones deducidas experimentalmente. Como resultado, proporciona un confiable método de predicción del comportamiento de la inyección de agua en un patrón de cinco puntos, con o sin saturación inicial de gas, y con propiedades homogéneas del medio poroso. La técnica también ha sido adaptada a yacimientos estratificados, e incluso a otros tipos de arreglos de pozos. Éste método se adapta perfectamente a las condiciones del desplazamiento estudiado en éste trabajo, por lo que se empleará como herramienta de predicción.

1.4.1. Según la Heterogeneidad del Yacimiento⁷.

Método de Dykstra-Parson: Se basó en una correlación entre la recuperación de aceite mediante la inyección de agua, el factor de variación de la permeabilidad y la relación de movilidad. Los valores obtenidos suponen un barrido lineal puesto que se basan en pruebas de flujo lineal. (1950)

Método de Stiles: Tiene en cuenta la posición del frente de invasión, en un espacio poroso ocupado únicamente por líquido, los estratos son lineales y se encuentran aislados unos de otros. Stiles supone que el volumen de agua inyectado en cada estrato, depende únicamente del valor de K_h de esa capa. Además, supone un desplazamiento de aceite tipo pistón sin fugas. (1949)

Método de Prats-Matthews-Jewett-Baker: Se basó en el uso de correlaciones sobre recobro de petróleo, que incluyen el efecto combinado de la relación de movilidad y la eficiencia de barrido areal, además consideró la presencia de gas libre antes de la inyección de agua, y la variación en la inyectabilidad a través de la vida del proceso de inyección. Así mismo, asumió un desplazamiento del aceite de tipo pistón, es decir que cuando al agua llega al pozo productor, el estrato inicia una producción únicamente de agua. (1946)

1.4.2. Según el Barrido Areal⁷.

Método de Muskat: Se basó en la determinación de las eficiencias de barrido areal al momento de la ruptura de agua para una relación de movilidad de uno. (1946)

Método de Hurst: Extendió el método de Muskat para un patrón de cinco puntos donde consideró la presencia de una saturación inicial de gas previa

a la inyección de agua. Asumió que tanto el aceite como al agua tienen una misma movilidad. (1953)

Método de Caudle et Al: Se basó en estudios de barrido areal, la relación de movilidad, el volumen de agua inyectado y el porcentaje de la producción que proviene del área barrida; en patrones de inyección de 4,5,7,9 puntos y lineal. (1952)

Método Aronofsky: Asume que el desplazamiento de aceite es de tipo pistón, para un modelo e inyección de cinco puntos y lineal. La eficiencia de barrido areal al momento de la ruptura se obtiene como una función de la relación de movilidad; para el periodo posterior a la ruptura no se presentaron estudios. (1952)

1.4.3. Según el Modelo Matemático⁷.

Método de Douglas-Blair-Wagner: Se aplicó un método de análisis numérico para estudios capilares y viscosos. El sistema del yacimiento que simulaban fue lineal. (1958)

Método de Hiatt: Se basó en estudios de yacimientos estratificados, donde consideró un desplazamiento del tipo Buckley-Leverett, y el flujo cruzado entre capas. Este método es aplicable a cualquier relación de movilidad. (1958)

Método de Douglas-Peaceman-Rachford: Incluyó los efectos de las permeabilidades relativas, las viscosidades, las densidades de los fluidos, la gravedad y la presión capilar. Consideró todos los efectos del flujo de fluidos y los efectos del arreglo de los pozos. (1958)

Método de Warren y Cosgrove: Consideró los efectos de ablación de movilidad y del flujo cruzado en un yacimiento cuyas permeabilidades siguen

una distribución logarítmica normal. No se previó una saturación inicial de gas, y se supuso un desplazamiento de aceite tipo pistón. (1964)

1.4.4. Según el Mecanismo de Desplazamiento⁷.

Método de Buckley-Leverett: Tiene en cuenta el desplazamiento inmiscible del petróleo por el agua en un sistema lineal o radial. Este método planteó una ecuación para la predicción de la velocidad del avance frontal en un sistema radial con una saturación inicial de gas. La modificación de Welge a la ecuación de avance frontal simplificó el uso de este método. (1942)

Método de Higgins y Leighton: Considera que la inyección de agua en un arreglo de líneas-canales de flujo, se comporta arealmente como un cierto número de tubos paralelos de flujo, cuyo límite son las líneas de flujo generadas por una relación de movilidad de uno. Se basó en el mecanismo de desplazamiento de Buckley-Leverett. Este método es aplicable para un patrón de inyección de cinco puntos, siete puntos, lineal y periférico (1962).

Método de Craig-Geffen-Morse: Es uno de los métodos de mayor precisión el cual se basó en una modificación a la ecuación de Welge y la deducción de las correlaciones sobre eficiencia de barrido areal en el momento y después de la ruptura. Este método es aplicable para un patrón de cinco puntos. Craig desarrolló una ecuación para predecir la velocidad del avance frontal en un sistema radial con una saturación inicial de gas (1953).

2. METODO DE BUCKLEY – LEVERETT

Es muy sencillo y se basa en la teoría de desplazamiento. Tiene poca aplicación por las suposiciones que hay que hacer, en especial la condición lineal del yacimiento, sin embargo sirve de base en otros métodos que toman en cuenta el efecto del desplazamiento. Ha sido modificado para considerar flujo radial y combinado con otros métodos para eliminar alguna de sus limitaciones.

2.1. TEORIA DEL DESPLAZAMIENTO

La teoría del desplazamiento fue desarrollada por Buckley – Leverett, en 1942 y modificada por Welge en 1952. Ésta es aplicada el desplazamiento entre fluidos inmiscibles y se basa en el concepto de permeabilidades relativas y en el principio del desplazamiento tipo pistón con fugas.

En el desplazamiento tipo pistón con fugas, el aceite es desplazado a través del medio poroso, por el fluido desplazante, quedando atrás una parte considerable de petróleo, por lo que se forma una zona de saturación variable entre la saturación de aceite residual en el frente y la saturación de saturación de aceite inicial en la cara de la formación.

2.2. SUPOSICIONES

- El flujo es lineal en todo el intervalo inyector-productor, pero puede modificarse para flujo radial.
- La formación es homogénea e isotrópica, al menos en el intervalo inyector-productor.
- Tanto el fluido desplazante como el desplazado son inmiscibles, luego existe presión capilar.
- El sistema debe estar por encima del punto de burbuja y solo se mueve agua y aceite simultáneamente a través de este, razón por la cual el concepto de permeabilidades relativas a dos fases, puede ser usado.
- La tasa de inyección y el área transversal al flujo, permanecen constantes durante todo el tiempo que dura la inyección.
- Las fases son incompresibles y no hay transferencia de masa entre ellas.
- Flujo continuo con presión y temperatura constante, para mantener condiciones de equilibrio.

2.3. ECUACIÓN DE FLUJO FRACCIONAL

Si se tiene un recinto por donde fluyen agua, aceite y gas, se define como flujo fraccional en un punto dado de este, a la fracción que de cada fluido pasa por dicho punto, con relación al flujo total, y se representa por f_o , f_w , y f_g respectivamente.

Este concepto fue presentado por M.C. Leverett en 1941, a partir de la ley de Darcy para flujo de agua y aceite.

La ecuación obtenida, para cuando el agua es la fase mojante es:

$$f_w = \frac{1 + \frac{0.001127 K K_{ro} A_t}{q_i m_o B_w} \left[\frac{\partial P_c}{\partial X} - 0.433 \Delta G E \sin a \right]}{1 + \frac{K_{ro}}{K_{rw}} \frac{m_w}{m_o}} \quad (5)$$

Donde:

f_w = Flujo fraccional de agua que pasa por cualquier punto del medio poroso, fracción

K = Permeabilidad absoluta de la formación, md

K_{ro} = Permeabilidad relativa del aceite

K_{rw} = Permeabilidad relativa del agua

m_o = Viscosidad del aceite, cp

m_w = Viscosidad del agua, cp

A_t = Área transversal del flujo, pies².

q_i = Tasa de inyección de agua, STB / día

P_c = Presión capilar, $P_o - P_w$, psi

L = Distancia inyector – productor, pies

DGE = Diferencia de gravedades específicas, agua menos aceite

a = Angulo de buzamiento de la formación

B_w = Factor volumétrico de formación del agua bls / STB

Si el petróleo es la fase mojante, la ecuación de flujo fraccional será:

$$f_w = \frac{1 - \frac{0.001127 \ K K_{r_o} A_t}{q_i m_o B_w} \left[\frac{\partial P_c}{\partial X} - 0.433 \Delta G E_{sen} a \right]}{1 + \frac{K_{r_o} m_w}{K_{r_w} m_o}} \quad (6)$$

El flujo fraccional de agua, para un conjunto de condiciones dadas de formación e inyección, es función exclusivamente de la saturación de agua; esto se debe a que la permeabilidad relativa y presión capilar son función únicamente de la saturación.

Partiendo de la suposición, de que el frente de invasión (zona de capilaridad) tiene una longitud despreciable y solo las saturaciones en la zona invadida por el agua en la ruptura y en momentos posteriores son de interés y como la distancia en un sistema de inyección de agua es comparativamente grande y la variación de saturación con distancia es generalmente pequeña; entonces, el cambio de presión capilar con distancia es despreciable, reduciéndose la ecuación a:

$$f_w = \frac{1 + \frac{0.001127 \ K K_{r_o} A_t}{q_i m_o B_w} [- 0.433 \Delta G E_{sen} a]}{1 + \frac{K_{r_o} m_w}{K_{r_w} m_o}} \quad (7)$$

Para estratos inclinados, el signo de la diferencia de densidades agua-aceite es positivo; el valor del ángulo es positivo cuando el flujo es buzamiento arriba y negativo cuando el flujo es buzamientos abajo; razón por la cual la inyección debe hacerse en la parte baja de estructura, cualquiera que sea la fase mojante.

Cuando se calcula el flujo fraccional de agua, que desplaza aceite buzamiento arriba, es posible obtener valores negativos para f_w , cuyo significado físico es que en ausencia de un gradiente de presión capilar, la tendencia del agua es fluir hacia abajo, es decir se presenta segregación gravitacional; sin embargo, cuando se incluye las fuerzas capilares, los valores negativos de f_w no tienen efecto sobre el proceso de desplazamiento.

Si el desplazamiento ocurre en un sistema horizontal, la ecuación de flujo fraccional se reduce a:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{K_{r_o}}{K_{r_w}} \frac{m_w}{m_o}} \quad (8)$$

ó

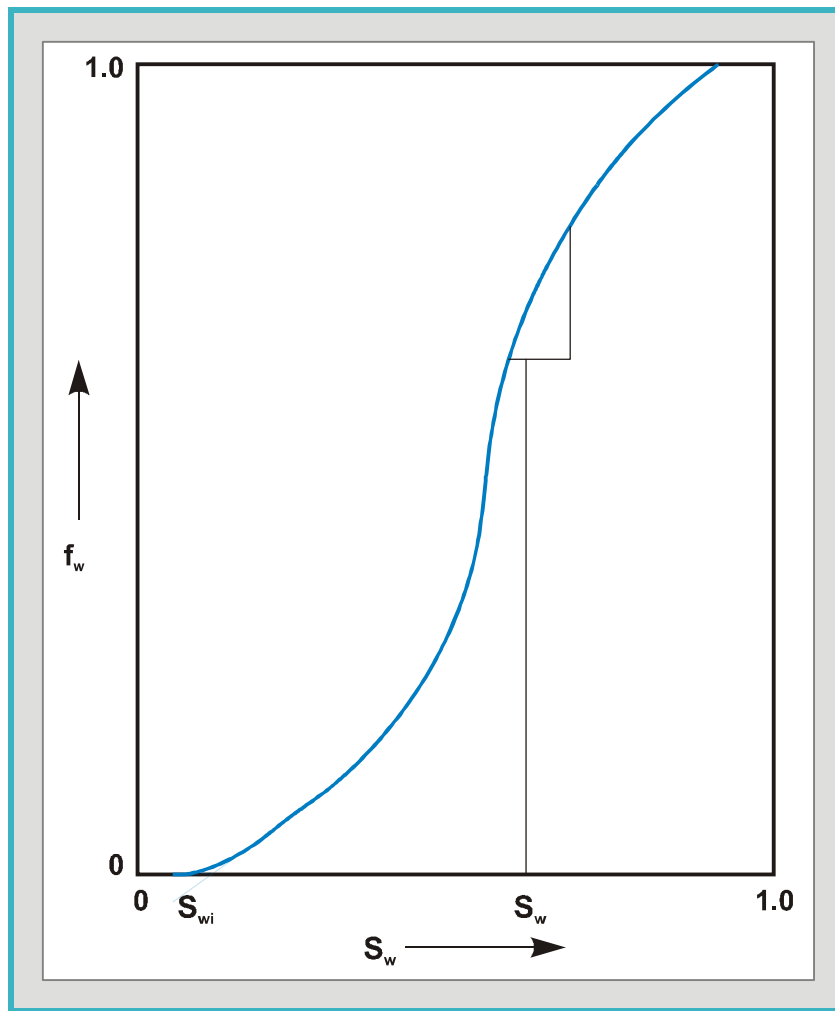
$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{1}{M_{w,o}}} \quad (9)$$

Donde:

$M_{w,o}$ = Razón de movilidades entre el agua y el aceite.

La forma general de la curva de flujo fraccional se representa en la Figura 3.

Figura 3. Curva de flujo fraccional de agua



Fuente: GOMEZ P., L. Gonzalo. Recobro secundario desplazamiento con agua.

2.4. ECUACIÓN DE AVANCE FRONTAL

La ecuación de avance frontal es usada para determinar la velocidad con que se mueve un plano de saturación constante, a través de un sistema poroso lineal, en el cual se está realizando el proceso de desplazamiento.

En 1942, Buckley y Leverett usando el principio de conservación o ley de continuidad, presentaron dicha ecuación; ellos consideraron un sistema lineal saturado de petróleo y agua, sometidos a inyección de fluidos a una tasa q_i , longitud L y área seccional al flujo A_t ; suponiendo que no hay transferencia de masas entre fases, y esta son incompresibles.

La ecuación obtenida; esta dada por:

$$V_{s_w} = \frac{5.615q_i B_w}{A_t \Phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w} \quad (10)$$

Donde:

V_{s_w} = Velocidad del plano de saturación, pies / día

$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}$ = Pendiente de la curva de flujo fraccional a una saturación determinada

f = Porosidad de la roca, fracción

La ecuación de avance frontal, establece que la velocidad de avance de un plano de saturación de agua constante, es igual a la velocidad total del fluido multiplicada por la variación de la composición de la corriente que fluye, producida por un pequeño cambio en la saturación del fluido desplazante.

La ecuación (10) puede integrarse para obtener:

$$X = \frac{5.615q_i B_w t}{A_t \Phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w} \quad (11)$$

Donde:

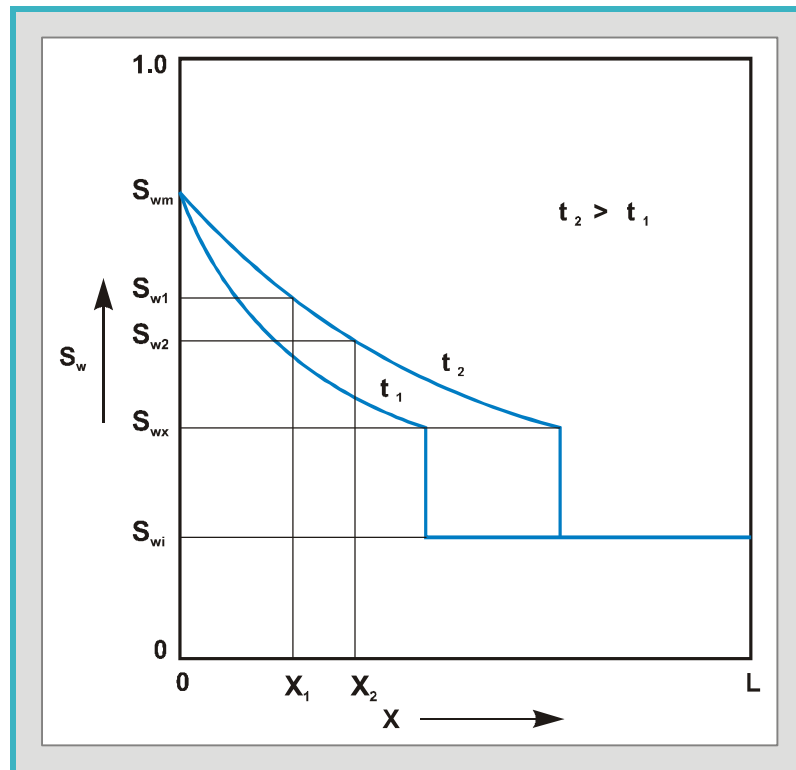
X = Distancia recorrida por un plano de saturación, en un determinado tiempo, pies

t = Tiempo transcurrido, días

La ecuación (11) puede usarse para calcular la distribución de saturaciones, existentes durante una inyección de agua, y solo se aplica a la zona situada detrás del frente, ya que delante de este, se supone que las saturaciones permanecen constantes.

En la Figura 4, se observa la distribución de saturación del agua, para dos tiempos diferentes de inyección.

Figura 4. Distribución de Saturación del Agua



Fuente: GOMEZ P., L. Gonzalo. Recobro secundario desplazamiento con agua.

Para un sistema de flujo radial la ecuación de Buckley y Leverett esta dada por:

$$r^2 = 0.318 \frac{q_i B_w t}{h_t F} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right) \quad (12)$$

Donde:

r = Posición del frente de saturación, pies

h_t = Espesor total de la formación, pies

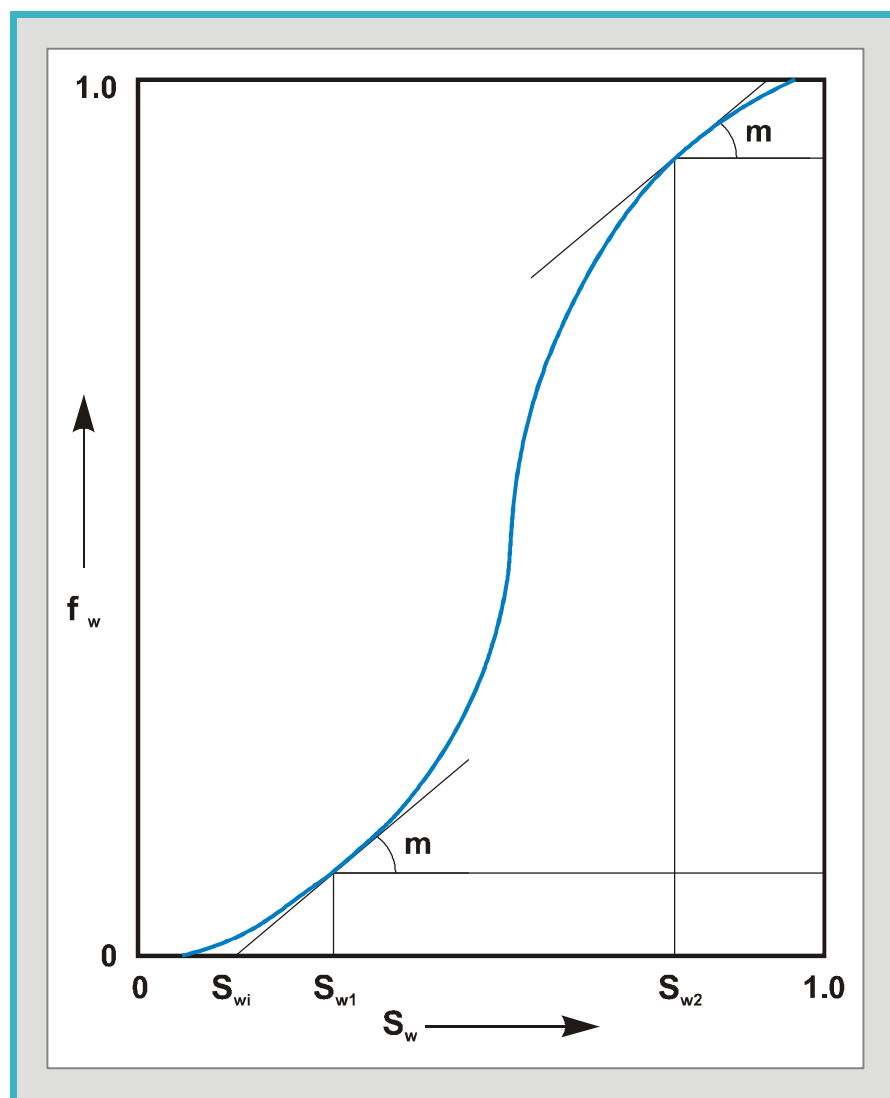
Determinación del frente de desplazamiento

La Figura 5, muestra que la curva de flujo fraccional de agua, presenta el mismo valor de la pendiente $\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)$, para dos valores diferentes de S_w ; por lo tanto, de acuerdo con la ecuación (10), dos saturaciones diferentes de agua tendrán la misma velocidad, luego existirá en el mismo punto de la formación y al mismo tiempo, como se ve en la Figura 6.

Puesto que la distancia X , es proporcional a $\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)$, la curva de distribución de saturación con distancia no tiene significado físico, ya que para una distancia X , hay dos saturaciones diferentes, como se observa en la Figura 7.

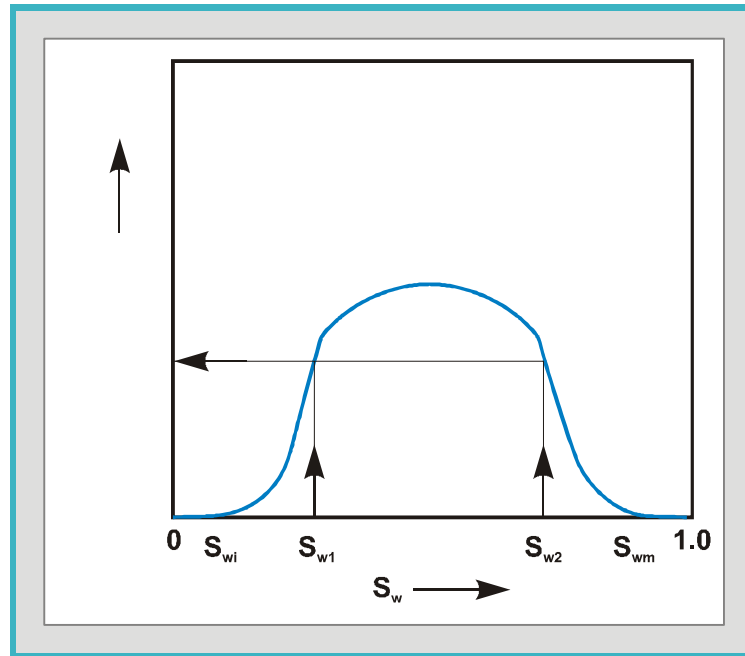
Buckley y Leverett proponen como solución, la determinación de un frente de invasión de saturación constante S_{w_x} , delante del cual se mueve solamente petróleos y detrás planos de saturación, que varían desde S_{w_x} hasta $S_{w_{\max}}$.

Figura 5. Puntos de igual pendiente en la Curva de Flujo



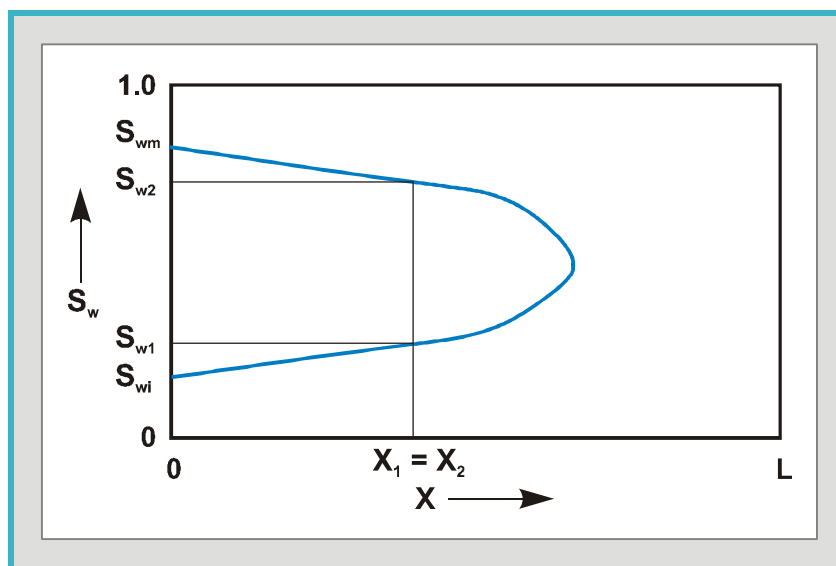
Fuente: GOMEZ P., L. Gonzalo. Recobro secundario desplazamiento con agua.

Figura 6. Pendientes de la curva de flujo fraccional contra saturación



Fuente: GOMEZ P., L. Gonzalo. Recobro secundario desplazamiento con agua.

Figura 7. Curva real de la saturación de agua contra saturación



Fuente: GOMEZ P., L. Gonzalo. Recobro secundario desplazamiento con agua.

El frente de invasión se obtiene, trazando una recta vertical en la curva de distribución de saturación con distancia, de modo que las áreas encerradas a la derecha y a la izquierda de ella sean iguales, legando a un punto donde habrá una caída brusca de S_w hasta el valor inicial de saturación, S_{w_i} . El valor de S_{w_x} correspondiente a ese punto, es la saturación del frente de invasión.

Calhoun propone una solución matemática, la cual resuelva por prueba y error, tomando valores de S_{w_x} de la curva de flujo fraccional, y determinando los correspondientes valores de $\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{w_x}}$ y f_{w_x} hasta que se cumpla la ecuación (13)

$$S_{w_x} = S_{w_i} + \frac{f_{w_x}}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{w_x}}} \quad (13)$$

Donde:

S_{w_i} = Saturación de agua inicial, fracción

f_{w_x} = Flujo fraccional del frente de invasión, fracción

Welge, amplia el trabajo de Buckley y Leverett y da una solución más sencilla reagrupando los términos de la ecuación de Calhoun (13), de la siguiente forma:

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{w_x}} = \frac{f_{w_x} - 0}{S_{w_x} - S_{w_i}} \quad (14)$$

De esta ecuación se deduce, que el punto de tangencia a la curva de flujo fraccional, desde el punto $(S_{w_i}, 0)$ hasta el valor de $f_w = 1$, corresponde a los valores de S_{w_x} y f_{w_x} del frente de desplazamiento, y puesto que este es un plano de saturación constante que se mueve a mayor velocidad, dicha pendiente es la máxima que puede trazarse a la curva en es punto.

La distancia recorrida por el frente de invasión, en el momento en que se produce su ruptura en el extremo del estrato será L , el tiempo transcurrido será t_R , luego reemplazando en la ecuación (11) $X = L$ y $t = t_R$, mientras que un frente de saturación S_w mayor que S_{w_x} , se encontrara a una distancia X ; combinando las ecuaciones obtenidas se logra la siguiente relación:

$$X = L \frac{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{w_x}}}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{w_x}}} \quad (15)$$

La ecuación (15), se utiliza para determinar la distribución de saturación con distancia, hallando $\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{w_x}}$ por el método de Welge; obteniéndose de esta forma la distancia X , medida a partir del punto de inyección hasta donde se encuentra el plano de saturación S_w .

2.4.1. Tiempo de ruptura: t_r . Es el tiempo transcurrido desde el comienzo de la inyección, hasta cuando se inicia la irrupción del frente en el pozo productor, en un estrato de longitud L .

2.4.2. Saturación de agua promedio: S_{w_p} . La saturación de agua promedio se evalúa para antes y después de la ruptura del frente de invasión.

Para la región detrás del frente, la saturación de agua promedio se considera constante antes de la ruptura. Esta puede ser calculada mediante la ecuación:

$$S_{w_p} = S_{w_x} + \frac{1 - f_{w_x}}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{w_x}}} \quad (16)$$

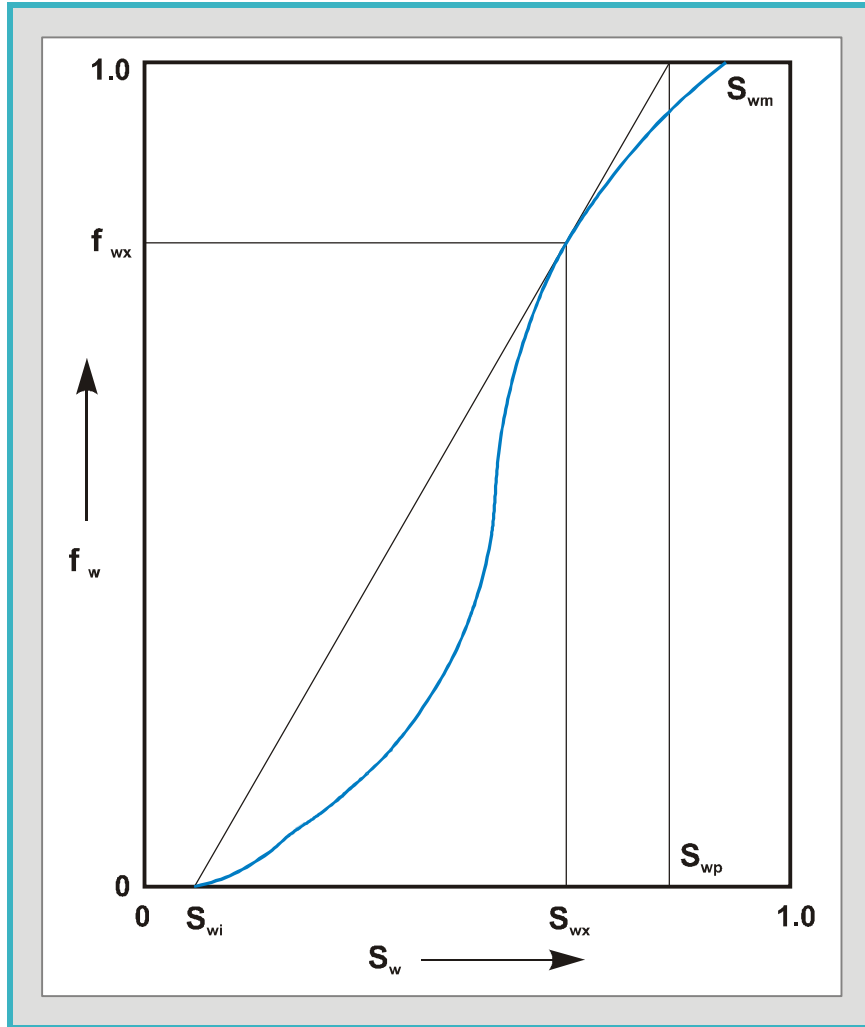
Reagrupando los términos de la ecuación (16) se obtiene:

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{w_x}} = \frac{1 - f_{w_x}}{S_{w_p} - S_{w_i}} \quad (17)$$

La saturación de agua promedio S_{w_p} , puede ser determinada gráficamente, si se extrapola hasta $f_w = 1$ la tangente a la curva de flujo fraccional, que pasa por los puntos $(S_{w_i}, 0)$ y (S_{w_x}, f_{w_x}) , como se muestra en la Figura 8.

Después de la ruptura, la saturación en el pozo productor será variable, aumentando con el tiempo; por lo tanto, la saturación de agua promedio en el estrato crecerá hasta el valor de $S_{w_{\max}}$. El valor de S_{w_p} puede ser calculado con la ecuación (18), conociendo los demás parámetros del gráfico de f_w contra S_w .

Figura 8. Saturación de agua promedio antes de la ruptura

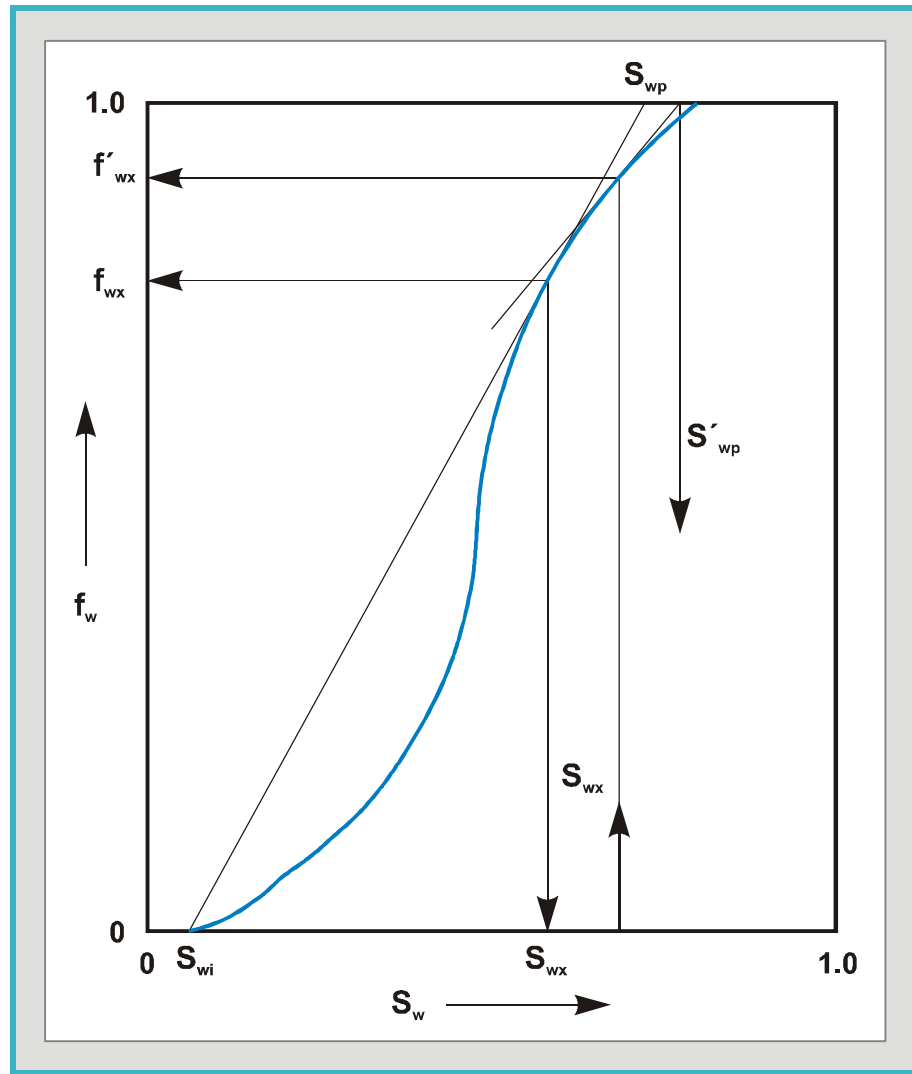


Fuente: GOMEZ P., L. Gonzalo. Recobro secundario desplazamiento con agua.

$$S_{w_p}' = S_{w_x}' + \frac{1 - f_{w_x}'}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{w_x}'}} \quad (18)$$

Reagrupando también los términos de la ecuación (18), la tangente a la curva de flujo fraccional en el punto (S'_{wx}, f'_{wx}) pasa por $(S'_{wp}, 1)$, como se observa en la Figura 9.

Figura 9. Saturación de agua promedio después de la ruptura



Fuente: GOMEZ P., L. Gonzalo. Recobro secundario desplazamiento con agua.

2.5. EFECTO DE LA ZONA ESTABILIZADA

Si se considera el efecto de la presión capilar en la ecuación de flujo fraccional, el frente de invasión no es un plano de saturación constante, sino que es una zona de extensión y forma definida, la cual se estabiliza al poco tiempo de comenzar la inyección y permanece invariable hasta el momento en que se produce la ruptura; su saturación varia entre S_{w_x} y S_{w_i} .

En la zona estabilizada, a bajas saturaciones de agua predominan las fuerzas capilares; mientras, la influencia de las fuerzas viscosas aumentan hasta llegar a la saturación S_{w_x} , del frente.

La irrupción en el pozo productor de la zona estabilizada, ocurre antes que la del frente, produciéndose además de un tiempo de ruptura mas corto, un cambio gradual entre S_{w_x} y S_{w_i} y entre $f_w = 0$ y $f_w = f_{w_x}$.

Para decidir si se considera la zona estabilizada en los cálculos de predicción, es necesario determinar su longitud y compararla con la razón entre ellas.

Su incidencia en los recobros finales, es el aumento de la relación agua petróleo un poco antes de lo esperado. Entre menor sea la tasa de inyección q_i , mayor será la longitud de la zona estabilizada y por lo tanto menor la recuperación, ya que se produce mas rápido la ruptura.

2.6. RELACIÓN AGUA - PETRÓLEO EN SUPERFICIE

La relación agua petróleo en superficie RAP se define como la relación, a condiciones de superficie, entre la tasa de producción de agua a la tasa de producción de petróleo.

$$RAP = \frac{q_w}{q_o} \quad (19)$$

Si esta ecuación la expresamos en relación de las tasas en el yacimiento a un valor dado de saturación en el pozo productor, se puede escribir:

$$RAP = \frac{(q_w)_y / b_w}{(q_o)_y / b_o} \quad (20)$$

Por la definición de flujo se puede escribir:

$$(q_w)_y = (q_t)_y f_w \quad (21)$$

$$(q_o)_y = (q_t)_y (1 - f_w) \quad (22)$$

Sustituyendo estos valores en la ecuación (20) se llega a :

$$RAP = \frac{(q_t)_y f_w / b_w}{(q_t)_y (1 - f_w) / b_o} = \frac{b_o f_w}{b_w (1 - f_w)} \quad (23)$$

No debe confundirse el valor del RAP con el llamado corte de agua, el cual se refiere al porcentaje de agua que se produce en superficie en una mezcla de petróleo y agua cuyo valor varia, naturalmente entre 0-100%, entre 0 y 1.0 si se expresa como fracción. Este ultimo caso la relación será:

Corte de agua:

$$\frac{q_w}{q_o + q_w} = \frac{RAP}{RAP + 1} \quad (24)$$

2.7. EFICIENCIA DEL DESPLAZAMIENTO

La eficiencia del desplazamiento E_D , es la fracción de petróleo que a nivel poroso es efectivamente desplazado por el fluido desplazante. Es la resultante de la interacción entre el medio de poroso y los fluidos, y de los fluidos entre sí.

Para lograr una eficiencia del desplazamiento alta y por consiguiente, una inundación eficiente, se requiere que el flujo fraccional de agua sea mínimo, en cualquier parte del yacimiento.

2.7.1. Factores que afectan la eficiencia del desplazamiento.

Mojabilidad: En un sistema mojado preferentemente por agua, el aceite se recupera con una relación agua – petróleo mas baja con un volumen de agua inyectada menor, que un sistema mojado por aceite. Por lo tanto, el desplazamiento de un fluido que no moja la roca, por un fluido mojante es él más eficiente.

Buzamiento de la formación y tasa de inyección: Cuando el agua desplaza el aceite buzamiento arriba, se tiene un comportamiento más eficiente con tasa de inyección mas reducidas, ya que domina la fuerza de gravedad.

Cuando el aceite es desplazado buzamiento abajo, las tasas de inyección más altas logran una mejor eficiencia, ya que hay una menor tendencia del agua a filtrarse hacia abajo a través del aceite. A medida que aumenta la inclinación de la formación, para cualquier tasa de inyección, el comportamiento de la inyección mejora cuando el aceite se desplaza buzamiento arriba.

Viscosidad del aceite y agua: independientemente de la mojabilidad del sistema, una viscosidad de aceite mas elevada, produce un desplazamiento menos eficiente; es decir, existe una recuperación mas baja para cualquier relación agua – petróleo y se requiere un mayor volumen de agua inyectada para lograr esa recuperación.

Saturación inicial de gas: El efecto de una saturación inicial de gas sobre el desplazamiento del aceite, depende del volumen de gas atrapado, existente en el frente de invasión; este gas se disuelve posteriormente en el aceite, a medida que se incrementa su presión, debido ala inyección de agua.

El gas atrapado, reduce el volumen de agua inyectada necesaria para lograr cualquier recuperación, lo que resulta en una menor relación agua – aceite producido.

En la tabla 4, se resumen los principales factores, que afectan la ecuación de flujo fraccional y por consiguiente la eficiencia del desplazamiento del aceite por agua.

Tabla 4. Factores que afectan la eficiencia del desplazamiento

Factor	Tendencia	f_w	E_D	Recuperación
Viscosidad Aceite	↑	↑	↓	↓
Viscosidad Agua	↑	↓	↑	↑
Tasa de Inyección	↓	↓	↑	↑
Inyección Buzamiento Arriba		↓	↑	↑
Inyección Buzamiento Abajo		↑	↓	↓
Saturación de Agua inicial	↑	↑	↓	↓
Saturación de petróleo	↑	↓	↑	↑
Diferencia de Gravedades	↑	↓	↑	↑
Fase mojante de agua		↓	↑	↑
Fase mojante de petróleo		↑	↓	↓

Fuente: Autor

3. METODO DE DYKSTRA-PARSONS

El método de Dykstra-Parsons, aplicado a formaciones estratificadas, es uno de los mas conocidos y usados en la predicción de un yacimiento sometido a inyección de agua.

En esta se correlacionan cuatro variables fundamentales, mediante el uso de un termino estadístico denominado variación de la permeabilidad V , cuyo valor puede obtenerse para cualquier perfil de permeabilidades, y varia desde cero a uno y se incrementa a medida que aumenta la variación de la permeabilidad entre capas.

Con base en este termino pueden construirse gráficos que relacionan la variación de la permeabilidad, la razón de la movilidades y la recuperación fraccional de aceite para relación agua-petróleo de 0.1, 0.25, 0.5, 1, 2, 5, 10, 25, 50 y 100, con el fin de facilitar la aplicación del procedimiento.

3.1. SUPOSICIONES

- Sistema lineal y flujo continuo.
- Formación estratificada horizontalmente, con capas de permeabilidad, porosidad y espesor uniformes, aunque estas propiedades pueden variar de una capa a otra.
- La variación de la permeabilidad absoluta se ajusta a una curva de distribución de probabilidad normal.

- Los fluidos en los estratos tienen las mismas propiedades.
- Todas las capas tienen las mismas curvas de permeabilidad relativas al petróleo y al agua, aunque pueden considerarse variables en algunos casos.
- Ocurre un periodo de llenado del espacio de gas en todas las capas, antes que se inicie la producción de aceite.
- La tasa total de inyección es tomada constante, durante la vida de la inundación, aunque dentro de una capa cualquiera la inyección puede variar.
- El desplazamiento volumétrico del aceite por el agua, es controlado por la relación de movilidad.
- El mecanismo de desplazamiento es tipo pistón sin fugas.
- A través de cada capa se produce la misma caída de presión.
- El barrido vertical es proporcional a la caída y a la razón de movilidades.
- La saturación de gas en el banco de petróleo es cero.
- No hay flujo cruzado o vertical entre las capas.
- Los efectos de gravedad son despreciables.

3.2. PROCEDIMIENTO

3.2.1. Determinar el coeficiente de variación de permeabilidad, V.

Colocar las permeabilidades de las capas en orden decreciente.

Determinar para cada una de las permeabilidades el porcentaje del numero total de estas que son mayores a cada una en particular.

Graficar en escala probabilística, el logaritmo de cada permeabilidad en función del porcentaje correspondiente.

Sobre la parte recta del grafico, obtener los valores de permeabilidad correspondiente al 50% y 84.1% y con estos valores determinar el valor de la variación de la permeabilidad, V .

$$V = \frac{K_{50\%} - K_{84.1\%}}{K_{50\%}} \quad (25)$$

Calcular la razón de movilidades, $M_{w,o}$. La permeabilidad relativa al aceite es tomada a la saturación de agua inicial y la permeabilidad relativa al agua es tomada a la saturación de aceite residual detrás del frente.

Obtener la eficiencia vertical E_i , de gráficas publicadas por Dykstra-Parsons, para RAP de 0.1 (Figura 10), 0.25, 0.5 (Figura 11), 1, 2, 5, 10 (Figura 12), 25, 50 (Figura 13) y 100 (Figura 14)

3.2.2. Determinar la eficiencia de desplazamiento. La eficiencia de desplazamiento esta definida por:

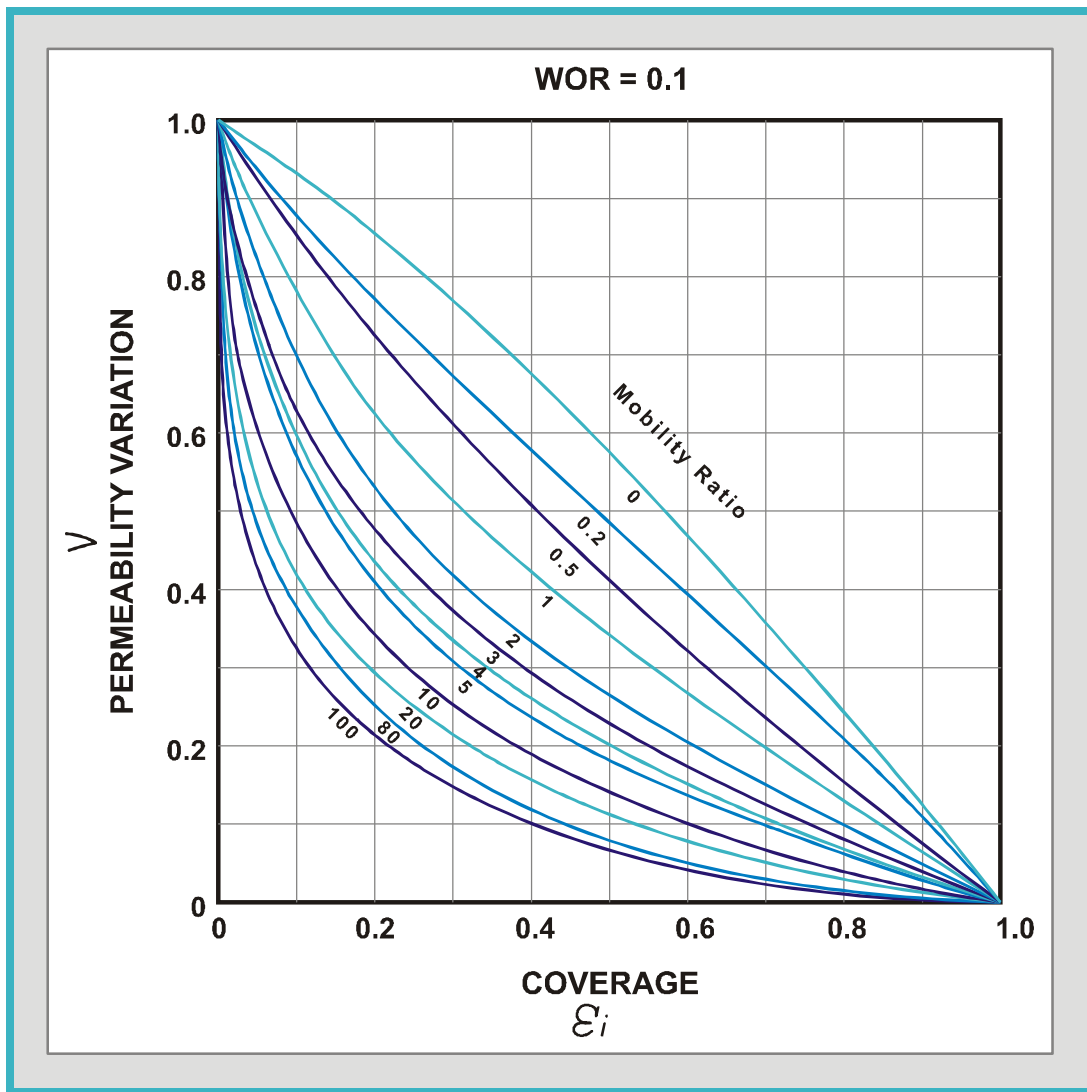
$$E_D = \frac{S_{oi}^* - S_{or}}{S_{oi}^*} \quad (26)$$

3.2.3. Determinar el flujo fraccional

Intrusión fraccional

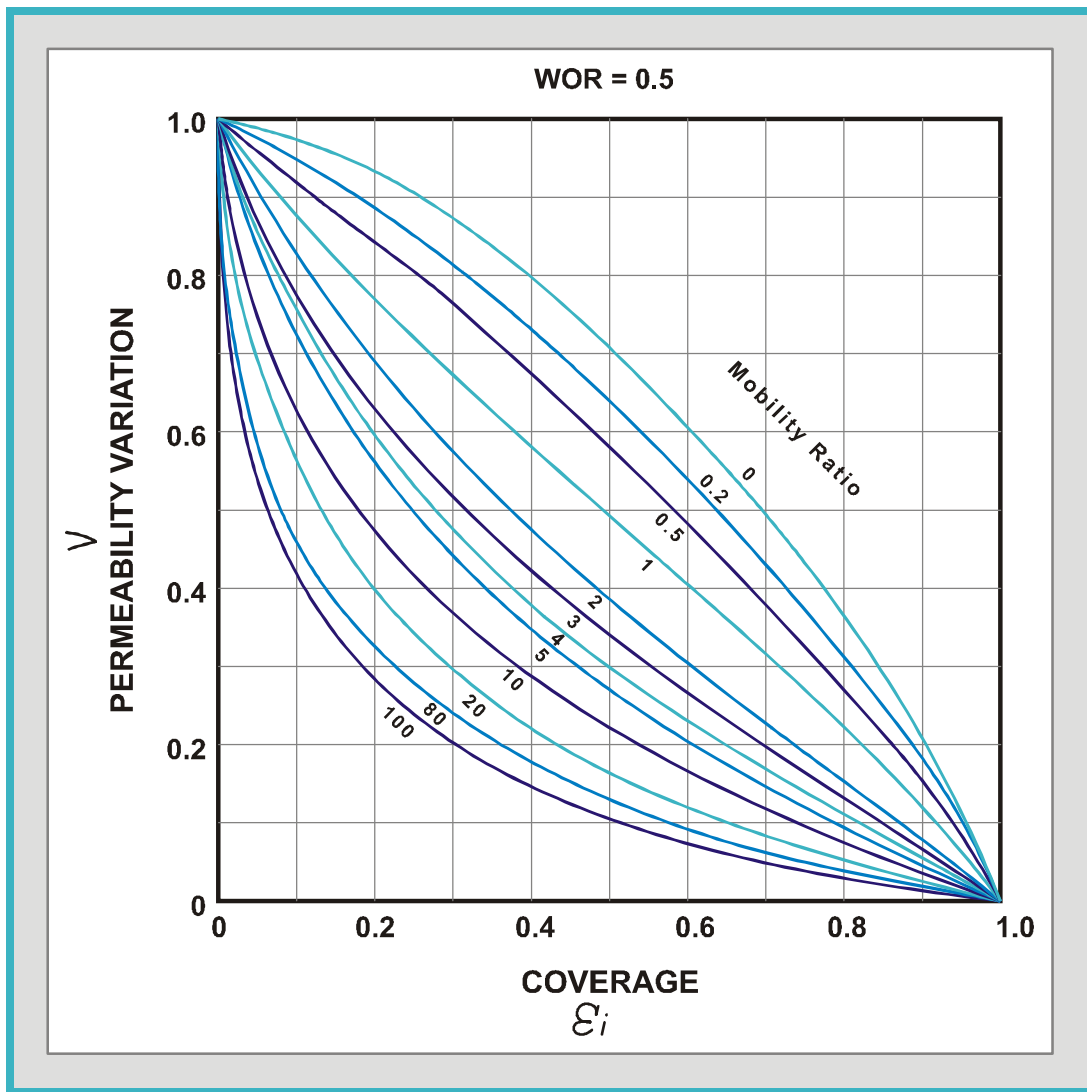
Considérese dos capas o estratos con propiedades diferentes en las cuales se está inyectando agua.

Figura 10. Gráfica de eficiencia vertical E_i , para RAP 0.1



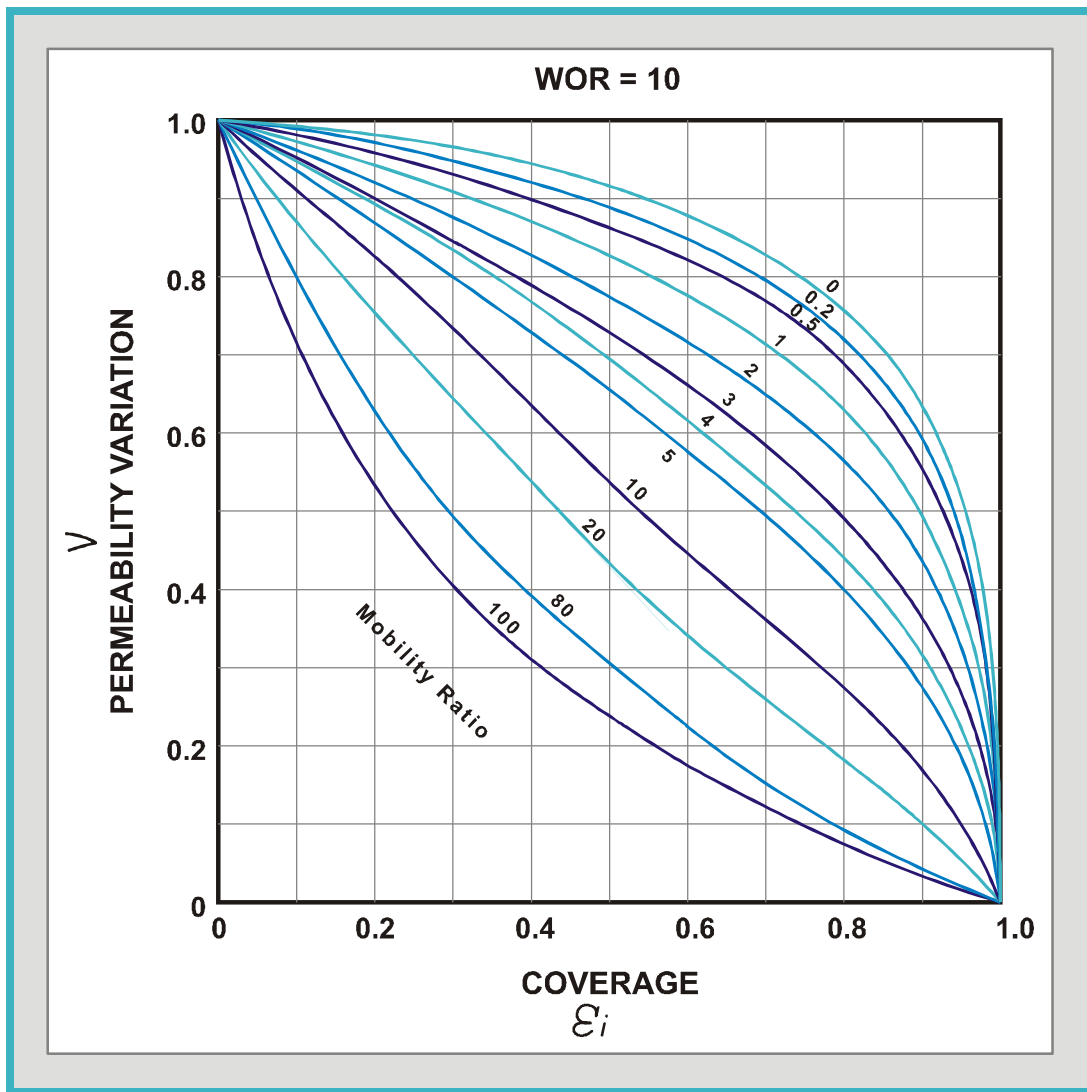
Fuente: GOMEZ P., L. Gonzalo. Recobro secundario desplazamiento con agua.

Figura 11. Gráfica de eficiencia vertical E_i , para RAP 0.5



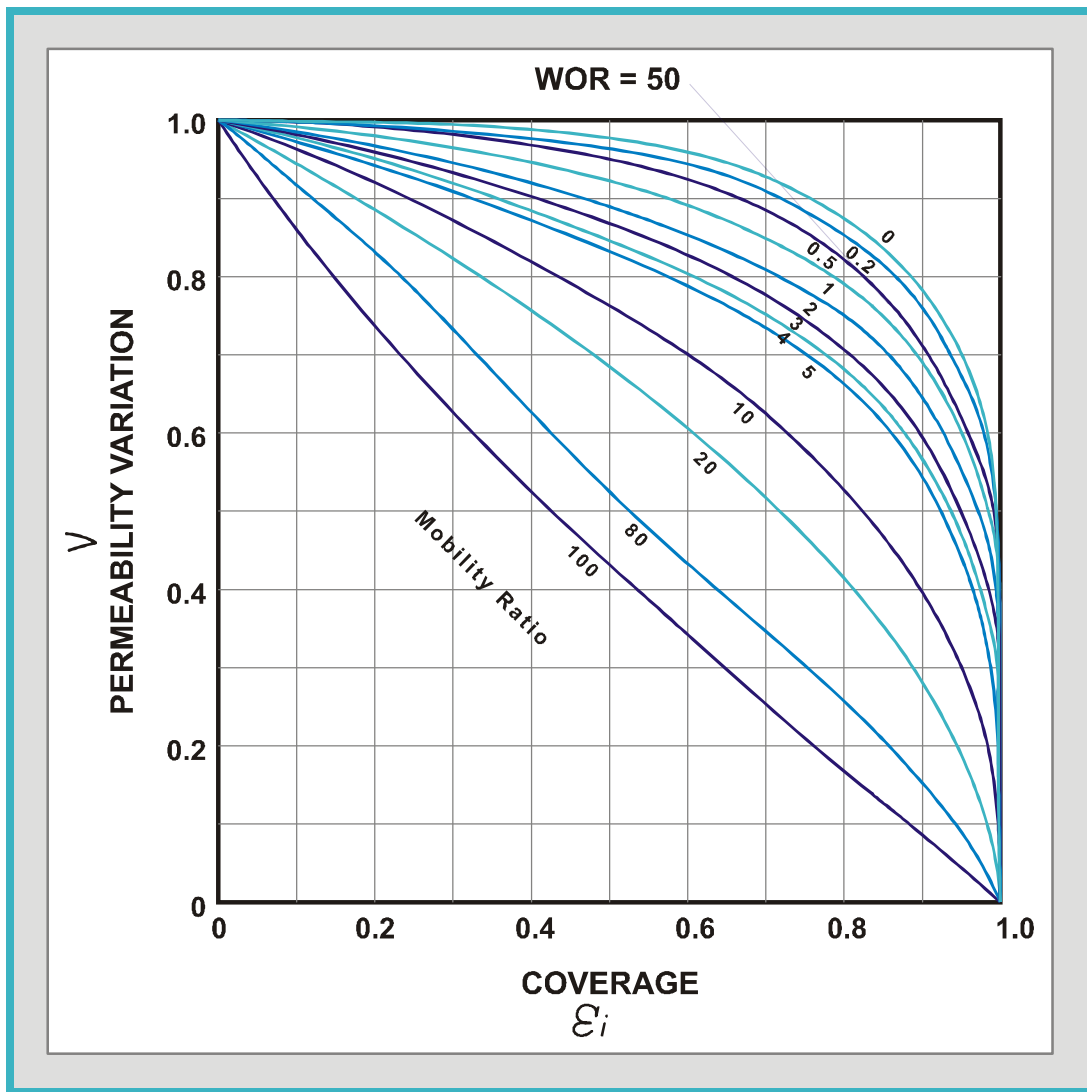
Fuente: GOMEZ P., L. Gonzalo. Recobro secundario desplazamiento con agua.

Figura 12. Gráfica de eficiencia vertical E_i , para RAP 10



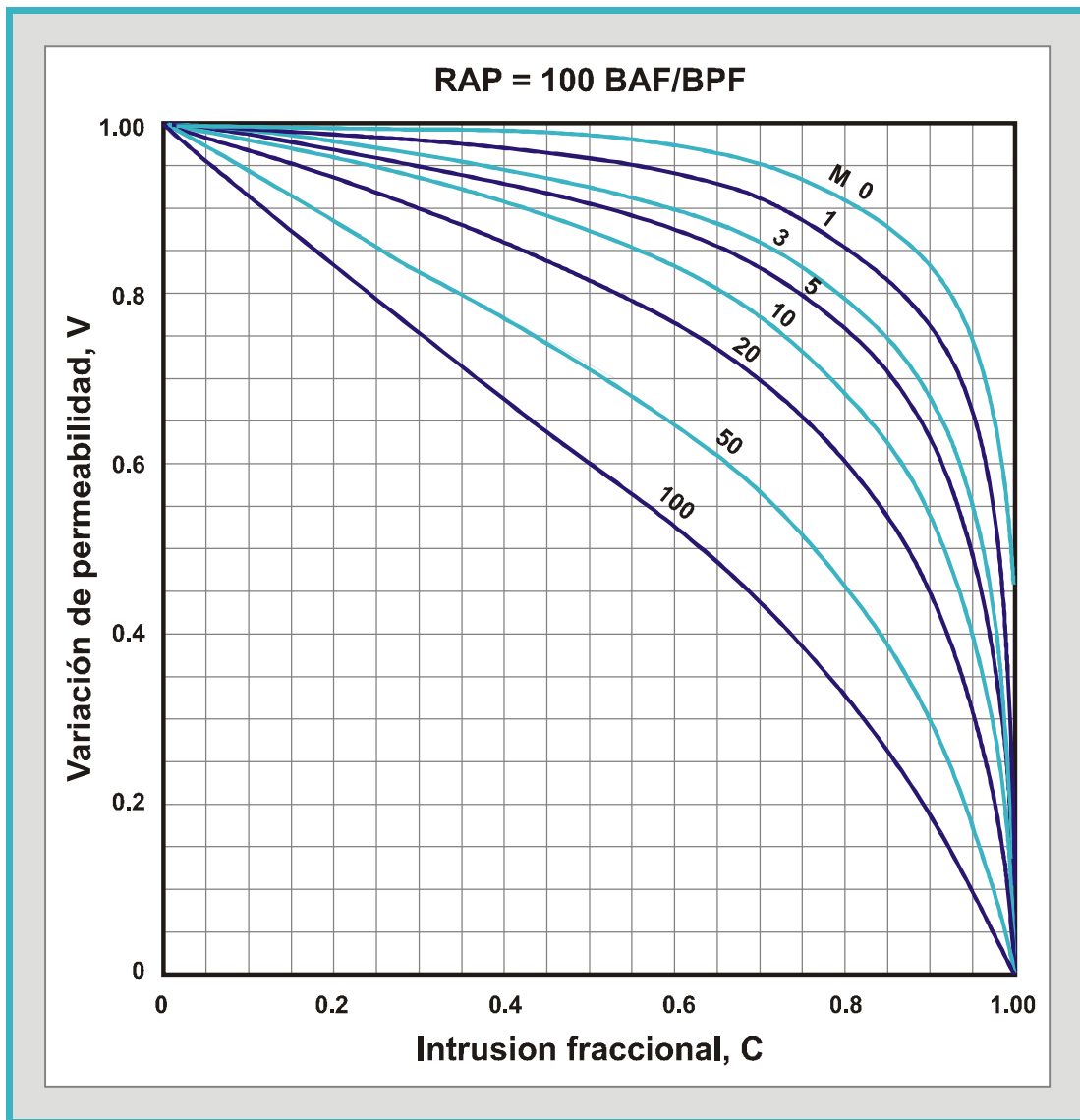
Fuente: GOMEZ P., L. Gonzalo. Recobro secundario desplazamiento con agua.

Figura 13. Gráfica de eficiencia vertical E_i , para RAP 50



Fuente: GOMEZ P., L. Gonzalo. Recobro secundario desplazamiento con agua.

Figura 14. Gráfica de eficiencia vertical E_i , para RAP 100



Fuente: GOMEZ P., L. Gonzalo. Recobro secundario desplazamiento con agua.

En el momento de ocurrir la ruptura en la primera capa se presenta la siguiente situación:

$$C = \frac{\text{Area_Vertical_Invadida}}{\text{Area_Total}}$$

Si se produce la ruptura en cualquier capa tenemos:

$$C = \frac{\sum_{i=1}^m h_i + \sum_{i=m+1}^n h_i \frac{X_i}{L}}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (27)$$

$$\frac{X_i}{L} = \frac{-M_{w,o} + \sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{f_m K_i}{K_m f_i} (1 - M_{w,o}^2)}}{(1 - M_{w,o})} \quad (28)$$

$$f_{w_x} = \frac{RAP}{RAP + \frac{B_o}{B_w}} \quad (29)$$

3.2.4. Determinar la eficiencia vertical. Luego, la eficiencia vertical de desplazamiento E_i se halla para cada valor de RAP (0.1, 0.25, 0.5, 1, 5, 10, 25, 50) entrando a leer en cada gráfica (Ver gráficas 10, 11, 12, 13 y 14).

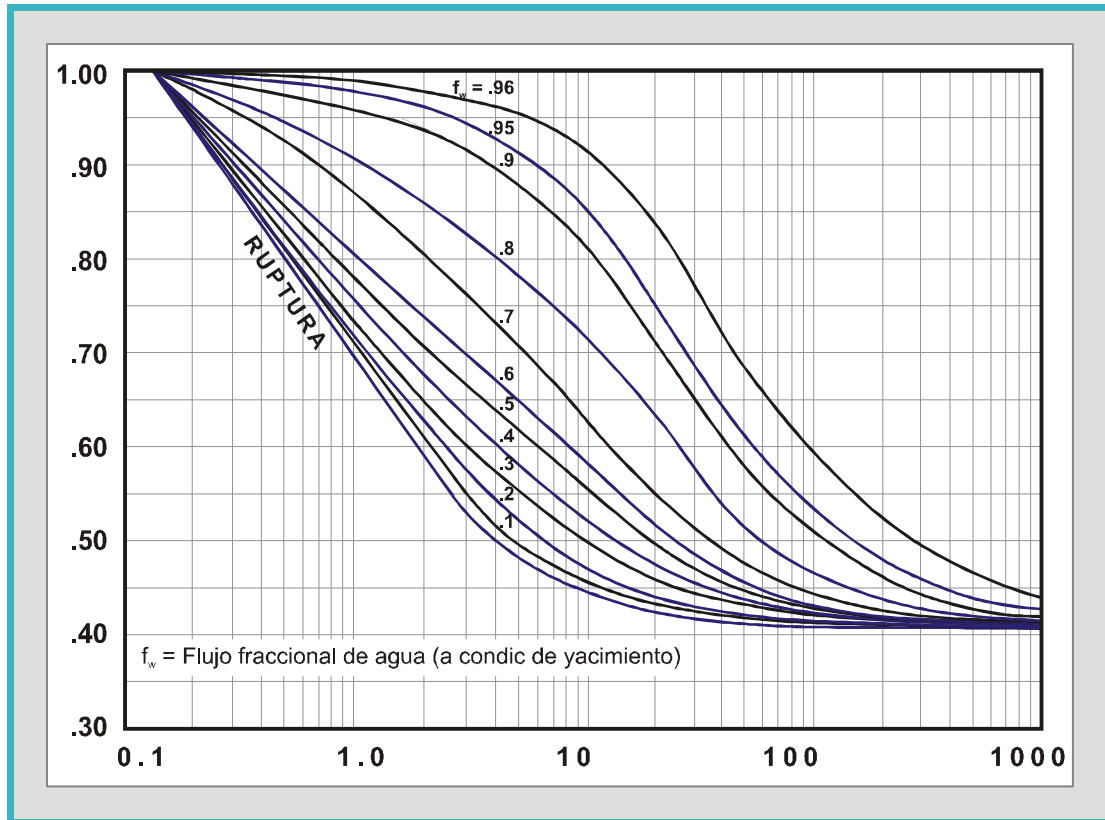
La eficiencia vertical también puede ser determinada para cada una de las capas mediante la siguiente ecuación:

$$E_i = \frac{\sum_{i=1}^m h_i + \sum_{i=m+1}^n h_i \left[\frac{-M_{w,o} + \sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{K_i \Phi_m}{K_m \Phi_i} (1 - M_{w,o}^2)}}{1 - M_{w,o}} \right]}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (30)$$

3.2.5. Determinar la eficiencia areal. Para determinar la eficiencia areal de desplazamiento E_A entramos con la razón de movilidad de y cortamos con el valor de f_w , utilizando la Figura 15 para un patrón de inyección de 5 puntos.

Hallar flujos fraccionales para cada RAP y determinar eficiencia areal con la ecuación.

Figura 15. Eficiencia areal en función de la razón movilidad



Fuente: MANUCCI V., Jesús E. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales.

$$E_{A_{w,o}} = 0.5133 + \frac{0.1682}{M_{w,o}} - \frac{0.0015}{M_{w,o}^2} \quad (31)$$

Mientras no se produzca la ruptura en la capa de mayor permeabilidad todas las capas estarán produciendo petróleo y la relación agua petróleo será igual a cero. Una vez que empieza a producirse agua a través de la capa mayor permeabilidad el RAP tendrá cierto valor.

Para cada una de las capas, el RAP puede ser calculado mediante la siguiente ecuación:

$$RAP = \frac{\sum_{i=1}^m K_i A_i B_o}{\sum_{j=m+1}^n \left[\frac{K_j A_j B_w}{\sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{K_j \Phi_m}{K_m \Phi_j} (1 - M_{w,o}^2)}} \right]} \quad (32)$$

Donde:

A_i, A_j = Área transversal de flujo.

3.2.6. Aceite producido. El petróleo producido acumulado desde que comenzó el proceso de desplazamiento de aceite por agua N_p , se puede calcular conociendo: el petróleo remanente en el yacimiento antes de comenzar la inyección de agua y las eficiencias de: desplazamiento, areal y vertical para un RAP determinado.

Por lo cual se tiene que:

$$N_p = N_r * E_D * E_A * E_i \quad (33)$$

3.2.7. Determinar petróleo producido para cada RAP

$$N_p = \frac{7758 Ah f (S_{o_i} - S_{o_r}) E_A E_i}{B_o} \quad (34)$$

ó

$$N_p = \frac{7758 Ah f S_{o_i} E_A E_i R}{B_o} \quad (35)$$

Donde R, es el modulo de recuperación de Dykstra-Parsons, obtenido para cada E_i , haciendo uso de la siguiente ecuación:

$$R = \frac{R(1 - S_{w_i} RAP^{-0.2})}{1 - S_{w_i} RAP^{-0.2}} \quad (36)$$

El modulo de recuperación puede ser obtenido directamente, haciendo uso de la siguiente correlación:

$$\begin{aligned} R(1 - S_{w_i} RAP^{-0.2}) = & 0.002586514 - 0.2221167 \ln(1 - E_i) - \\ & 0.05528857 [\ln(1 - E_i)]^2 - 0.01067311 [\ln(1 - E_i)]^3 \\ & - 0.00100992 [\ln(1 - E_i)]^4 - 0.0000568925 [\ln(1 - E_i)]^5 \end{aligned} \quad (37)$$

3.2.8. Se determina el agua necesaria para desplazar el petróleo. Para cada RAP calculamos el agua necesaria para desplazar el petróleo W_o

$$W_o = \frac{N_p * B_o}{B_w} = [BBL] \quad (38)$$

3.2.9. Obtener agua producida. El agua producida a un RAP determinado se obtiene de la solución de la integral

$$W_p = \int_{N_{p1}}^{N_{p2}} RAP dN_p \quad (39)$$

ó

$$W_p = \frac{(RAP_2 - RAP_1)(N_{p2} - N_{p1})}{2} \quad (40)$$

3.2.10. Calcular el agua inyectada.

$$W_i = \frac{N_p B_o}{B_w} + V_p (S_{gi} - S_{gc}) + W_p \quad (41)$$

3.2.11. Calcular tasa de producción de petróleo

$$q_o = q_i (1 - f_w) \frac{B_w}{B_o} \quad (42)$$

3.2.12. Hallar tiempo de inyección.

$$t = \frac{W_i}{q_i} \quad (43)$$

3.2.13. Construir graficas respectivas en función del RAP o del tiempo.

3.3. LIMITACIONES

- El uso de las graficas publicadas no permite una predicción detallada de la producción de aceite después del llenado y antes de la ruptura, ya que solo predice el comportamiento para ciertos valores de la relación agua-petróleo después de la ruptura.
- El grado de aplicabilidad del método, esta restringido a yacimientos donde la porosidad varia de 11% a 25% y la permeabilidad de 3.4 a 2600 md.
- La saturación inicial de aceite debe ser mayor o igual a 45%.
- No tiene en cuenta la existencia de una saturación de gas residual.

4. MÉTODO DE CRAIG-GEFFEN-MORSE

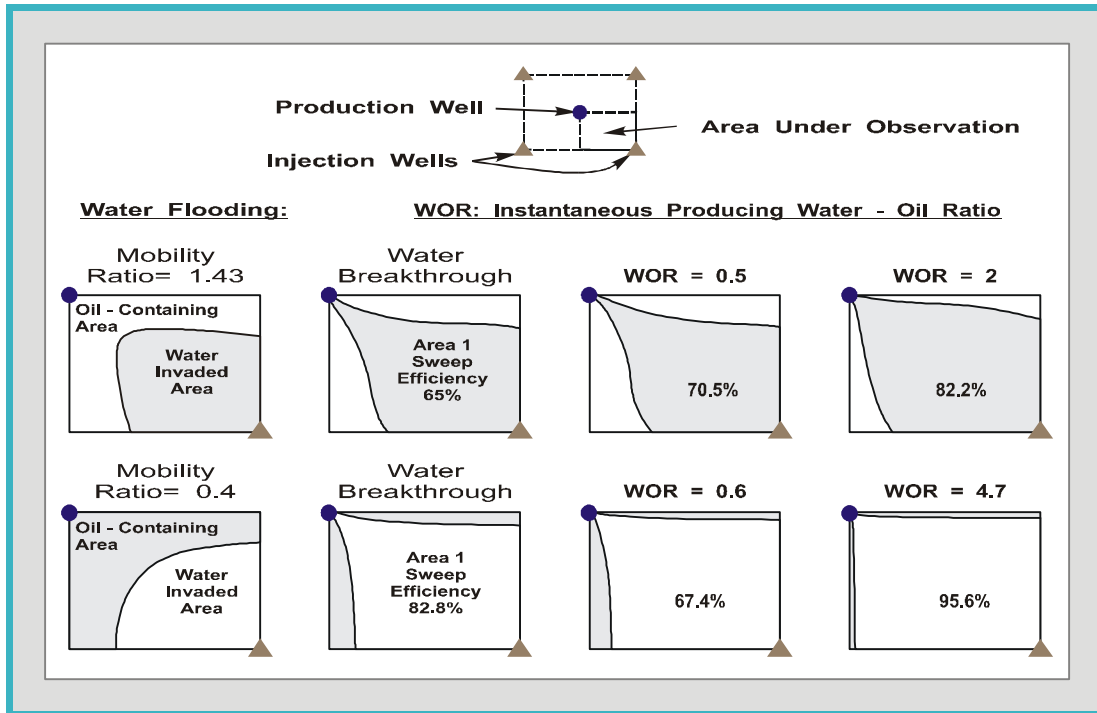
Este es uno de los métodos mas completos y prácticos para la predicción del comportamiento de la inyección de agua en patrones de cinco puntos, que combina los efectos del mecanismo de desplazamiento mediante una ecuación modificada de Welge, la inyectividad variable para inyección para presión constante con la relación de conductancia (γ) de Caudle y Witte.

Esta técnica predice el comportamiento de la inundación en un patrón de cinco puntos, correlacionando los efectos de la variación de la eficiencia de barrido areal posterior a la ruptura con la recuperación de aceite.

Según Craig, la suposición de una tasa de inyección constante, es innecesaria en el desarrollo de la ecuación de avance frontal de Buckley-Leverett; razón por la cual este procedimiento permite variaciones en la tasa de inyección bajo una presión diferencial constante.

Para la determinación de la eficiencia del barrido areal, se llevaron a cabo procesos de desplazamiento de fluidos inmiscibles en modelos de laboratorio horizontales que representaban un cuarto de un patrón de cinco puntos. Se emplearon combinaciones de fluidos con diferentes razones de movilidad. Las fuerzas gravitacionales y capilares fueron escaladas. Las eficiencias de barrido areal se determinaron mediante gráficas de sombreado por rayos X, a varias etapas de desplazamiento (Ver Figura 16). Posteriormente los resultados de los diferentes sistemas se correlacionaron en forma gráfica (Ver Figuras 17 y 18).

Figura 16. Eficiencia areal de barrido en patrones de cinco puntos.



Fuente: WILLHITE, G. Paul. Water Flooding. SPE Textbook Series vol. 3

La Figura 17 muestra el comportamiento de la eficacia de barrido areal, en el momento de la irrupción y después, a medida que aumenta la relación del volumen inyectado total W_i , con el volumen inyectado a la irrupción W_{ibt} . Estos datos también se representan por las ecuaciones (44) y (45).

$$E_A = E_{Abt} + 0.633 \log \left(\frac{W_i}{W_{ibt}} \right) \quad (44)$$

$$E_A = E_{Abt} + 0.274 \log \left(\frac{W_i}{W_{ibt}} \right) \quad (45)$$

Donde:

E_{Abt} = Eficiencia de barrido areal en el momento de la irrupción

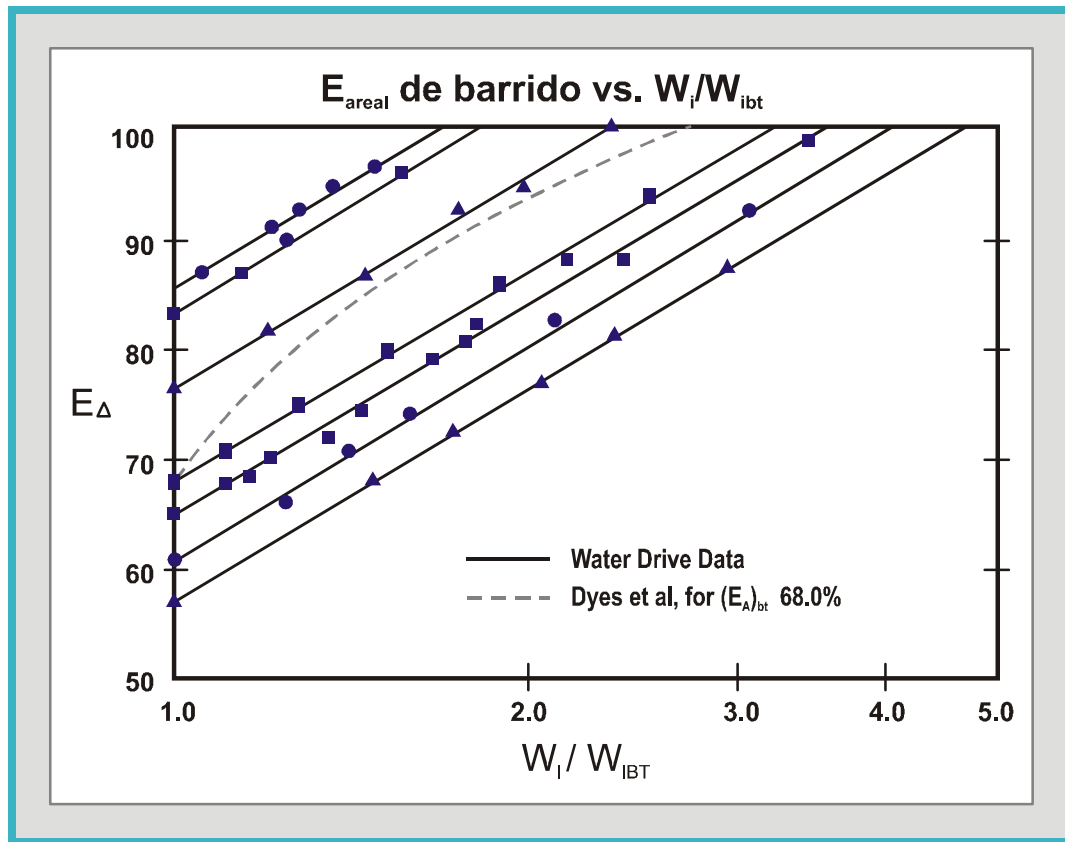
E_A = Fracción de área barrida a una saturación de agua promedio de \bar{S}_{wbt}

\bar{S}_{wbt} = Saturación promedio de agua del frente de inyección

W_i = Volumen de agua acumulado agua inyectada

W_{ibt} = Volumen de agua inyectado a la irrupción

Figura 17. Variación de la eficiencia areal de barrido con el volumen inyectado.



Fuente: SMITH, James T., COOB, William M. Water Flooding. SPE Textbook Series

La Figura 18 correlaciona las eficiencias de barrido areal en el momento de la irrupción con la relación de movilidad \bar{M} , definida como:

$$\bar{M} = \frac{\frac{(K_w)_{Swbt}}{m_w}}{\frac{(K_o)_{Swi}}{m_o}} \quad (46)$$

Donde:

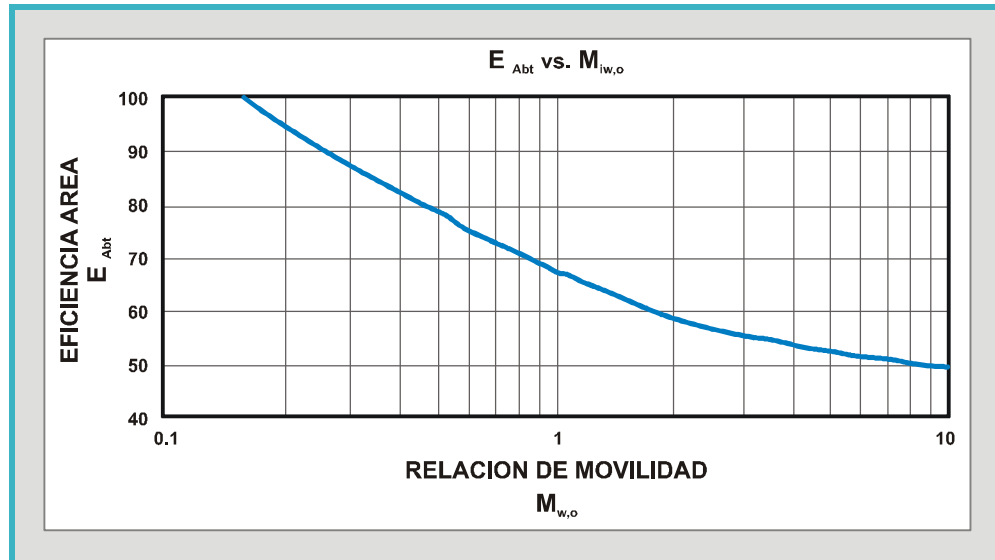
$(K_w)_{Swbt}$ = Permeabilidad efectiva al agua a la saturación promedio de agua detrás del frente

$(K_o)_{Swi}$ = Permeabilidad efectiva al aceite a la saturación inicial (irreductible) de agua

m_w = Viscosidad del agua a las condiciones del desplazamiento

m_o = Viscosidad del aceite a las condiciones del desplazamiento

Figura 18. Variación de la eficiencia areal de barrido con la relación de movilidad.



Fuente: CRAIG, Jr F., GEFFEN T., y MORSE, A. Oil Recovery performance of pattern gas or water injection operations from model test: Paper SPE 413-G

A ésta figura corresponde la siguiente correlación:

$$E_{Abt} = 0.54602036 + \frac{0.03170817}{M} + \frac{0.30222997}{M} - 0.00509693 \overline{M} \quad (47)$$

Válida para valores de relación de movilidad entre 0.16 y 10.

4.1. PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL RECOBRO.

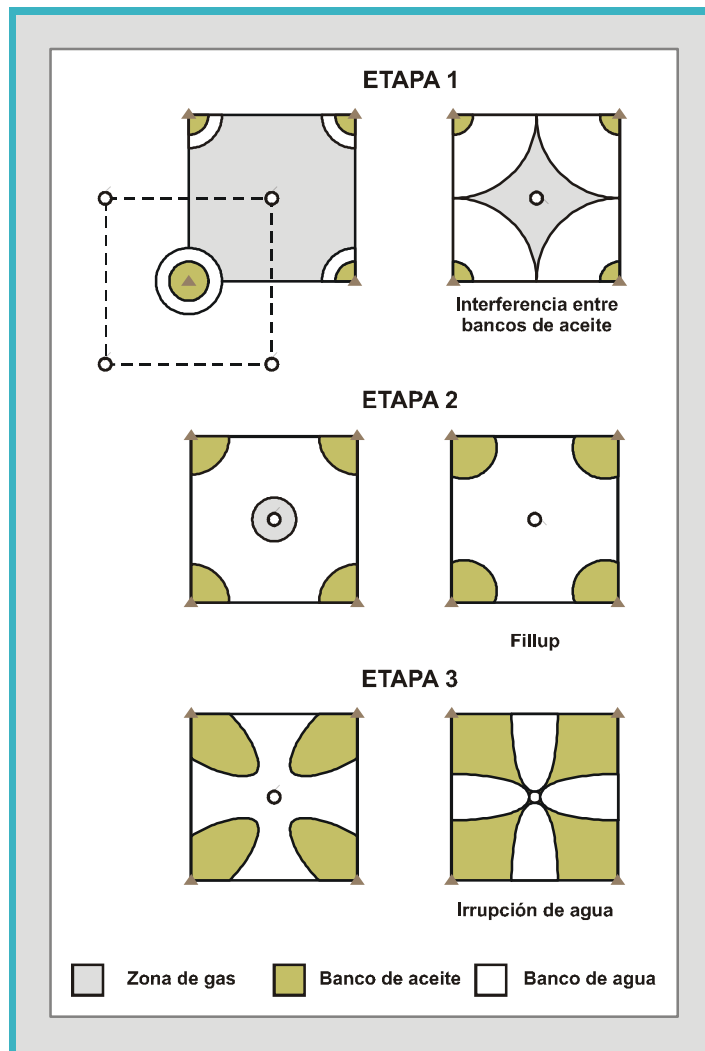
El proceso de predicción presentado por Craig, et al, es aplicable a un yacimiento homogéneo, con saturación de agua inicial irreductible y con gas libre inicial presente.

Para predecir el comportamiento, los autores dividieron el proceso en 4 etapas fundamentales (Ver Figura 19).

- Etapa I. Inicia con la inyección, y se extiende hasta el momento en que los bancos de aceite se encuentran entre si.
- Etapa II. Va desde el momento de la interferencia, hasta que el espacio ocupado por el gas libre es saturado con aceite (*fill-up*).
- Etapa III. Inicia al completarse el *fill-up*, y finaliza cuando el frente de inyección irrumpe en el pozo productor.
- Etapa IV. Va desde la irrupción, hasta la terminación de la vida del proyecto.

El método es aplicable a yacimientos con múltiples capas, por considerar cada capa por separado.

Figura 19. Etapas de desarrollo de la inyección de agua



Fuente: PERALTA D., Roberto C., URIBE V., Johann K. Tesis de Grado.

4.2. DATOS NECESARIOS PARA ESTE MÉTODO

- Permeabilidad absoluta y permeabilidad efectiva agua-aceite
- Espesor de capas
- Curvas de saturación vs. Permeabilidad relativa
- Saturación inicial y residual de aceite y saturación inicial de gas
- Viscosidad del agua y del aceite
- Tasa de inyección promedio
- Historia de inyección (puede ser promedio o variable)
- Correlación barrido areal

4.3. SUPOSICIONES

- Patrón de inundación de cinco puntos con capas homogéneas, horizontales y de espesor uniforme.
- Saturación uniforme en todo el yacimiento.
- La eficiencia areal en la ruptura después de ella puede obtenerse a partir de pruebas experimentales realizadas por los autores en modelos porosos
- El movimiento del frente de invasión ocurre de acuerdo a la teoría de Buckley-Leverett, modificada para desplazamiento radial.
- Las propiedades de rocas y fluidos se consideran constantes, aunque pueden incluirse variables en cada capa.
- No hay apreciable segregación gravitacional de los fluidos, ni flujo cruzado entre las capas.

- La eficiencia areal en la ruptura y después de ella puede obtenerse a partir de pruebas experimentales.
- La eficiencia de barrido vertical, es 100% dentro de cada capa.
- La producción de petróleo se inicia cuando todo el gas móvil ha sido desplazado.

4.4. PROCEDIMIENTO

- Calcular volumen poroso [Bbls], del arreglo.

$$V_p = 7758 * A * h * f \quad (48)$$

Donde:

- A = Área del patrón de inundación en acres
 h = Espesor neto promedio del yacimiento, en pies
 f = Porosidad promedio, fracción

- Cálculo del aceite fiscal in-situ al comienzo de la inundación, N_o , [STB]

$$N_o = \frac{V_p * S_{oi}}{B_o} \quad (49)$$

Donde:

- S_{oi} = Saturación de aceite al comienzo de la inyección, fracción
 B_o = Factor volumétrico de formación del aceite, RB/STB

- De curva de flujo fraccional obtener saturación de agua del frente S_{wx} , a saturación promedio a la ruptura \bar{S}_{wbt} .
- Cálculo de la razón de movilidades, \bar{M} , a la ruptura de agua.

$$\bar{M} = \frac{(K_{rw})_{\bar{S}_{wbt}} * \frac{m_O}{m_W}}{(K_{ro})_{S_i}} \quad (50)$$

- Hallar eficiencia areal a la ruptura.
- Determinar el máximo valor de saturación de gas, para el cual el método es válido.

$$S_g^* = C \left(S_{oi} - \bar{S}_{obt} \right) \quad (51)$$

Si la $S_g > S_g^*$ éste método no es aplicable.

Donde:

\bar{S}_{obt} = Saturación promedio de aceite a tiempo de ruptura

S_g = Saturación de gas al inicio de la inyección, fracción

C = Coeficiente de Craig, dado por:

$$C = 0.5562493 + \frac{0.5573663}{\bar{M}} - \frac{0.05120118}{\bar{M}^2} + \frac{0.007202151}{\bar{M}^3} \quad (52)$$

4.4.1. Primera Etapa. Inicia con la inyección, y se extiende hasta el momento en que los bancos de aceite se encuentran entre sí. Comprende el comportamiento del periodo de flujo radial. Esta etapa ocurre solo si existe gas libre al inicio de la inyección. La producción de aceite durante este

periodo de tiempo es simplemente una continuación de la etapa de producción primaria, es decir, no se recupera aceite por inyección de agua.

Los cálculos son:

- Volumen de agua inyectada.

$$W_{ii} = \frac{p * r_e^2 * h_p * f_p * (S_{gi} - S_{gc})}{5.615 * B_w} \quad (53)$$

Donde:

W_{ii} = Volumen de agua inyectado hasta la interferencia, STB

r_e = Radio del banco de aceite, equivalente a la mitad de la distancia entre pozos inyectoros adyacentes, pies

- Seleccionar volúmenes de agua inyectada acumulada W_i , desde cero hasta W_{ii} , generalmente diez valores de igual incremento, ΔW_i .
- Para describir la inyección de agua es válida la ecuación de flujo radial de Darcy. Para una caída de presión constante, la tasa de inyección antes de la interferencia es q_i , para cada valor de W_i :

$$q_i = \frac{0.00708 * K * h * \Delta P}{\left[\frac{m_w}{K_{rw}} \ln \frac{r}{r_w} + \frac{m_o}{K_{ro}} \ln \frac{r_e}{r} \right]} \quad (54)$$

Donde:

q_i = Tasa de inyección de agua a condiciones de yacimiento, BPD

h = Espesor neto, pies

- K = Permeabilidad base empleada para definir permeabilidad relativa, mD
- K_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite en el banco de aceite, a S_{wir}
- K_{rw} = Permeabilidad relativa al agua en el banco de agua, a S_{wbt}
- r = Radio del banco de agua, pies
- r_e = Radio del banco de aceite, pies
- r'_w = Radio efectivo del pozo, pies
- $r'_w = r_w * e^{-si}$
- r_w = Radio del pozo, pies
- si = Factor de daño en el pozo de inyección
- DP = Diferencial de presión entre la presión en la cara de la formación y la presión en la frontera externa del banco de aceite (normalmente la presión promedio del yacimiento al comienzo de la inyección), psi.
- m_b = Viscosidad del aceite, cp
- m_w = Viscosidad del agua, cp

La relación de los bancos de agua y aceite requeridos por la ecuación (54) depende de la inyección de agua acumulada W_i . Puesto que toda el agua inyectada durante la etapa uno llena efectivamente el espacio de gas en la región desde r_w hasta r_e :

$$p * r_e^2 * h * f * (S_{gi} - S_{gc}) = 5.615 * W_i \quad (55)$$

$$r_e = \left[\frac{5.615 * W_i}{p * h * f * (S_{gi} - S_{gc})} \right]^{1/2} \quad (56)$$

Toda el agua inyectada estará dentro del banco de agua de radio r . Puesto que la saturación promedio de agua en el banco de agua es \bar{S}_{wbt} :

$$p * r^2 * h * f * (\bar{S}_{wbt} - S_{wi}) = p * r_e^2 * h * f * (S_{gi} - S_{gc})$$

$$r = r_e \left[\frac{S_{gi} - S_{gc}}{S_{wp} - S_{wi}} \right]^{1/2} \quad (57)$$

- Tasa de inyección de agua promedio, para cada incremento de W_i .

$$q_{iprom} = \frac{q_{ij} + q_{ij-1}}{2} \quad (58)$$

Donde:

j = Cada uno de los intervalos

- Tiempo requerido para cada incremento de W_i .

$$\Delta t_i = \frac{W_{i,j} - W_{i,j-1}}{q_{iprom}} \quad (59)$$

- Tiempo acumulado.

$$t_i = \sum \Delta t_i \quad (60)$$

4.4.2. Segunda Etapa. Comprende desde el momento de la interferencia, hasta que el espacio ocupado por el gas libre es saturado con aceite (llenado). Durante esta etapa tampoco se produce aceite por el proceso de recuperación secundaria.

En esta etapa la forma del banco de aceite cambia continuamente a medida que el espacio de gas se llena. Por ello, no es posible formular una ecuación simple para predecir el comportamiento de la inyección de agua. Sin

embargo, la duración de esta etapa es corta comparada con las demás etapas.

Los cálculos a realizar son:

- Agua inyectada hasta el llenado, STB

$$W_{if} = \frac{V_p (S_{gi} - S_{gc})}{B_w} \quad (61)$$

- La tasa de inyección al llenado.

$$q_{11} = q_{base} * g \quad (62)$$

Estos factores pueden ser determinados mediante las siguientes ecuaciones:

$$q_{base} = \frac{0.003541 * K * (K_{ro})_{Swi} * h * \Delta P}{m_o * B_o \left[\ln \frac{d}{r_w} - 0.619 \right]} \quad (63)$$

Donde:

d = diagonal entre los pozos inyector y productor adyacentes, pies

$$g = 1.9669 - 0.5262 \bar{M} - 3.3378 E_{Aw,o} + 1.5599 (\bar{M} E_{Aw,o}) - 0.00437 \bar{M}^2 + 1.3965 E_{Aw,o}^2 \quad (64)$$

Donde:

g = Razón de conductancia, adimensional

La razón de movilidad es la misma calculada inicialmente y la eficiencia areal para antes de la ruptura, está dada por:

$$E_{Aw,o} = \frac{W_i}{V_p (\bar{S}_{wbt} - S_{wi})} \quad (65)$$

- Intervalo de tiempo requerido para la segunda etapa.

$$\Delta t = \frac{W_{if} - W_{ii}}{0.5 (q_{11} + q_i)} \quad (66)$$

Donde:

q_i = Tasa de inyección al final del primer periodo, cuando $W_i = W_{ii}$

4.4.3. Tercera Etapa. Inicia al completarse el llenado y comienza el recobro secundario de aceite por inyección de agua, y finaliza cuando el frente de inyección irrumpe en el pozo productor. El petróleo recuperado en esta etapa es una combinación del recobro incremental por inyección de agua y de recobro primario.

Para esta etapa determinar:

- Agua inyectada calculada hasta la ruptura.

$$W_{ibt} = \frac{V_p * E_{Abt} (\bar{S}_{wbt} - S_{wi})}{B_w} \quad (67)$$

Donde:

W_{ibt} = Volumen de agua inyectado, para que se inicie producción de agua, STB.

- Seleccionar valores de W_i desde W_{if} hasta W_{ibt} .

- Determinar eficiencia areal, razón de conductancia y tasa de inyección q_{ii} , para cada valor de W_i , con las ecuaciones (65), (64) y (62) respectivamente.
- Tiempo diferencial con la ecuación (68) y tiempo acumulado asociado con cada intervalo con la ecuación (60).

$$\Delta t = \frac{W_{ibt} - W_{if}}{0.5 (q_{i_j} + q_{i_{j-1}})} \quad (68)$$

- Tasa de producción de aceite.

$$q_o = \frac{q_i}{B_o} \quad (69)$$

- Durante este periodo se supone que la tasa total de predicción de aceite es igual a la tasa de inyección de agua. El petróleo recuperado acumulado, N_p , se calcula con el agua acumulada inyectada como:

$$N_p = \frac{W_i - W_{if}}{B_o} \quad (70)$$

En el momento de la irrupción, el petróleo recuperado es:

$$N_{pbt} = E_{Abt} * (\bar{S}_{wbt} - S_{wi}) * V_p \quad (71)$$

Donde:

E_{Abt} = Eficiencia areal en el momento de la irrupción, determinada mediante la ecuación (47) ó la Figura 18

V_p = Volumen poroso

4.4.4. Cuarta Etapa. Va desde la irrupción del frente, que ocasiona el inicio de la producción de agua, hasta la terminación de la vida del proyecto (límite económico). A medida que el proceso avanza en esta etapa se registra un continuo incremento de la producción de agua y una disminución en la producción de aceite.

La producción de fluidos después de la irrupción se evalúa dividiendo el área desplazada en dos regiones distintas:

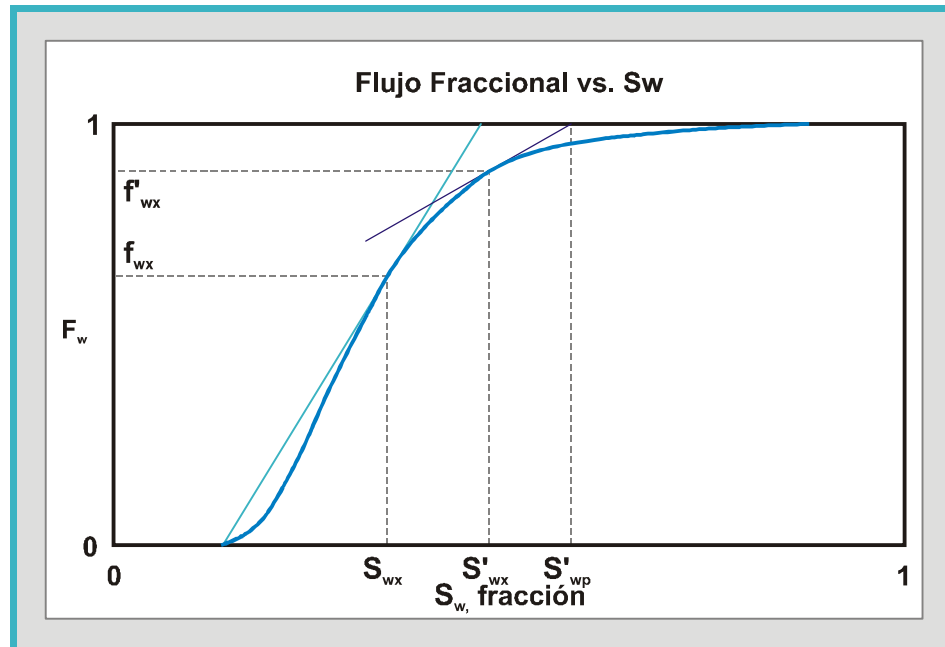
- La región previamente barrida, que corresponde a la porción del yacimiento ya contactada por el frente de inyección al momento de la irrupción.
- La región recientemente barrida, es decir, la región contactada por el fluido inyectado después de la irrupción.

El comportamiento se estima suponiendo que toda el agua producida viene de la región previamente barrida mientras que el aceite es producido tanto de la región previamente barrida como de la región recientemente barrida.

Para predecir el comportamiento de la saturación en la región previamente barrida, el método CGM aplica la teoría de Buckley - Leverett. Así, en esta porción de área el aumento en la saturación promedio de agua, y por tanto la producción de aceite, está regido por la curva de flujo fraccional. (Ver Figura 20).

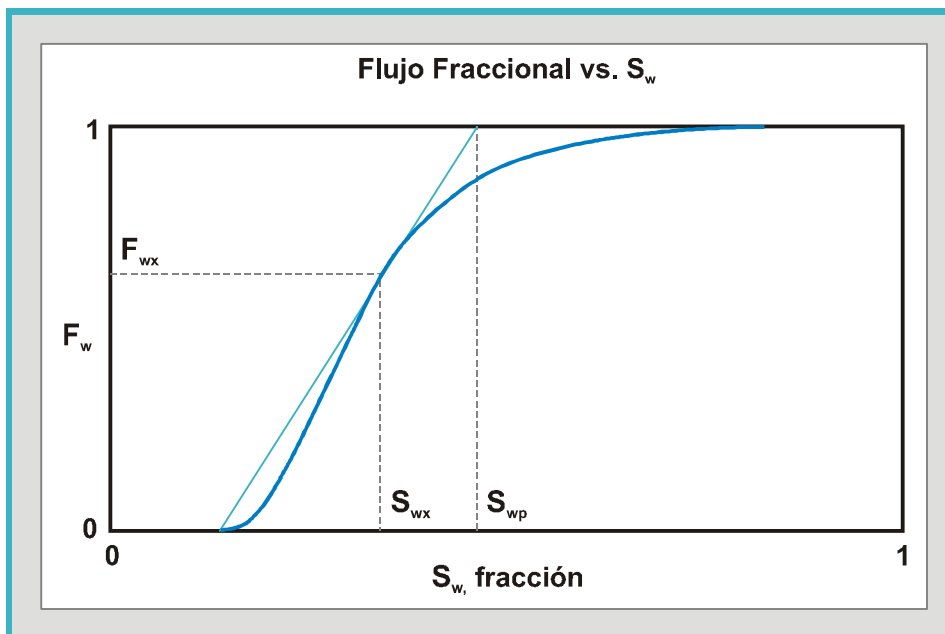
En las regiones que comienzan a barrerse después de la irrupción, CGM supone que a medida que el frente avanza en ellas el medio va alcanzando una saturación promedio \bar{S}_{wbt} (Ver Figura 21). Con el comportamiento de la distribución de saturación ya establecido, es posible determinar los volúmenes producidos de fluidos.

Figura 20. Determinación de la Saturación de agua después de la Irrupción.



Fuente: MANUCCI V., Jesús E. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales

Figura 21. Saturación de Agua en el frente de Inyección.



Fuente: MANUCCI V., Jesús E. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales

Los cálculos son:

- El agua inyectada adimensional expresada en volúmenes recuperables a la ruptura, está dada por:

$$W_D = \frac{W_i}{W_{ibt}} \quad (72)$$

- Seleccionar valores de W_i desde W_{ibt} hasta el límite económico y expresarlo como una función de W_D .
- Eficiencia areal para cada valor de W_i .

$$E_A = E_{Abt} + 0.2749 * \ln W_D \quad (73)$$

- Agua inyectada a volúmenes porosos invadidos.

Para la ruptura:

$$Q_{ibt} = \frac{W_{ibt}}{V_p * E_{Abt}} \quad (74)$$

Para $W_{ibt} \leq W_i \leq W_i(E_A = 1)$:

$$\frac{Q_i}{Q_{ibt}} = 1 + a_1 e^{-a_1} [E_i(a_2) - E_i(a_1)] \quad (75)$$

Para simplificar los cálculos esta relación se puede leer de tablas, (Anexo A).

Donde:

Q_i = Agua inyectada a volúmenes porosos invadidos

a_1 = $E_{Abt} / 0.2749$

a_2 = $a_1 + \ln W_D$

$$E_{i(x)} = 0.57721557 + \ln(x) + \sum_{n=1}^a \frac{X^n}{n n!}$$

Para $W_{ibt} > W_i$ ($E_A = 1$) :

$$Q_i = Q_{i(E_A=1)} + \frac{W_i - W_{i(E_A=1)}}{V_p} \quad (76)$$

- Determinar pendiente de la curva de flujo fraccional y obtener S'_{wx} de grafica de $\frac{\partial f_w}{\partial S_w}$ contra S_w y leer el correspondiente valor de f'_{wx} .

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S'_{wx}} = \frac{1}{Q_i} \quad (77)$$

- Saturación de agua promedio.

$$S'_{wp} = S'_{wx} + Q_i (1 - f'_{wx}) \quad (78)$$

- Petróleo incremental producido de la región del yacimiento recientemente barrida.

$$\Delta N_{PU} = I \frac{S_{wx} - S_{wi}}{E_{Abt} (S'_{wp} - S_{wi})} \quad (79)$$

Donde:

$$I = 0.2749 \left(\frac{W_i}{W_{ibt}} \right)^{-1}$$

- Petróleo incremental producido de la región del yacimiento previamente barrida.

$$\Delta N_{PS} = (1 - f_{wx}) (1 - \Delta N_{PU}) \quad (80)$$

- Relación agua-petróleo.

$$RAP = \frac{1 - (\Delta N_{PS} + \Delta N_{PU}) B_o}{(\Delta N_{PS} + \Delta N_{PU}) B_w} \quad (81)$$

- Producción acumulada de petróleo.

$$N_P = V_P \left[\frac{E_A (S'_{wp} - S_{wi}) - (S_{gi} - S_{gc})}{B_o} \right] \quad (82)$$

- Razón de movilidades entre el agua y el aceite.

$$M = \frac{\left[\frac{K_{rw}}{m_w} \right] S'_{wp}}{\left[\frac{K_{ro}}{m_o} \right] S_{wi}} \quad (83)$$

- Determinar razón de conductancia, tasa de inyección q_i , tiempo diferencial y tiempo acumulado para cada intervalo.

- Tasa de producción de petróleo.

$$q_o = q_i \left[\frac{\Delta N_{Ps} + \Delta N_{pu}}{B_o} \right] \quad (84)$$

- Tasa de producción de agua.

$$q_w = q_i \left[\frac{1 - (\Delta N_{Ps} + \Delta N_{pu})}{B_w} \right] \quad (85)$$

- Agua producida.

$$W_p = W_i - \frac{N_p B_o}{B_w} - \frac{V_p (S_{gi} - S_{gc})}{B_w} \quad (86)$$

- Repetir procedimiento hasta llegar al límite impuesto para la predicción.
- Construir gráficos con resultados obtenidos.

4.5. LIMITACIONES

- El método requiere información de laboratorio sobre la relación entre la movilidad y la eficiencia areal a la ruptura, y el incremento de la eficiencia después de la ruptura.
- Los datos sobre el incremento de la eficiencia areal después de la ruptura están disponibles solo para patrones de cinco puntos.

- El estudio de laboratorio representa un sistema idealizado en el cual no hay efectos de gravedad, variaciones de permeabilidad, ni fracturas locales.
- Los cálculos no son válidos para inundaciones en las cuales existe un acuífero activo.
- El método es válido hasta un determinado valor de saturación de gas inicial presente.

5. ECLIPSE 100

ECLIPSE 100 es un simulador para propósitos generales^{15,16}, completamente implícito, trifásico, 3D con opción de gas condensado.

El programa esta escrito en FORTRAN77 y opera en cualquier computador con compilador ANSI-standard FORTRAN77 y suficiente memoria.

ECLIPSE 100 puede ser usado para simular sistemas de 1, 2 o tres fases. Tiene opción bifásica (aceite/agua, aceite/gas, gas/agua), estos son resueltos como sistemas de componentes disminuyendo tanto capacidad de almacenamiento como tiempo de simulación en el computador. Además para gas disuelto en aceite maneja la variable de presión de burbuja o GOR.

Maneja tanto geometrías de nodo distribuido como de nodo centrado. Además en ECLIPSE están disponibles en geometría de nodo centrado radial y cartesiano 1, 2, o 3 dimensiones. Una opción Radial 3D completa el grupo permitiendo que el flujo tenga lugar de 0/360 grados en la interfase.

5.1. COMO COMENZAR?

- Para correr una simulación se necesita un *Input* file con todos los datos concernientes al yacimiento y al esquema de explotación.
- El *Input* data para ECLIPSE es preparado en un formato libre usando un sistema de *Keywords*. Cualquier editor estándar como por ejemplo el

Bloc de Notas de Microsoft puede ser usado para hacer el *Input* file. Alternativamente el Office de ECLIPSE puede ser usado para preparar los datos interactivamente a través de paneles.

- El nombre del *Input* file debe estar en el siguiente formato: Nombre del archivo.DATA

5.2. INPUT DATA FILE

Un *Input* data de ECLIPSE está dividido en secciones, cada una de las cuales es introducida por un *keyword* principal. Una lista de todos los *keywords* principales de cada sección junto con una breve descripción de los contenidos de cada una y ejemplos de su uso en el *Input* data es dada a continuación.

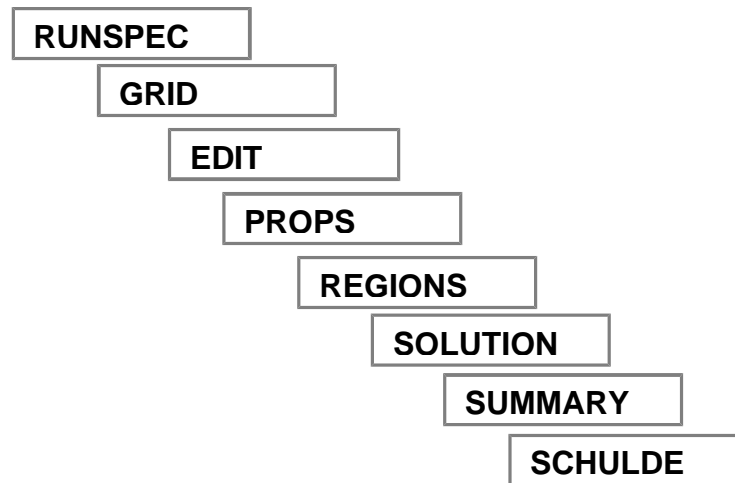
Observe que todos los *keywords* en el *Input* file deben estar en un orden apropiado

Los *keywords* en el *Input* data (Incluyendo los *keywords* principales de cada sección) son cada uno hasta de 8 caracteres en longitud y debe comenzar en la columna 1. Todos los caracteres hasta 8 son significativos. Cualquier carácter en la misma línea de un *keyword* de la columna 9 hacia delante será tomado como comentario.

5.3. KEYWORDS PRINCIPALES DE CADA SECCIÓN

Lista de los *Keywords* principales de cada sección en el orden apropiado:

Las secciones deben ser colocadas en el orden que se muestra.



Es recomendado que la estructura de las secciones que no sean frecuentemente cambiadas sean mantenidas en archivos separados y luego sean incluidas en el *Input data* usando en *keyword INCLUDE*.

Un registro en el *Input data* debe ser finalizado con un [/]

5.3.1. Runspec.

RUNSPEC

Estatus:

REQUERIDO

Título, dimensiones del problema, controladores lógicos para las diferentes opciones, fases presentes, componentes etc.

TITLE

Título

DIMENS

Número de bloques en las direcciones X,Y,Z

OIL, WATER, GAS, VAPOIL, DISGAS

Las fases activas presentes.

FIELD/METRIC/LAB

Unidades (Tabla 5)

WELLDIMS

Pozo y dimensiones de grupo

UNIFIN

Indica que el *Input data* esta unificado

UNIFOUT

Indica que el *output data* esta unificado

START

Fecha de inicio de la simulación

NOSIM

Chequeo de los datos únicamente, sin simulación

Tabla 5. Sistema de Unidades Manejadas por Eclipse 100

CANTIDAD	METRIC	FIELD	LAB
Longitud, Profundidad, Radio	Metros	ft	cm
Tiempo	días	días	horas
Densidad	Kg/m ³	Lb/ft ³	gm/cm ³
Presión (absoluta)	Barsa	Psia	Atmosa
Presión Diferencial	Bars	Psi	atmos
Compresibilidad	1/bar	1/Psi	1/atmos
Viscosidad	c.poise	c.poise	c.poise
Permeabilidad	mDarcy	mDarcy	mDarcy
Volumen liquido (c. Superficie)	Sm ³	STB	Scs
Volumen de gas (c. superficie)	Sm ³	MSTB	Scs
Volumen de Fluidos (c. Yacimiento)	Rm ³	Rm ³	Rcc
Tasa de Liquido(c. superficie)	Sm ³ /dia	STB/dia	Scs/hora
Tasa de Gas (c. superficie)	Sm ³ /dia	MSCF/dia	Scs/hora

CANTIDAD	METRIC	FIELD	LAB
Tasa de fluidos (c. Yacimiento)	Rm ³ /día	RB/día	Rcc/día
Factor volumétrico de formación (liquido)	Rm ³ /Sm ³	RB/STB	Rcc/Sc
Factor volumétrico de formación (gas)	Rcc/Sc	RB/MSCF	Rcc/Sc
Relación Gas-Aceite	Sm ³ /Sm ³	MSCF/STB	Sc/Sc
Relación Aceite-Gas	Sm ³ /Sm ³	MSCF/MSCF	Sc/Sc
Transmisibilidad	CP-m ³ /d/bar	CP-RB/d/Psi	CP-cc/h/at
Índice de Productividad (liquido)	Sm ³ -m ³ /d/bar	STB/d/Psi	Sc/h/at
Índice de Productividad (Gas)	Sm ³ -m ³ /d/bar	MSCF/d/Psi	Sc/h/at
Factor D	día/Sm ³	día/MSCF	hora/Sc
Temperatura	C°	F°	C°
Angulo	Grados	Grados	Grados
Coeficiente de Difusión	m ² /día	ft ² /día	cm ² /hora

Fuente: ECLIPSE 100 Reference Manual 2001A

5.3.2. Grid

GRID

Estatus:

REQUERIDO

Esta sección determina la geometría básica del *grid* de simulación y varias propiedades de la roca (porosidad, permeabilidad absoluta, espesores) en cada celda del *grid*. De esta información el programa calcula los volúmenes porales de los bloques del *Grid*, *mid-point depths* y las transmisibilidades entre los bloques. (Tabla 2)

TOPS

Profundidades de las caras superiores de los bloques del *grid* para el *current box*; los datos son tomados del mapa estructural, y del modelo geológico desde IRAP.

DX, DY, DZ Dirección y tamaño X,Y,Z- de los bloques del *grid for the current box*; los datos son tomados de mapas isópacos, y del modelo geológico desde IRAP.

PERMX, PERMY, PERMZ Permeabilidades direccionales para X,Y,Z- para el *current box*; los datos son tomados de mapas isópacos, y del modelo geológico desde IRAP.

PORO Porosidades de los bloques del *grid* para el *current box*; los datos son tomados de mapas isópacos, y del modelo geológico desde IRAP.

Tabla 6. Claves esenciales en la Sección GRID

• BLOQUES CENTRADOS		• GEOMETRÍA DE VERTICES
• GEOMETRÍA CARTESIANA	• GEOMETRÍA RADIAL	
	• INRAD	
• DXV o DX	• DRV o DR o OUTRAD	• COORD.
• DYV o DY	• DTHETAV o DTHETA	• ZCOOR
• DZ	• DZ	
• TOPS	• TOPS	
• PORO	• PORO	• PORO
• PERMX	• PERMX	• PERMX
• PERMY	• PERMY	• PERMY
• PERMZ	• PERMZ	• PERMZ

Fuente: ECLIPSE 100 Reference Manual 2001A

5.3.3. Edit.

EDIT

Estatus:

OPCIONAL

Modificaciones a los volúmenes porosos calculados, profundidad de centro de las celdas, las transmisibilidades y las difusividades.

5.3.4. Props

PROPS

Estatus:

REQUERIDO

Tablas de propiedades de la roca y el fluido del yacimiento como funciones de la presión del fluido, las saturaciones y composiciones (densidad, viscosidad, permeabilidades relativas, presiones capilares etc.). Contiene la ecuación de estado utilizada para corridas composicionales.

Tablas de saturación de análisis especiales de corazones

SWFN

Permeabilidad relativa del agua y presión capilar como funciones de S_w .

SOF3

Permeabilidad relativa del aceite como función de S_o en sistema de tres fases.

SGFN

Permeabilidad relativa del gas y presión capilar como función de S_g .

Propiedades del fluido de análisis PVT

PVTO

FVF y viscosidad del aceite vivo como funciones de la presión y R_s .

PVTG

FVF y viscosidad del gas como funciones de la presión y R_v

PVTW

FVF, compresibilidad y viscosidad del agua.

DENSITY

Densidades del *stock tank* fluid.

ROCK

Compresibilidad de la roca.

5.3.5. Regions.

REGIONS

Estatus:

OPCIONAL

Divide el *grid* computacional en regiones para el calculo de:

- Propiedades PVT (densidades y viscosidades del fluido),
- Propiedades de saturación (permeabilidades relativas y presiones capilares).
- Condiciones iniciales, (presiones de equilibrio y saturaciones).
- Fluidos en el lugar (fluido en el lugar y flujo entre regiones).
- Si esta sección es omitida, todos los bloques del *grid* son colocados en la región 1.

FIPNUM

Regiones del fluido-*in-place*.

SATNUM

Tablas de las regiones de saturación.

EQLNUM

Regiones de equilibrio.

PVTNUM

Regiones de datos PVT.

5.3.6. Solution.

SOLUTION

Estatus:

REQUERIDO

- Especificación de las condiciones iniciales en el yacimiento- pueden ser:
- Calculada usando las profundidades de los contactos especificados de los fluidos para conseguir un equilibrio potencial.
- Leídos de un archivo “*restart file*” establecido por una corrida anterior.
- Especificas por el usuario para cada bloque del *grid* (no recomendado).

Esta sección contiene los datos suficientes para definir el estado inicial (presión, saturaciones, composiciones) de cada bloque del *grid* en el yacimiento.

EQUIL

Profundidades de los contactos de fluido y otros parámetros de equilibrio; datos tomados de pruebas de pozo.

RESTART

Nombre del archivo *restart*.

RPTSOL

Reporta *switches* para los datos de *SOLUTION*.

5.3.7. Summary

SUMMARY

Estatus:

OPCIONAL

Especificación de los datos a ser escritos en el archivo *Summary* después de cada *time step*. Necesaria si ciertos tipos de graficas (por ejemplo corte de agua vs. tiempo) quieren ser generadas después que la corrida finalice. Si esta sección es omitida no es creado ningún archivo *Summary*.

FOPT

Producción de Aceite Total del Campo.

FOPR

Tasa de Producción de Aceite del Campo.

FGOR

GOR del campo.

FWIR

Tasa de Inyección de Agua del Campo.

FOE

Eficiencia del Aceite del Campo.

FPR

Presión del Campo.

WBHP

Presión de Fondo del Pozo (*Bottom Hole Pressure*).

FWCT

Corte de Agua del Campo.

WOPR

Tasa de Producción de aceite de los Pozos.

5.3.8. Schedule.

SCHEDULE

Estatus:

REQUERIDO

Especifica las operaciones a ser simuladas (constantes y controles de producción e inyección) y los tiempos a los cuales los reportes o *output data* son requeridos. También las curvas de comportamiento de flujo vertical y los parámetros de ajuste del simulador pueden ser especificados en esta sección.

RPTSCHED

Reporta *switches* para seleccionar cuales resultados de la simulación deben ser imprimidos en los diferentes tiempos de simulación.

TUNING

Controles para los *time step* y la convergencia.

WELSPECS

Introduce un nuevo pozo, define su nombre, la posición de la cabeza de pozo, su profundidad de referencia y otros datos.

COMDAT

Especifica la posición y propiedades de uno o mas completamientos de pozo; este debe ser entrado después del *WELSPECS*.

WCONPROD

Controles de los datos para pozos productores.

WCONINJE

Controles de los datos para pozos inyectoros.

WCONHIST

Tasas observadas para el *history matching* de los pozos.

TSTEP or DATE

Avanza el simulador a nuevos reportes de tiempo (s) o reportes específicos de fecha (s).

5.4. INFORMACIÓN ÚTIL

5.4.1. Cifras repetidas. En los datos siguientes a un *keyword*, pueden ser usados asteriscos para denotar conteo repetido. Una cantidad puede ser repetida un numero requerido de veces haciéndolo preceder por el numero de veces y un asterisco.

No deben haber espacios en blanco ni antes ni después del asterisco.

Por ejemplo, observe el siguiente caso:

RPTSCHED

0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 2 0 0 2 /

RPTSCHED

11*0 2 2*0 2 /

5.4.2. Comentarios. Cualquier línea que comience con estos dos caracteres '--' es tratada como comentario, y será ignorada por ECLIPSE. Las líneas de comentario (y las líneas en blanco también) pueden ser insertadas en cualquier parte de *Input data*. Los comentarios pueden también ser adheridos al final de las líneas de los datos comenzando el comentario con los dos caracteres '--', pero en este caso los comentarios no pueden contener

comillas. Los comentarios pueden también ser incluidos, sin los dos caracteres '--', en la misma línea después de un *slash (/)* el cual puede ser usado para finalizar un registro.

--	VARIATION	OF	INITIAL	RS	WITH	DEPTH
--						
--		DEPTH				RS
	RSVD					
	8200					1.270
	8500	1.270	/			

5.4.3. Valores por defecto. Ciertos detalles de los datos pueden ser colocados por defecto en un valor determinado. La descripción del *keyword* indicará cuando los valores por defecto pueden ser aplicados. Existen dos maneras de establecer cantidades a los valores por defecto. La primera, finalizando un registro prematuramente con *slash (/)* las cantidades que no queden especificadas serán establecidas como sus valores por defecto. La segunda, las cantidades seleccionadas colocadas antes del *slash* pueden ser dejadas agregando n* donde n es el numero de cantidades consecutivas dejadas. Por ejemplo, 3* causará que a las próximas tres cantidades en los datos del *keyword* se le den los valores por defecto. No debe haber espacio en blanco entre el número y el asterisco. Si hay solamente un detalle en el tiempo a ser dejado, entonces debe ser entrado 1*. Un asterisco por si solo no es suficiente.

WCONPROD
'PRODUCER' 'OPEN' 'ORAT' 20000 4* 1000 /
/

5.5. CORRIENDO UNA SIMULACIÓN

- Cuando el *Input data* este totalmente preparado, escriba: *@eclipse* Nombre del archivo (sin sufijo) en UNIX.
- La simulación comenzará. Mientras el modelo está corriendo, los estatus de los reportes serán escritos en la pantalla. La misma información es también escrita en el archivo Nombre del archivo.PRT el cual es creado en su carpeta. Si el *Input data* no es preparado apropiadamente la simulación podría detenerse para luego ver donde se encuentra el error. Para cumplir esta labor se debe echar un vistazo a través del archivo Nombre del archivo.PRT y luego tratar de corregir los errores.
- Después de una corrida exitosa obtendremos el *output data* la cual puede ser usada con un software de visualización para presentar los resultados de la simulación.

5.6. EJECUCIÓN DE LA SIMULACIÓN

El simulador ECLIPSE 100 se ejecuta con el archivo *waterflooding.DATA file*

– Si es tipo UNIX: *@eclipse waterflooding*

Cuando la ejecución se finaliza, se creará una carpeta con los siguientes archivos:

- *waterflooding.DBG*
- *waterflooding.EGRID*

- *waterflooding.PRT*
- *waterflooding.INIT*
- *waterflooding.SMSPEC*
- *waterflooding.UNRST*
- *waterflooding.UNSMRY*
- *waterflooding.RSSPEC*
- *waterflooding.INSPEC*

El siguiente paso es la visualización de los resultados obtenidos.

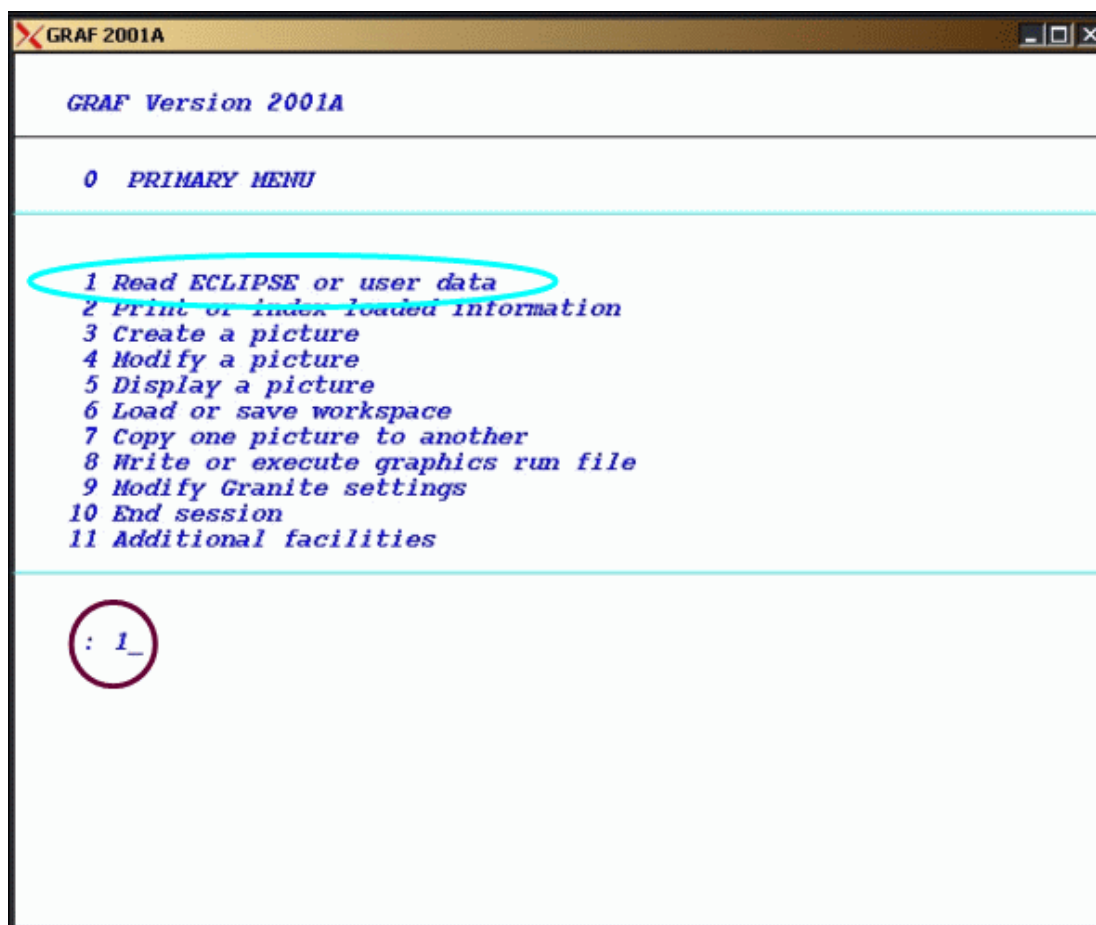
5.6.1. Graf. Se comienza el programa GRAF digitando *@graf* en UNIX.

Se escogen las siguientes opciones:

- Desea correr un GRF en el entorno (y/n) [por *default* n]?: **n** (escoge por *default*)
- Por favor escoja el tipo de ejecución: **2** (*Interactive, with graphics*)
- Por favor entre el tipo de dispositivo requerido: **98** (X-Windows Para Weltest200).

En el primer menú en GRAF use la opción 1.

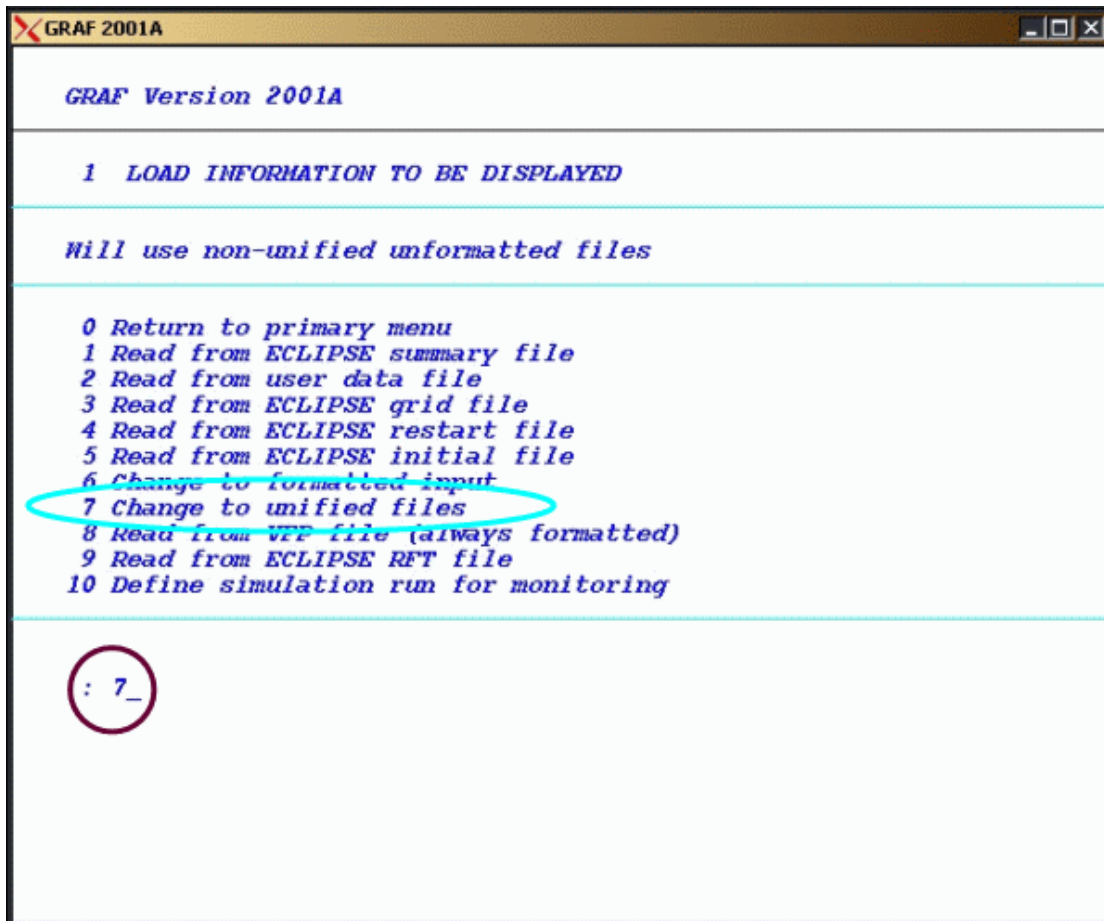
Figura 22. Pasos para la ejecución de la simulación (1 de 6)



Fuente: ECLIPSE 100 Reference Manual 2001A

- Si en el archivo de entrada se utiliza el *keyword* *UNIFOUT* escoja la opción 7.

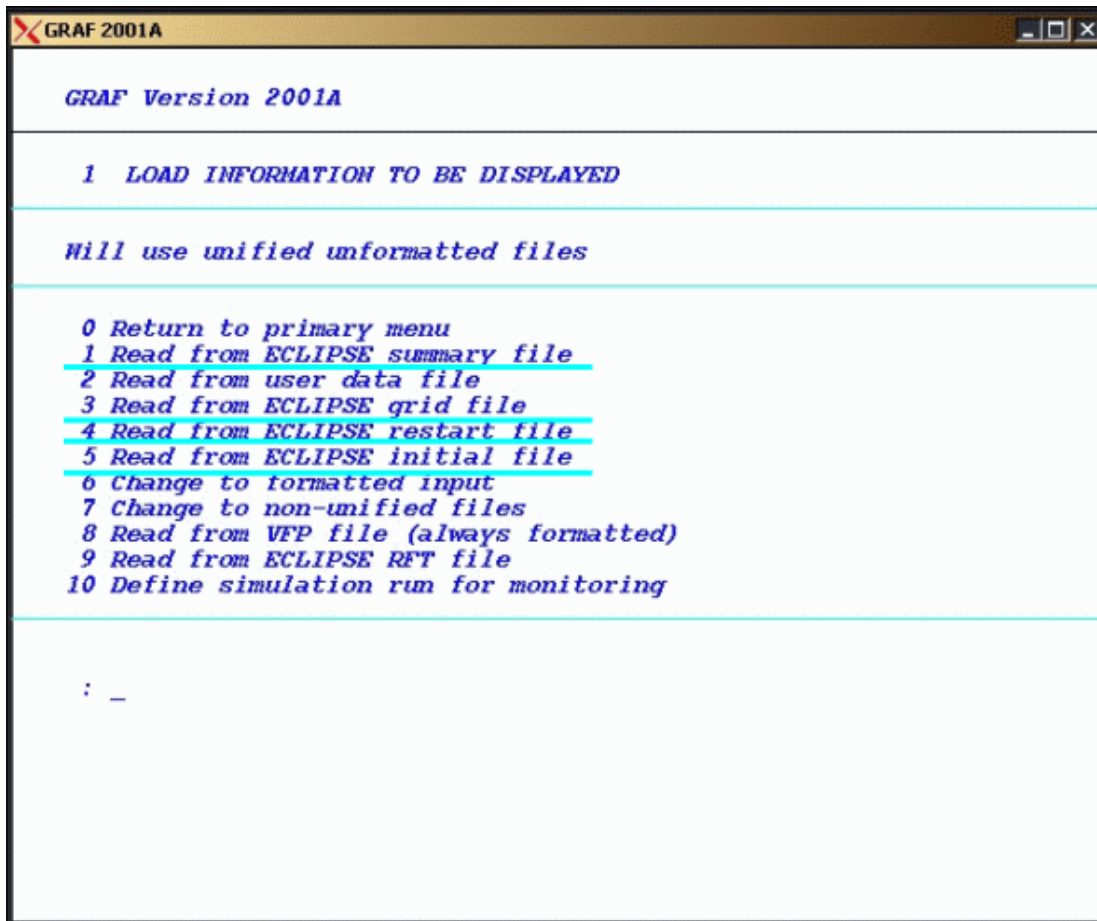
Figura 23. Pasos para la ejecución de la simulación (2 de 6)



Fuente: ECLIPSE 100 Reference Manual 2001A

- Luego lea las opciones 1, 3, 4, 5 (especificando el archivo, ie. *waterflooding*).

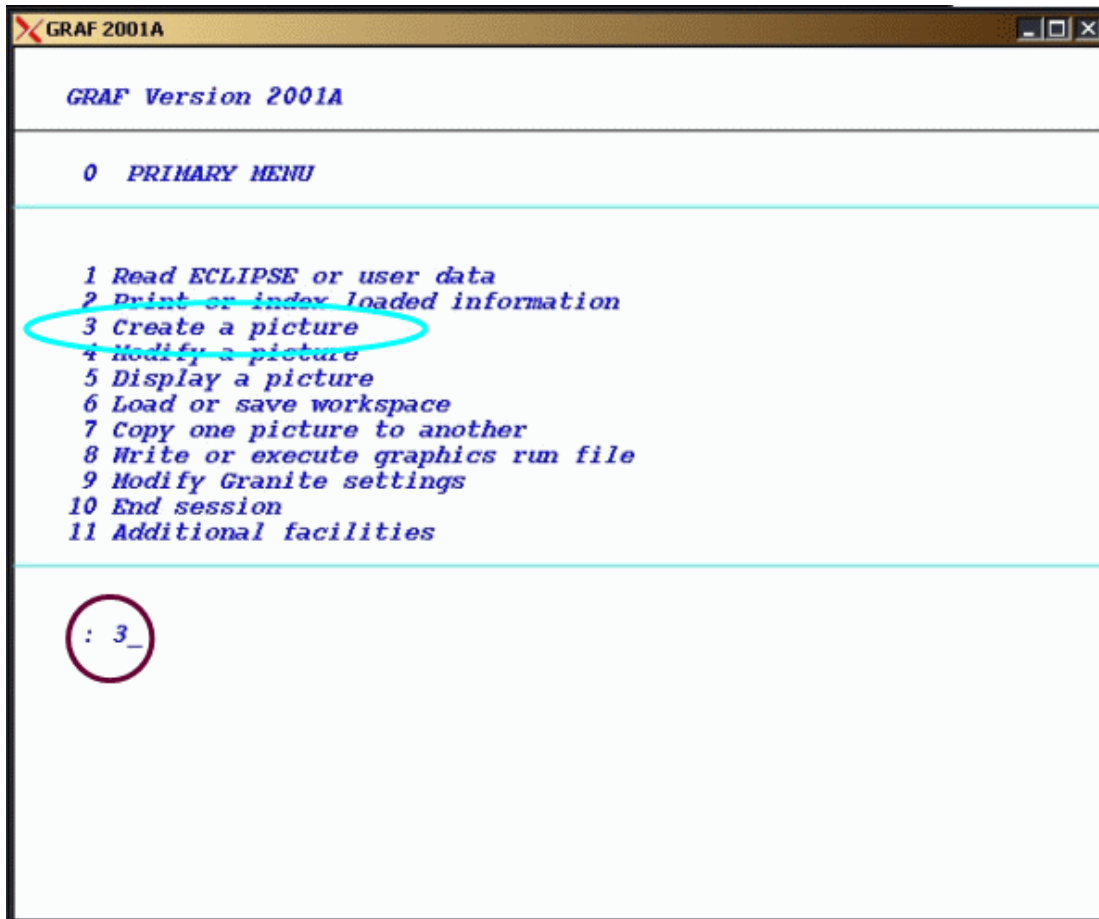
Figura 24. Pasos para la ejecución de la simulación (3 de 6)



Fuente: ECLIPSE 100 Reference Manual 2001A

- Regrese al menú primario con la opción 0.
- Escoja la opción 3 para hacer gráficas.

Figura 25. Pasos para la ejecución de la simulación (4 de 6)

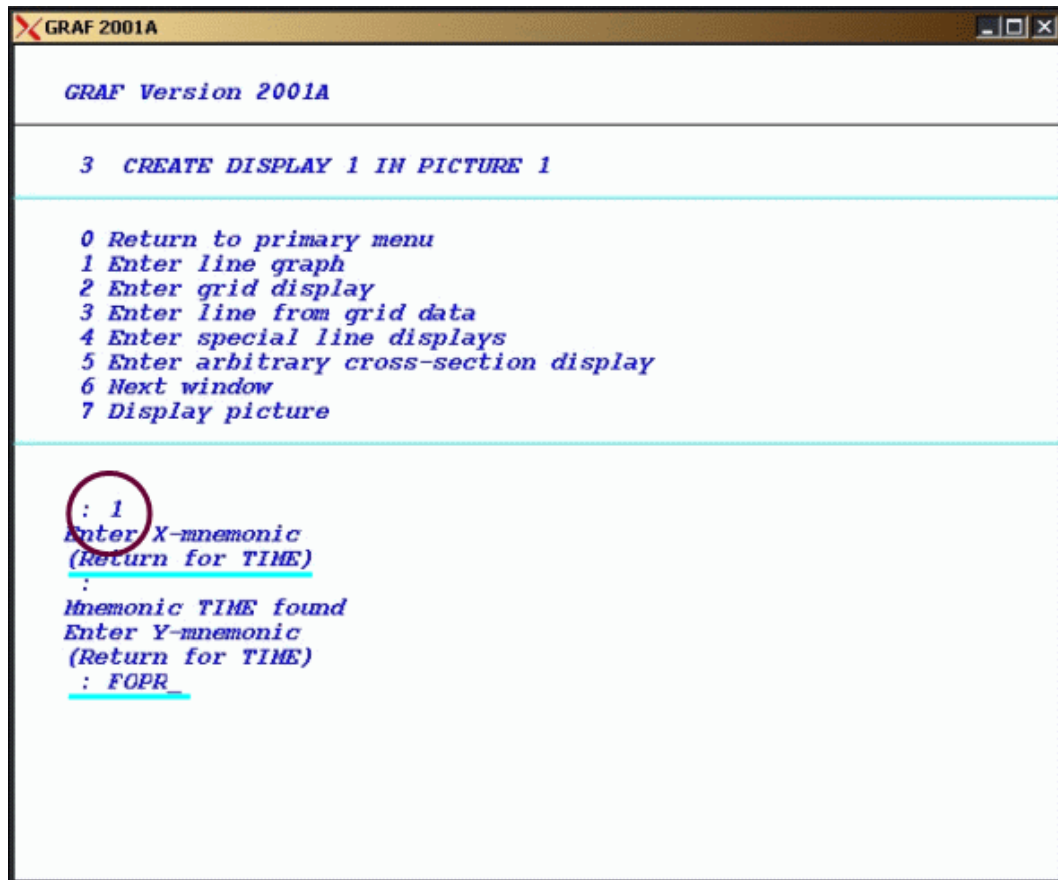


Fuente: ECLIPSE 100 Reference Manual 2001A

- Escoja 1 y especifique:
- *X-mnemonic: TIMEY-mnemonic: ie. FOPR (Field Oil Production Rate).*
- La gráfica se despliega usando la opción 7.
- Se puede repetir el procedimiento anterior usando otros parámetros.
- Para la simulación *waterflooding* , se pueden hacer las siguientes gráficas:
WGOR vs. TIME
WBHP vs. TIME (Especificar Tipo de pozo: PRODUTOR)

WBHP vs. TIME (Especificar Tipo de pozo: INYECTOR).

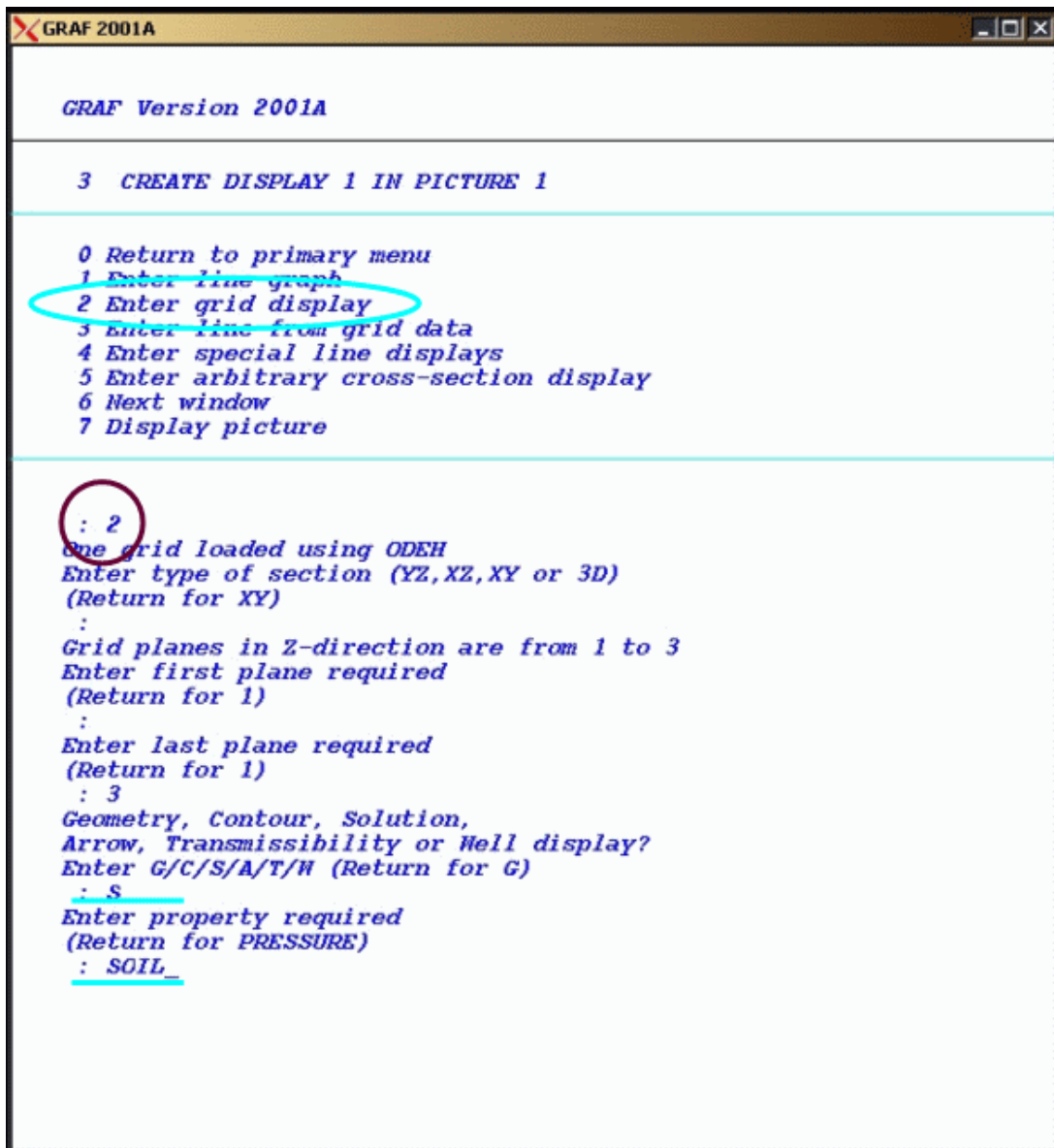
Figura 26. Pasos para la ejecución de la simulación (5 de 6)



Fuente: ECLIPSE 100 Reference Manual 2001A

- Si se escoge la opción 3 se podrán hacer *grid plots*.
- Además se podrán hacer gráficas de saturación de la sección transversal.
- Se tendrá que especificar los planos, propiedades requeridas así (*Solution – S*, ie. **SOIL, SGAS, SWAT**), y los delta de tiempo en que se quiere ver el modelo de yacimiento.

Figura 27. Pasos para la ejecución de la simulación (6 de 6)



Fuente: ECLIPSE 100 Reference Manual 2001A

5.6.2. Como imprimir gráficas de GRAF

- En el menú primario en GRAF escoger 5.
- Escoger 4 (Cambia el dispositivo de salida) y digita 5 (Horizontal) o 6 (Vertical).
- Al teclear 1. Un archivo llamado **POST.N000X** será ejecutado, donde X será el número del gráfico.
- Luego ir a la ventana de UNIX y escribir: **lpr POST.N000X**
- Por ultimo la gráfica será impresa.

5.6.3. Como usar gráficos de GRAF en MS Office

- En el menú primario en GRAF escoger 5.
- Digitar 4 (Cambia el dispositivo de salida) y especificar 97 ('CGM Metafile' para Office 97).
- Al teclear 1. Un archivo llamado **CGMB.N000X** será ejecutado.
- Para usar esta gráfica en Word se debe digitar el sufijo ***.CGM** el cual es adicionado al nombre del archivo

5.6.4. Archivo para ejecutar gráficos

- Se utiliza para hacer gráficas en GRAF más convenientes.
- Cuando se han hecho usando datos leídos se va al menú primario digitando la opción 8 (hacer o ejecutar gráficos del archivo de ejecución de gráficos), Luego 1 (Archivo de ejecución de Gráficos) y luego 1(Envía a GRAF), para luego especificar el nombre del archivo.
- El archivo Nombre del archivo.GRF será creado.
- Este archivo puede ser editado en el editor de textos (ie. **emacs**) donde se pueden adicionar nuevas gráficas y cambiar títulos, etc.

5.7. COMO USAR DATOS DE ECLIPSE 100 PARA CREAR DATOS EN EXCEL

- Para crear gráficos en EXCEL se debe incluir en los archivos de entrada bajo la región de *SUMMARY* las siguientes *Keywords*:

SUMMARY

EXCEL
SEPARATE

- Se creará un archivo denominado Nombre del archivo.RSM.
- Este archivo puede ser leído por EXCEL y los datos pueden ser separados en columnas.
- Para luego hacer gráficos en EXCEL de manera usual.
- Glview
- Para usar datos de entrada con *Ceetron GLview* software, es necesario crear el archivo Nombre del archivo.VTF .
- Puede ser hecho en la misma carpeta donde se ha ejecutado la simulación, tecleando *@eclvtf FILENAME*.
- Los siguientes archivos de salidas serán creados:
 - *FILENAME.EGRID*
 - *FILENAME.SMSPEC*
 - *FILENAME.UNRST*
 - *FILENAME.UNSMRY*
- Los resultados pueden ser presentados tanto en gráficos 3D como en 2D.

6. VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA *SOFTWARE*

Para obtener credibilidad en los resultados futuros de la herramienta *software* es necesario validar la herramienta con un simulador institucional (Eclipse 100), de tal manera que los resultados obtenidos por la herramienta sean satisfactorios.

Se seleccionó como ejemplo de validación los datos de los ejercicios del libro Recobro Secundario Desplazamiento con Agua para los métodos BUCKLEY – LEVERETT, DYKSTRA - PARSONS de GOMEZ P. L. Gonzalo⁸, y el artículo *Oil Recovery performance of pattern gas or water injection operations from model test*³ para CRAIG – GEFFEN – MORSE. En este ejemplo se determinan las propiedades del yacimiento, fluido inyectado y roca, el método (BUCKLEY – LEVERETT, DYKSTRA-PARSONS, CRAIG – GEFFEN - MORSE) y el patrón de inyección. Los datos usados se presentan en las siguientes tablas.

Tabla 7. Datos para validación.

METODO DE BUCKLEY – LEVERETT	
PROPIEDAD	
m_o (Cp)	1.8
m_w (Cp)	0.9
B_o (Bbl/BF)	1.27
B_w (Bbl/BF)	1.06
f (Fracción)	0.210
K (m Darcy)	100
RADIO (Pie)	1000
ESPESOR (Pie)	150
Q_w (BF/día)	1000
RAP Económico	40

Fuente: GOMEZ P., L. Gonzalo. Recobro secundario desplazamiento con agua, pág. 60

Tabla 8. Datos para validación.

METODO DE DYKSTRA-PARSONS	
PROPIEDAD	
m_o (Cp)	35
m_w (Cp)	6
B_o (Bbl/BF)	1.36
B_w (Bbl/BF)	1
f (Fracción)	0.19
K_o (m Darcy)	56
K_w (m Darcy)	85
S_{oi} (Fracción)	0.68
S_{or} (Fracción)	0.31
AREA (Pie ²)	20
ESPESOR (Pie)	11
Q_w (BF/día)	150
RAP Económico	40

Fuente: GOMEZ P., L. Gonzalo. Recobro secundario desplazamiento con agua, pág. 124

Tabla 9. Datos para validación.

MÉTODO DE CRAIG-GEFFEN-MORSE	
PROPIEDAD	
m_o (Cp)	0.853
m_w (Cp)	0.375
B_o (Bbl/BF)	1.056
B_w (Bbl/BF)	1
f (Fracción)	0.16
K (m Darcy)	20
RADIO (Pie)	0.5
$P_{INY.}$ (PSI)	3200
$P_{YAC.}$ (PSI)	100
AREA (Pie ²)	40
ESPESOR (Pie)	1.5
$Q_{ECONOMICO}$ (BF/día)	2
S_{O_i} (Fracción)	0.7
S_{gr} (Fracción)	0.1

Fuente: CRAIG, Jr F., GEFFEN T., y MORSE, A. Oil Recovery performance of pattern gas or water injection operations from model test: Paper SPE 413-G.

Usando los datos del ejemplo ya descrito se armo la corrida en un archivo de texto con extensión .DATA para los diferentes métodos de inyección de agua (BUCKLEY – LEVERETT, DYKSTRA - PARSONS, CRAIG – GEFFEN – MORSE). Se alimentó el simulador Eclipse 100 con la corrida ya descrita, arrojando los resultados en un archivo .PRT de donde se muestran los resultados que se presentan a continuación.

Tabla 10. Resultados de la simulación.

	Water Injection	Eclipse 100	% Diferencia
METODO DE BUCKLEY – LEVERETT			
Agua Inyectada (KBF)	6580	7620	13.65
Agua Producida (KBF)	4171	4353	4.2
Petróleo Producido (KBF)	2010	2106	4.6
Relación Agua – Petróleo	40.2	40.1	0.25
METODO DE DYKSTRA-PARSONS			
Agua Inyectada (KBF)	1129.5	1055.3	7.002
Agua Producida (KBF)	1023.7	958.5	6.8
Petróleo Producido (KBF)	77.8	71.24	9.2
MÉTODO DE CRAIG-GEFFEN-MORSE			
Agua Inyectada (KBF)	80	71.9	11.2
Agua Producida (KBF)	42.8	38.52	11
Petróleo Producido (KBF)	28.2	26.55	6.2
Relación Agua – Petróleo	15.6	16.14	3.3

Fuente: Autor.

En la validación de datos vemos los porcentajes de diferencia entre las herramientas utilizadas como son el software de *Water Injection* y ECLIPSE 100, donde el simulador nos da un aproximado más real de los que sucede en el yacimiento teniendo en cuenta que se manejan mas valores en él y porcentajes de error mas exactos dados por pruebas de laboratorio y de campo, mientras el software solo maneja métodos donde se limitan por datos y correlaciones dadas por datos específicos de campo. A continuación presentamos las graficas de comparación de las herramientas utilizadas

METODO DE BUCKLEY – LEVERETT

Figura 28. Agua producida vs. Tiempo

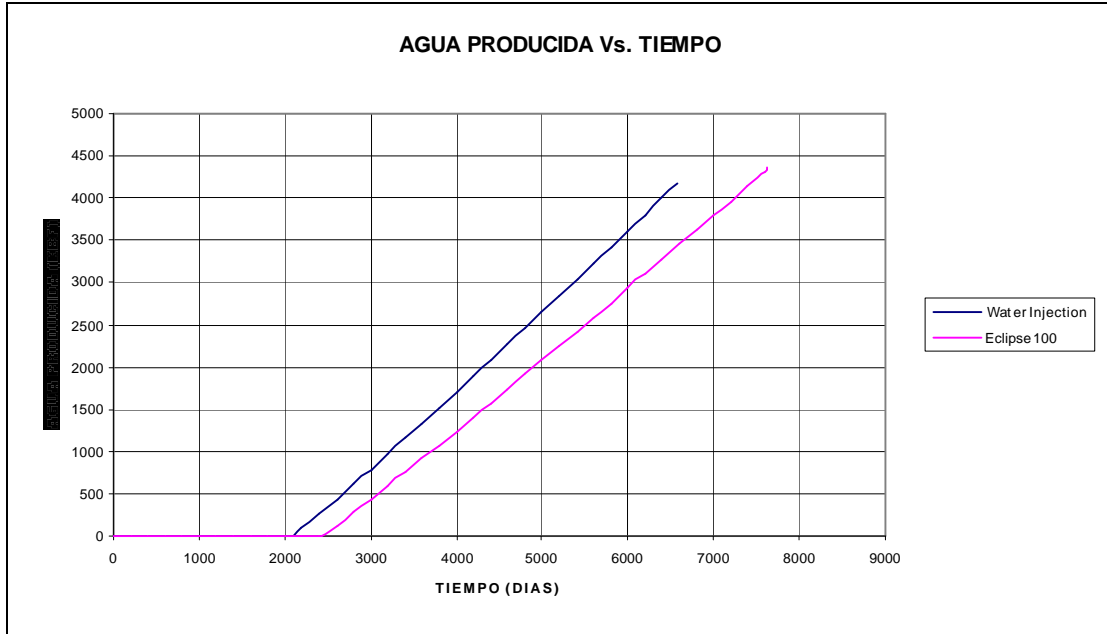


Figura 29. Petróleo producido vs. Tiempo

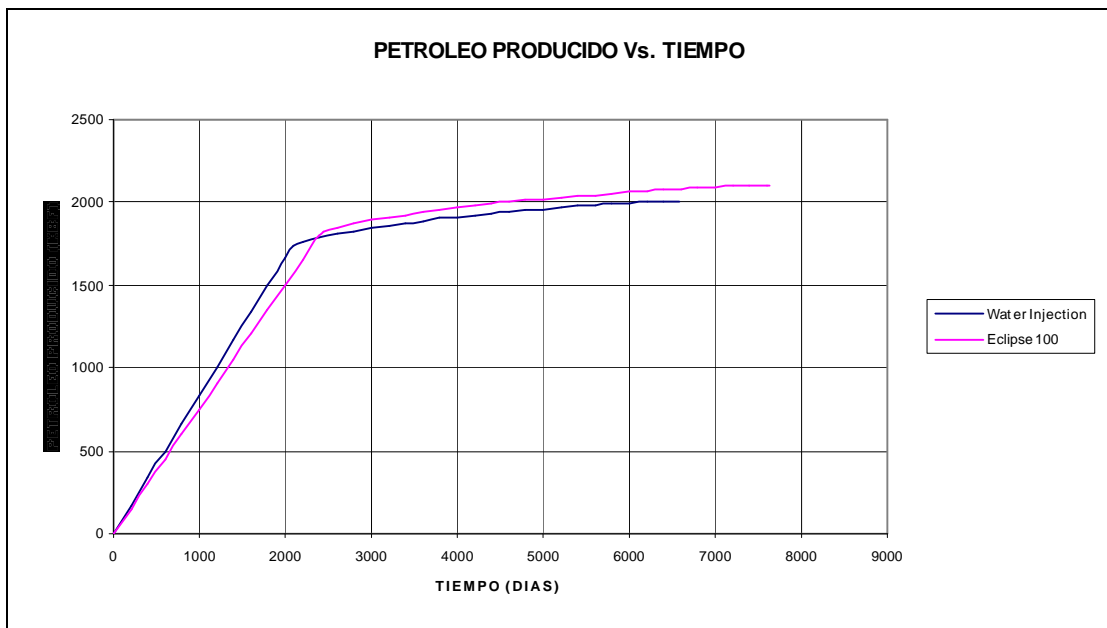
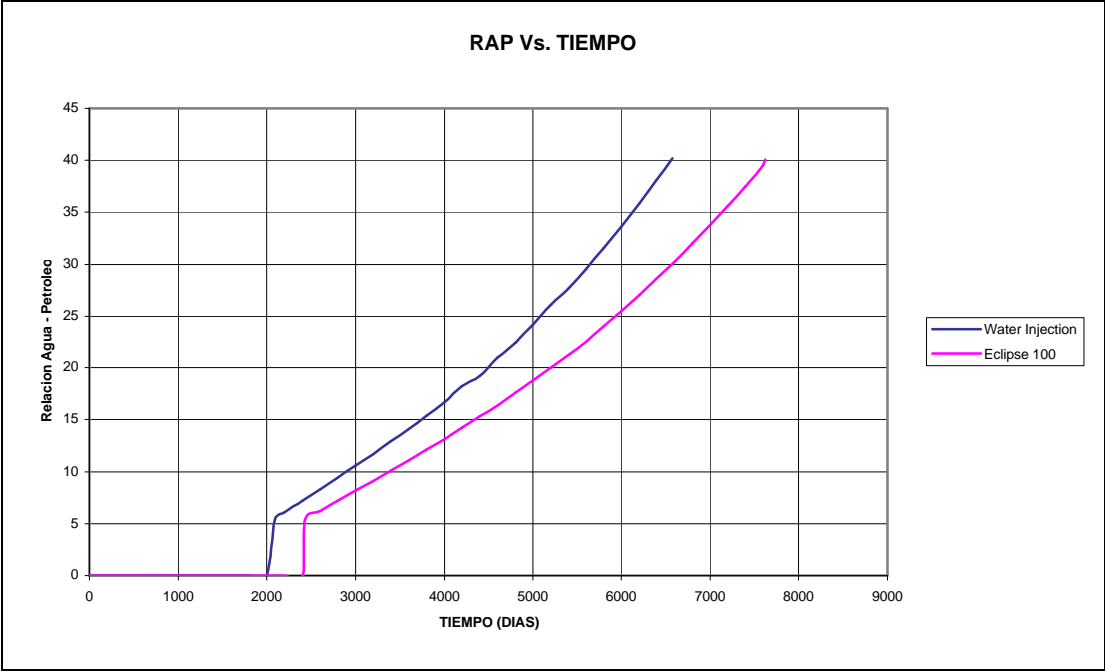


Figura 30. RAP vs. Tiempo



METODO DE DYKSTRA – PARSONS

Figura 31. Agua inyectada vs. Tiempo

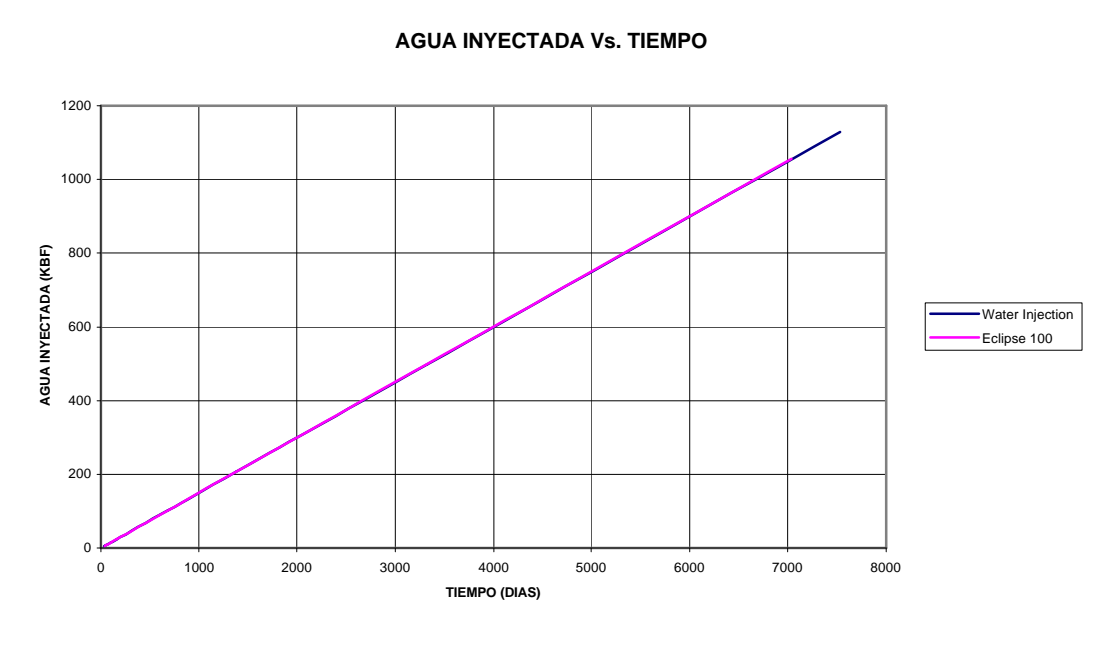


Figura 32. Petróleo producido vs. Tiempo

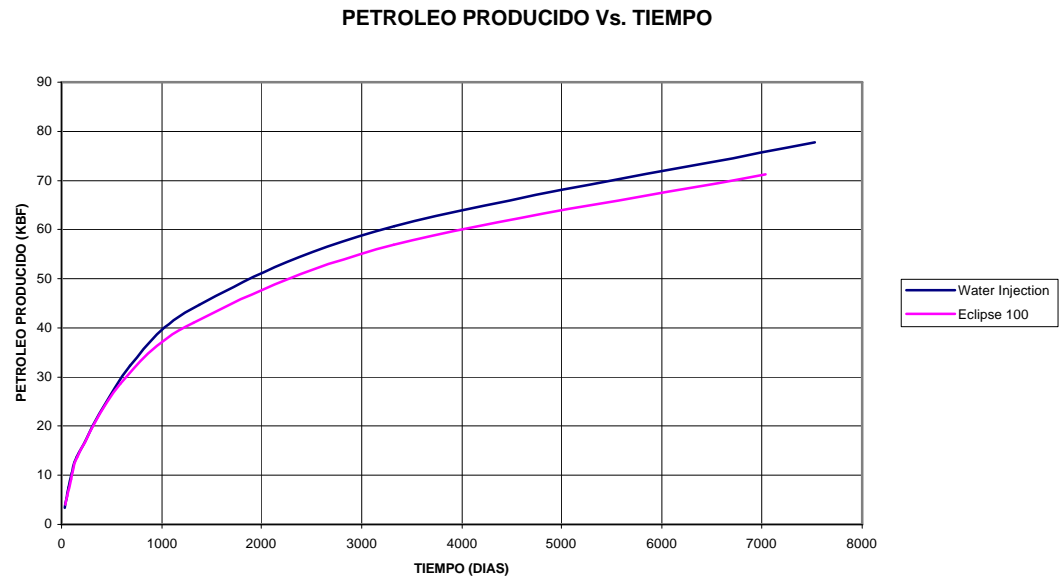
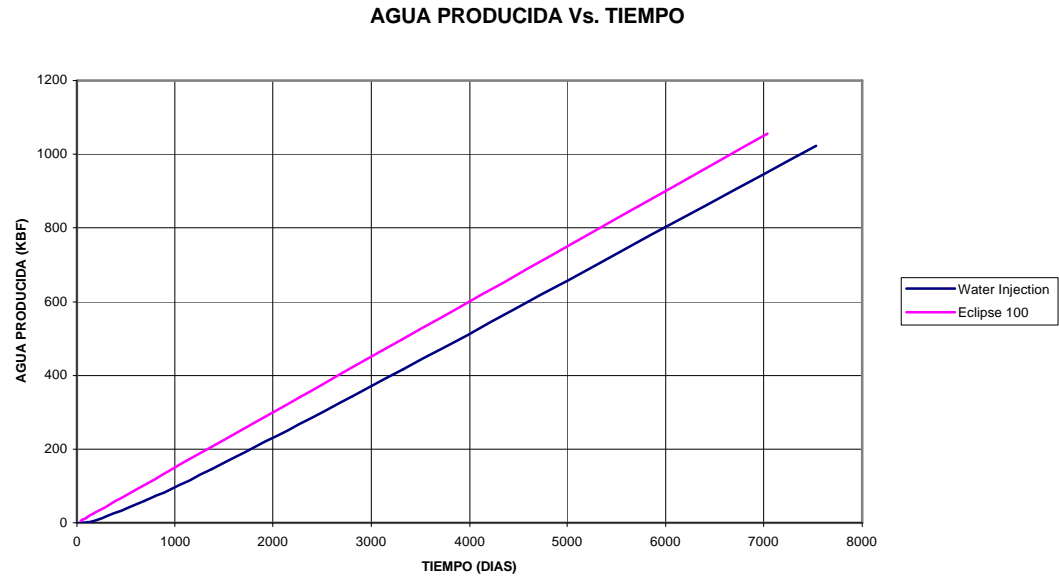


Figura 33. Agua producida vs. Tiempo



METODO DE CRAIG – GEFFEN – MORSE

Figura 34. Agua inyectada vs. Tiempo

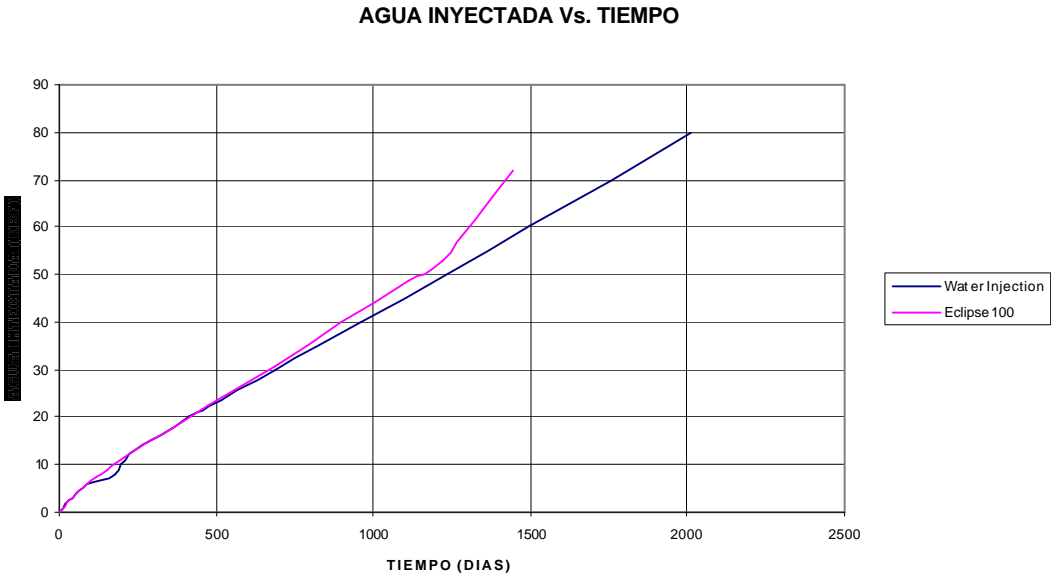


Figura 35. Agua producida vs. Tiempo

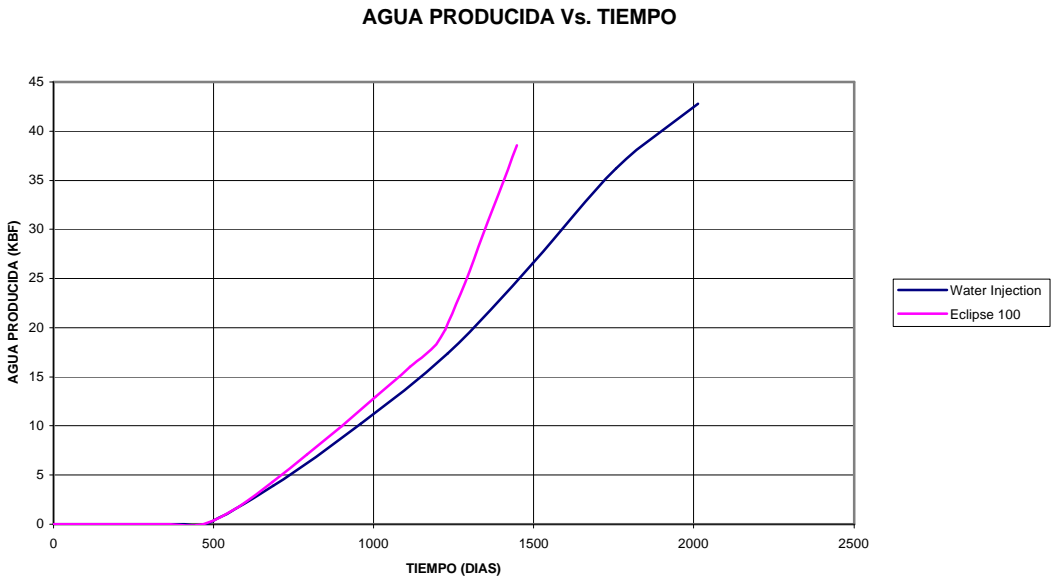


Figura 36. Petróleo producido vs. Tiempo

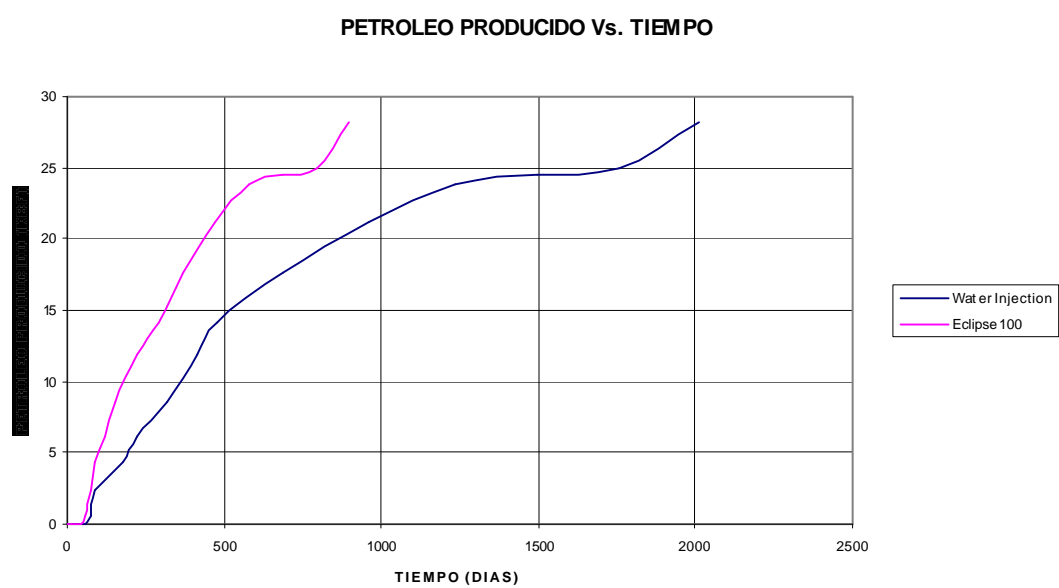
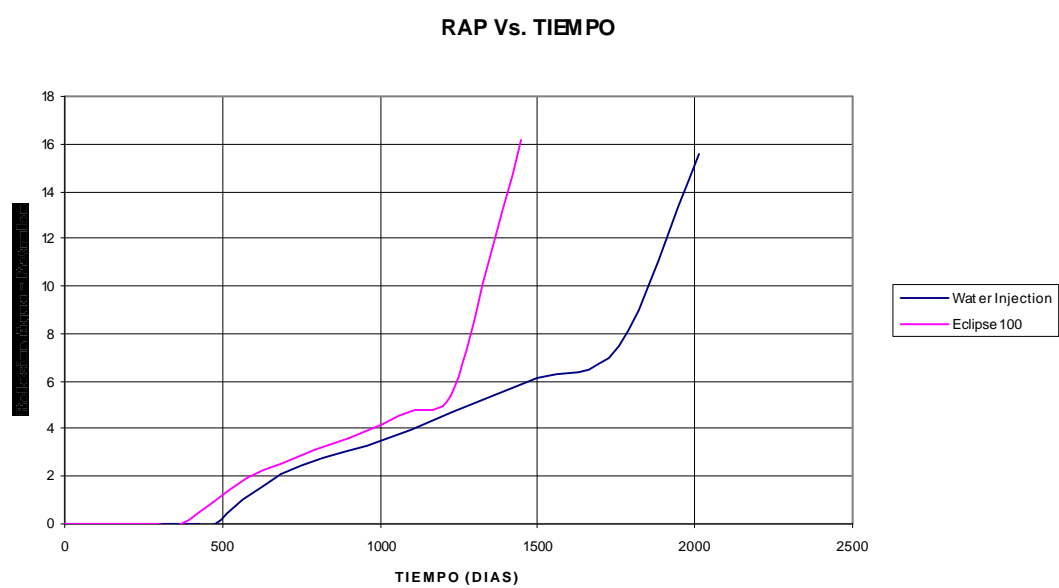


Figura 37. RAP vs. Tiempo



CONCLUSIONES

Se elaboró una herramienta de tipo software, que permite calcular las variables involucradas en un proceso de inyección de agua en campos de petróleo.

De los tres modelos trabajados (Buckley – Leverett, Craig – Geffen – Morse y Dykstra – Parson), el que mejor se ajustó a los datos de validación encontrados en la literatura, fue el de Craig – Geffen – Morse en un rango de precisión que osciló entre el 5% y 10%.

Se lograron ajustar los datos generados por el software WIT, mediante una subrutina numérica integrada como parte de la herramienta, desarrollando una aplicación sencilla para la evaluación estadística del método Dykstra – Parson.

La sistematización de los procedimientos elimina cálculos tediosos, al mismo tiempo suministra resultados con un mayor grado de precisión y le permite al usuario seleccionar la técnica de predicción que mejor se ajuste a las condiciones reales del yacimiento.

Se logró cubrir el vacío de la lectura de gráficas, por medio de una interfase amigable que permite la visualización de los resultados junto con todas las variables utilizadas.

Se validó la herramienta con el simulador comercial ECLIPSE® 100 (GEOQUEST – SLB) utilizando datos de la literatura, logrando un ajuste muy cercano al arrojado por el simulador, de aproximadamente un 10%.

El software desarrollado, puede ser utilizado en la industria por compañías que busquen incrementar sus expectativas de producción, mediante la utilización de métodos de predicción de inyección de agua como mecanismo de recuperación secundaria.

La herramienta WIT nos da resultados preliminares en un menor tiempo, transcurriendo entre la entrada de datos y la salida de resultados en aproximadamente 2 a 3 segundos, mientras un simulador comercial (ECLIPSE 100) se demora de 1 a 2 horas entre la armada de la corrida y la salida de resultados.

Cuando los valores de entrada no son consistentes, el software WIT no arroja resultados.

RECOMENDACIONES

- Para ampliar el rango de posibilidades se debe aumentar el número de métodos con los cuales la herramienta WIT pueda trabajar.
- Para un mejor desarrollo de la herramienta en diversos campos se deben manejar los diferentes patrones de fluido y no sólo el de cinco puntos con el cual se trabajó la herramienta WIT.
- La herramienta WIT puede optimizarse para trabajar no solo “a inyección constante” sino tambien ofrecer la opción de seleccionar “a presión constante”.
- Para que el usuario tenga una mayor facilidad de manejo, deben implementarse advertencias sobre los rangos que maneja cada casilla en la plantilla de entrada de datos.

BIBLIOGRAFIA

1. Buckley, S.E., Leverett, M.C. Mechanism of fluid displacement in sands. Trans. AIME, 1942, VOLUMEN 146.
2. Craig, F.F. Jr., Geffen, T.M., Morse, R.A. Oil recovery performance of pattern gas or water injections operations from model tests. J.P.T., enero de 1955.
3. CRAIG, Jr F., GEFFEN T., y MORSE, A. Oil Recovery performance of pattern gas or water injection operations from model test: Paper SPE 413-G. 1954.
4. FERRER, G. José. Pautas sobre métodos de predicción de la recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua. Universidad del Zulia, Maracaibo, 1970.
5. FORREST, F. Craig. Aspectos de ingeniería en la inyección de agua. New York, Society of Petroleum Engineers.
6. FRANCO, S. Leonardo. Conectividad Hidráulica entre pozos en modelos de recobro por inyección de agua. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 1996.
7. GOMEZ P., Martha, NARANJO, Carlos E. Sistematización de los modelos matemáticos usados en los métodos de predicción del comportamiento de la inyección de agua. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 1993.

8. GOMEZ P., L. Gonzalo. Recobro secundario desplazamiento con agua. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 1989.
9. MANUCCI V., Jesús E. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. Universidad del Zulia, septiembre 1989.
10. PERALTA D., Roberto C., URIBE V., Johann K. Estudio del comportamiento de la inyección de agua en las arenas inferiores del bloque 1 del campo Casabe utilizando técnicas de escalamiento. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2000.
11. RODRIGUEZ, Ramón. Evaluación del proceso de inyección de agua en el campo DINA cretáceos mediante Software OFM. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2001.
12. SMITH, James T., COOB, William M. Water Flooding. SPE Textbook Series, Texas 1989.
13. WILLHITE, G. Paul. Water Flooding. SPE Textbook Series vol. 3, Texas 1989.
14. MERCHAN M, SERGIO A., Determinación de los parámetros de escalamiento para el proceso de inyección de H₂O aplicado a un modelo de 5 puntos. Universidad Industrial de Santander. 2000.
15. ECLIPSE 100 *Reference Manual 2001A*, Schlumberger, Geoquest
16. ECLIPSE 100 *Technical Description 2001A*, Schlumberger, Geoquest

ANEXO A. VALORES DE Q_i/Q_{ibt} PARA LOS VALORES DE $E_{Abt} > 50$

TABLA CGM VALORES DE Q_i/Q_{ibt} PARA VARIOS VALORES DE E_{Abt}										
	E_{Abt}, PORCENTAJE									
W_i/W_{ibt}	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1,2	1,19	1,191	1,191	1,191	1,191	1,191	1,191	1,191	1,192	1,192
1,4	1,365	1,366	1,366	1,367	1,368	1,368	1,369	1,369	1,37	1,37
1,6	1,529	1,53	1,531	1,532	1,533	1,535	1,536	1,536	1,537	1,538
1,8	1,684	1,686	1,688	1,689	1,691	1,693	1,694	1,696	1,697	1,699
2	1,832	1,834	1,837	1,839	1,842	1,844	1,846	1,849	1,851	1,853
2,2	1,974	1,977	1,981	1,984	1,987	1,99	1,993	1,996	1,999	2,001
2,4	2,111	2,115	2,119	2,124	2,127	2,131	2,135	2,139	2,142	2,146
2,6	2,244	2,249	2,254	2,259	2,264	2,268	2,273	2,277	2,282	2,286
2,8	2,373	2,379	2,385	2,391	2,397	2,402	2,407	2,413	2,418	2,422
3	2,5	2,507	2,513	2,52	2,526	2,533	2,539	2,545	2,551	2,556
3,2	2,623	2,631	2,639	2,646	2,653	2,66	2,667	2,674	2,681	2,687
3,4	2,744	2,752	2,761	2,77	2,778	2,786	2,793	2,801	2,808	2,816
3,6	2,862	2,872	2,881	2,891	2,9	2,909	2,917	2,926	2,934	2,942
3,8	2,978	2,989	3	3,01	3,02	3,03	3,039	3,048	3,057	3,066
4	3,093	3,105	3,116	3,127	3,138	3,149	3,159	3,169	3,179	3,189
4,2	3,205	3,218	3,231	3,243	3,254	3,266	3,277	3,288	3,299	3,309
4,4	3,316	3,33	3,343	3,357	3,369	3,382	3,394	3,406	3,417	3,428
4,6	3,426	3,441	3,455	3,469	3,483	3,496	3,509	3,521	3,534	3,546
4,8	3,534	3,55	3,565	3,58	3,594	3,609	3,622	3,636	3,649	
5	3,641	3,657	3,674	3,689	3,705	3,72	3,735			
5,2	3,746	3,764	3,781	3,798	3,814	3,83				
5,4	3,851	3,869	3,887	3,905	3,922					
5,6	3,954	3,973	3,993	4,011						
5,8	4,056	4,077	4,097							
6	4,157	4,179								
6,2	4,257									
VALORES DE W_i/W_{ibt} CON $E_A = 100 \%$										
	6,164	5,944	5,732	5,527	5,33	5,139	4,956	4,779	4,608	4,443

TABLA CGM VALORES DE Q_i/Q_{ibt} PARA VARIOS VALORES DE E_{Abt}										
	E_{Abt}, PORCENTAJE									
W_i/W_{ibt}	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1,2	1,192	1,192	1,192	1,192	1,192	1,192	1,193	1,193	1,193	1,193
1,4	1,371	1,371	1,371	1,372	1,372	1,373	1,373	1,373	1,374	1,374
1,6	1,539	1,54	1,541	1,542	1,543	1,543	1,544	1,545	1,546	1,546
1,8	1,7	1,702	1,703	1,704	1,706	1,707	1,708	1,709	1,71	1,711
2	1,855	1,857	1,859	1,861	1,862	1,864	1,866	1,868	1,869	1,871
2,2	2,004	2,007	2,009	2,012	2,014	2,016	2,019	2,021	2,023	2,025
2,4	2,149	2,152	2,155	2,158	2,161	2,164	2,167	2,17	2,173	2,175
2,6	2,29	2,294	2,298	2,301	2,305	2,308	2,312	2,315	2,319	2,322
2,8	2,427	2,432	2,436	2,441	2,445	2,449	2,453	2,457	2,461	2,465
3	2,562	2,567	2,572	2,577	2,582	2,587	2,592	2,597	2,601	2,606
3,2	2,693	2,7	2,705	2,711	2,717	2,723	2,728	2,733	2,738	2,744
3,4	2,823	2,83	2,836	2,843	2,849	2,855	2,862	2,867	2,873	
3,6	2,95	2,957	2,965	2,972	2,979	2,986	2,993			
3,8	3,075	3,083	3,091	3,099	3,107					
4	3,198	3,207	3,016	3,225						
4,2	3,319	3,329								
4,4	3,439									
VALORES DE W_i/W_{ibt} CON $E_A = 100\%$										
	4,285	4,132	3,984	3,842	3,704	3,572	3,444	3,321	3,203	3,088

TABLA CGM VALORES DE Q_i/Q_{ibt} PARA VARIOS VALORES DE E_{Abt}										
	E_{Abt} , PORCENTAJE									
W_i/W_{ibt}	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1,2	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	1,194	1,194	1,194
1,4	1,374	1,375	1,375	1,375	1,376	1,376	1,376	1,377	1,377	1,377
1,6	1,547	1,548	1,548	1,549	1,55	1,55	1,551	1,551	1,552	1,552
1,8	1,713	1,714	1,715	1,716	1,717	1,718	1,719	1,72	1,72	1,721
2	1,872	1,874	1,875	1,877	1,878	1,88	1,881	1,882	1,884	1,885
2,2	2,027	2,029	2,031	2,033	2,035	2,037	2,039	2,04	2,042	2,044
2,4	2,178	2,18	2,183	2,185	2,188	2,19	2,192	2,195	2,197	
2,6	2,325	2,328	2,331	2,334	2,337	2,34				
2,8	2,469	2,473	2,476	2,48						
3	2,61	2,614								
	VALORES DE W_i/W_{ibt} CON $E_A = 100\%$									
	2,978	2,872	2,769	2,67	2,575	2,483	2,394	2,309	2,226	2,147

TABLA CGM VALORES DE Q_i/Q_{ibt} PARA VARIOS VALORES DE E_{Abt}										
	E_{Abt} , PORCENTAJE									
W_i/W_{ibt}	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1,2	1,194	1,194	1,194	1,194	1,194	1,194	1,194	1,194	1,194	1,194
1,4	1,377	1,378	1,378	1,378	1,378	1,379	1,379	1,379	1,379	1,379
1,6	1,553	1,553	1,554	1,555	1,555	1,555	1,556	1,556	1,557	1,557
1,8	1,722	1,723	1,724	1,725	1,725	1,726	1,727	1,728		
2	1,886	1,887	1,888	1,9						
2,2	2,045									
	VALORES DE W_i/W_{ibt} CON $E_A = 100\%$									
	2,07	1,996	1,925	1,856	1,79	1,726	1,664	1,605	1,547	1,492

TABLA CGM VALORES DE Q_i/Q_{ibt} PARA VARIOS VALORES DE E_{Abt}										
	E_{Abt}, PORCENTAJE									
W_i/W_{ibt}	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1,2	1,194	1,195	1,195	1,195	1,195	1,195	1,195	1,195	1,195	1,195
1,4	1,38	1,38	1,38	1,38	1,381					
1,6	1,558									
	VALORES DE W_i/W_{ibt} CON $E_A = 100\%$									
	1,439	1,387	1,338	1,29	1,244	1,199	1,157	1,115	1,075	1,037

ANEXO B. MANUAL DEL USUARIO

1. INTRODUCCIÓN

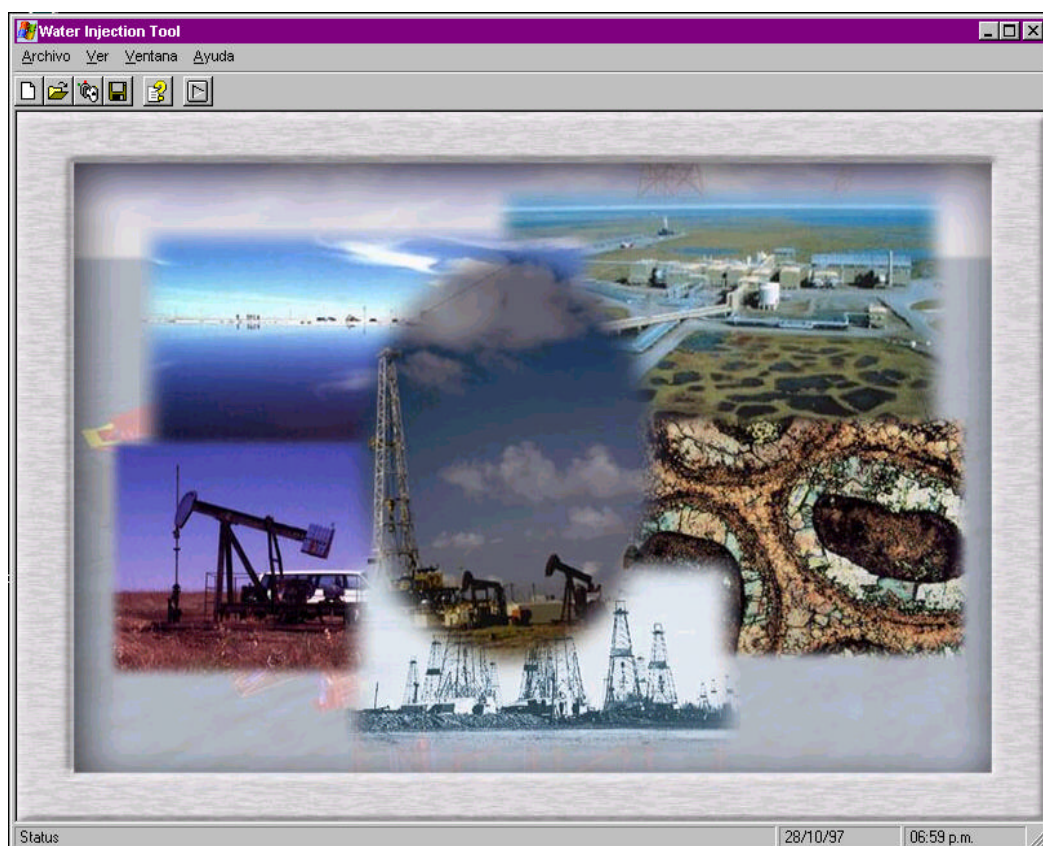


La herramienta software “*Water Injection Tool*”, ha sido diseñada para evaluar procesos de inyección de agua, en un patrón de cinco puntos. Para esto se utilizan los métodos de Buckley – Leverett, Dykstra – Parson y Craig – Geffen – Morse.

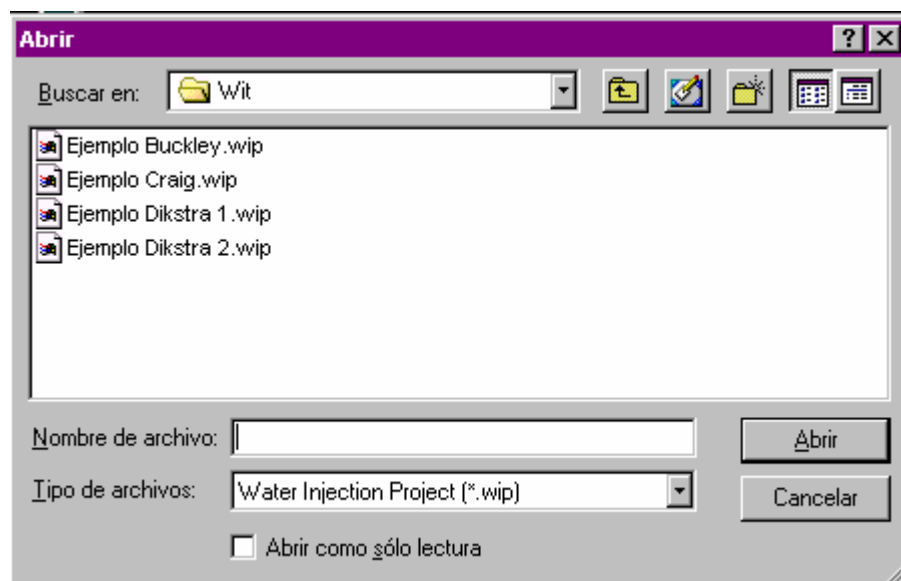
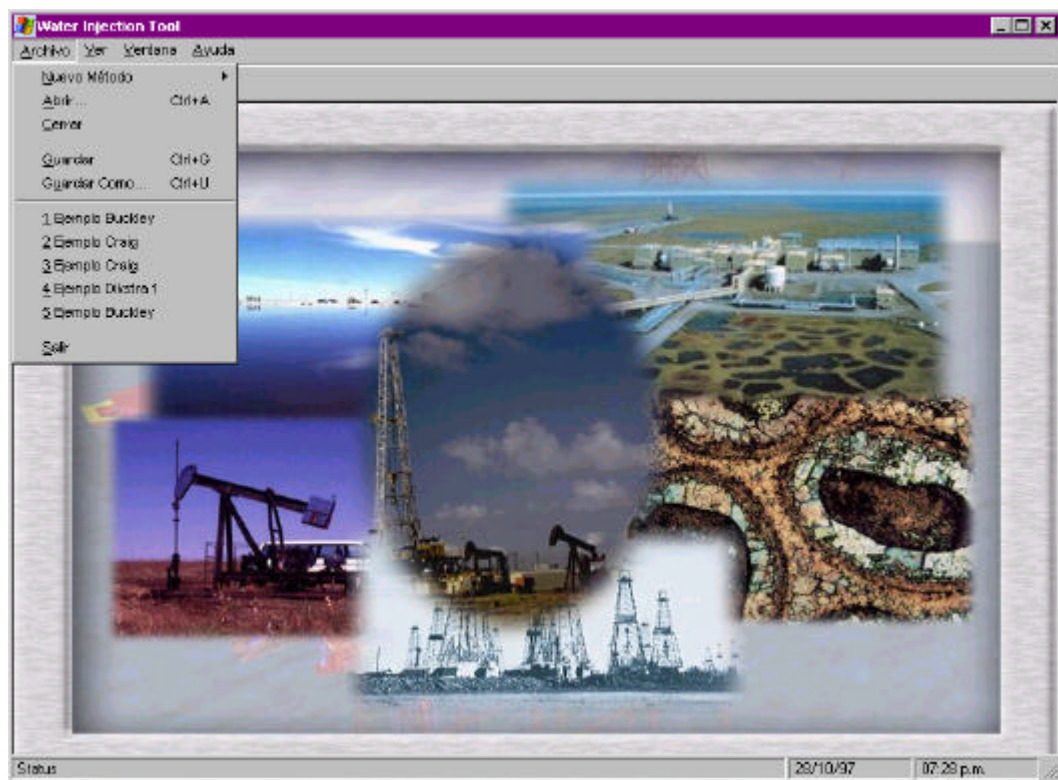
Los requerimientos del sistema básicamente son: Windows 95 o superior, procesador de 166 MHz, 32 MB RAM y por lo menos tres megas de espacio en disco para archivos temporales.

2. BARRA DE MENUS.

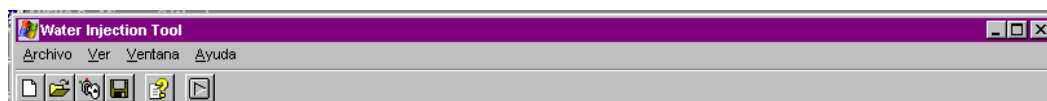
Una vez ha entrado al programa, se crea de manera automática un nuevo proyecto, si se desea trabajar sobre un archivo existente, simplemente se debe abrir utilizando la barra de herramientas que se encuentra ubicada a la izquierda o desde el menú archivo



El menú Archivo permite crear, abrir guardar un proyecto o salir del programa utilizando la interfase tradicional de Windows.



3. BARRA PRINCIPAL



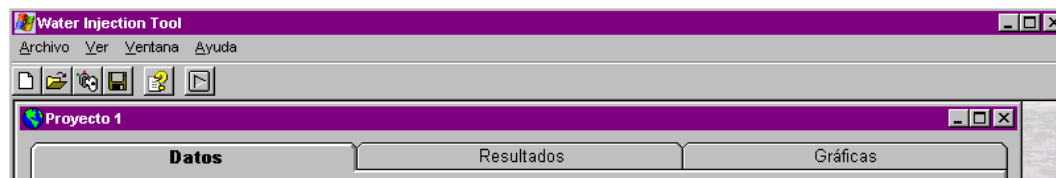
Los botones de esta barra se habilitan de manera automática, nos permite acceder a proyectos nuevos y seleccionar el tipo de método que deseamos utilizar.



Marcamos el método de nuestra elección y presionamos el botón aceptar.

4. FORMULARIO DE DATOS

Existen tres tipos de formularios que se activan al acceder alguno de los métodos.



El primero nos permite acceder a los datos de entrada, el segundo muestra la tabla de resultados y el tercero contiene las graficas generadas por el programa en base a la tabla de resultados.

4.1. DATOS

Para cada método hay un formulario de datos de entrada

Proyecto 1

Datos | Resultados | Gráficas

Nº	# Capas	K (md)
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		

Propiedades de los fluidos

μ_o (cp)

μ_w (cp)

B_o (Bbl/BF)

B_w (Bbl/BF)

Propiedades de la roca

ϕ (fracción)

k_o (md)

k_w (md)

S_{oi} (fracción)

S_{or} (fracción)

Datos de pozo y de diseño


q_w (BF/D)

Area (pie²)


h (pie)

Método de Dijkstra - Parsons

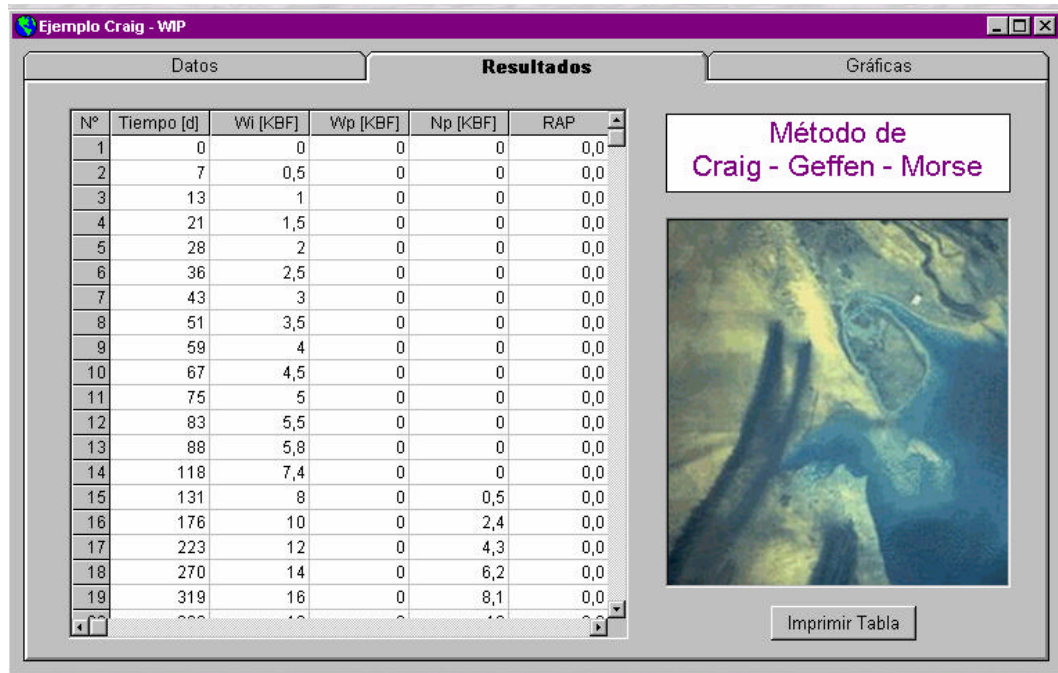
Ejemplo Buckley - WIP

Datos				Resultados		Gráficas	
Nº	Sw	Kro	Krw	Propiedades de los fluidos		Método de Buckley - Leverett	
1				μ_o (cp)			
2				μ_w (cp)			
3				Bo (Bbl/BF)			
4				Bw (Bbl/BF)			
5				Propiedades de la roca			
6				ϕ (fracción)			
7				k (md)			
8				Datos de pozo y de diseño			
9				Radio (ft)			
10				h (ft)			
11				qw (BF/D)			
12				RAP Econ.			
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							

Proyecto 8

Datos				Resultados		Gráficas	
Nº	Sw	Kro	Krw	Propiedades de los fluidos		Método de Craig - Geffen - Morse	
1				μ_o (cp)			
2				μ_w (cp)			
3				Bo (Bbl/BF)			
4				Bw (Bbl/BF)			
5				Propiedades de la formación			
6				Sgi			
7				Soi			
8				ϕ (fracción)			
9				k (md)			
10				h (ft)			
11				Area (acres)			
12				Datos de pozo y de diseño			
13				Radio (ft)			
14				Skin Inyec.			
15				P iny. (psi)			
16				P yac. (psi)			
17				q eco. (BF/D)			
18							
19							
20							

4.2. RESULTADOS

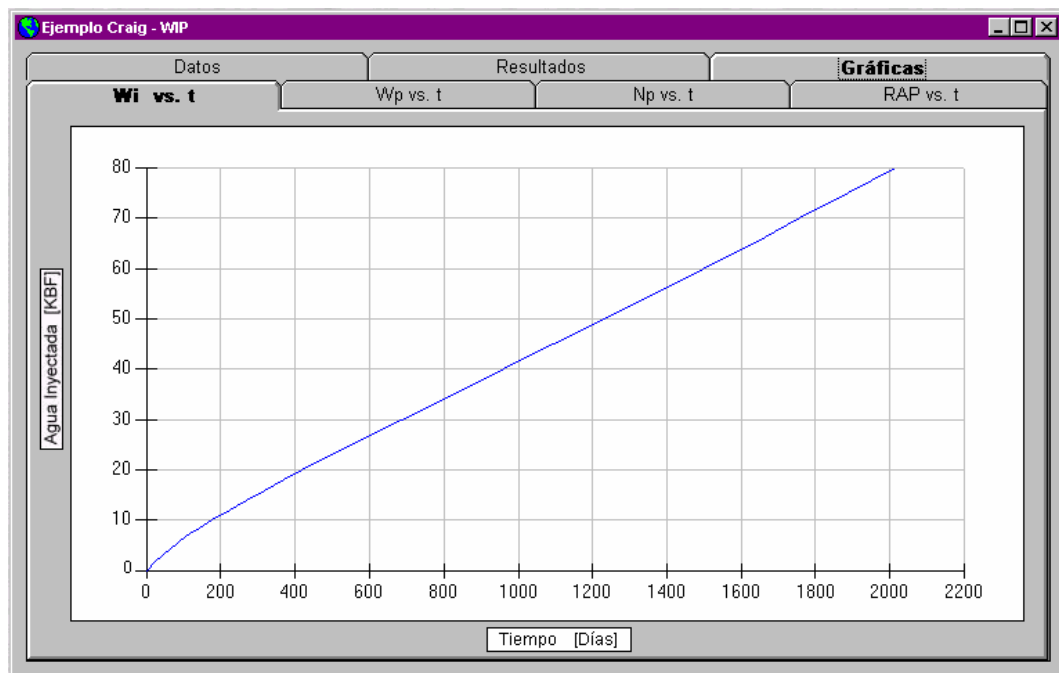


Las tablas se pueden imprimir en hoja tipo carta, doble columna para uso de trabajos u otras necesidades.

Imprimir Tabla

4.3. GRÁFICAS

Las graficas son generadas con la tabla de datos del formulario de resultados nos dan cuatro tipo de tablas todas contra tiempo que son W_i (Agua inyectada), W_p (Agua producida), N_p (Petróleo producido) y la Relación Agua – Petróleo donde todo esta en miles de barriles fiscales y el tiempo en días.



ANEXO C. VALIDACION DE LA HERRAMIENTA WIT vs. DATOS REALES

Para obtener credibilidad en los resultados futuros de la herramienta *software* es necesario validar la herramienta WIT contra datos reales obtenidos de la literatura:

1. Buckley, S.E., Leverett, M.C. Mechanism of fluid displacement in sands. Trans. AIME, 1942, VOLUMEN 146.
2. Craig, F.F. Jr., Geffen, T.M., Morse, R.A. Oil recovery performance of pattern gas or water injections operations from model tests. J.P.T., enero de 1955.
3. GOMEZ P., Martha, NARANJO, Carlos E. Sistematización de los modelos matemáticos usados en los métodos de predicción del comportamiento de la inyección de agua. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 1993.

Tabla. Datos para validación.

METODO DE BUCKLEY – LEVERETT	
PROPIEDAD	
m_o (Cp)	1.8
m_w (Cp)	0.9
B_o (Bbl/BF)	1.27
B_w (Bbl/BF)	1.06
f (Fracción)	0.210
K (m Darcy)	100
RADIO (Pie)	1000
ESPESOR (Pie)	40
Q_w (BF/día)	1000
RAP Económico	40

Fuente: GOMEZ P., L. Gonzalo. Recobro secundario desplazamiento con agua, pág. 60

Tabla. Datos para validación.

METODO DE DYKSTRA-PARSONS	
PROPIEDAD	
m_o (Cp)	35
m_w (Cp)	6
B_o (Bbl/BF)	1.36
B_w (Bbl/BF)	1
f (Fracción)	0.19
K_o (m Darcy)	56
K_w (m Darcy)	85
S_{oi} (Fracción)	0.68
S_{or} (Fracción)	0.31
AREA (Pie ²)	20
ESPESOR (Pie)	11
Q_w (BF/día)	150
RAP Económico	40

Fuente: GOMEZ P., L. Gonzalo. Recobro secundario desplazamiento con agua, pág. 124

Tabla. Datos para validación.

MÉTODO DE CRAIG-GEFFEN-MORSE	
PROPIEDAD	
m_o (Cp)	0.853
m_w (Cp)	0.375
B_o (Bbl/BF)	1.056
B_w (Bbl/BF)	1
f (Fracción)	0.16
K (m Darcy)	20
RADIO (Pie)	0.5
$P_{INY.}$ (PSI)	3200
$P_{YAC.}$ (PSI)	100
AREA (Pie ²)	40
ESPESOR (Pie)	1.5
$Q_{ECONOMICO}$ (BF/día)	2
S_{O_i} (Fracción)	0.7
S_{gr} (Fracción)	0.1

Fuente: CRAIG, Jr F., GEFFEN T., y MORSE, A. Oil Recovery performance of pattern gas or water injection operations from model test: Paper SPE 413-G.

METODO DE BUCKLEY – LEVERETT

Figura. Agua producida vs. Tiempo

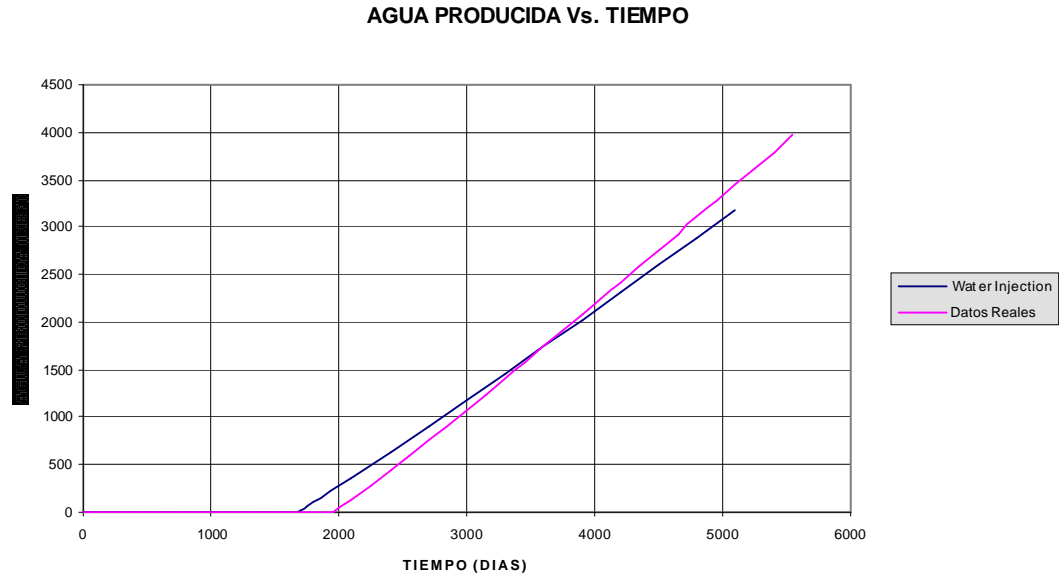


Figura. Petróleo producido vs. Tiempo

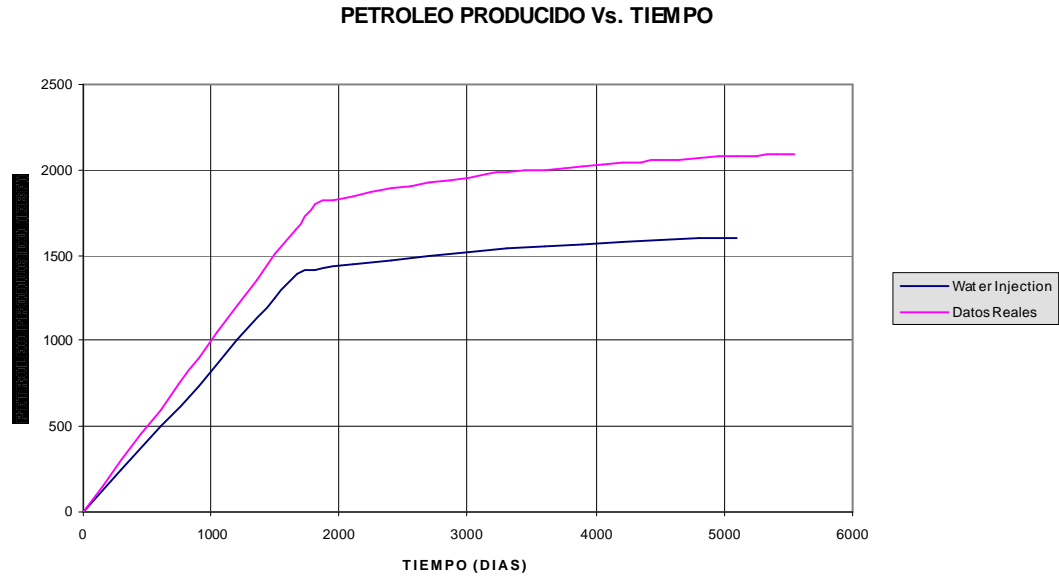
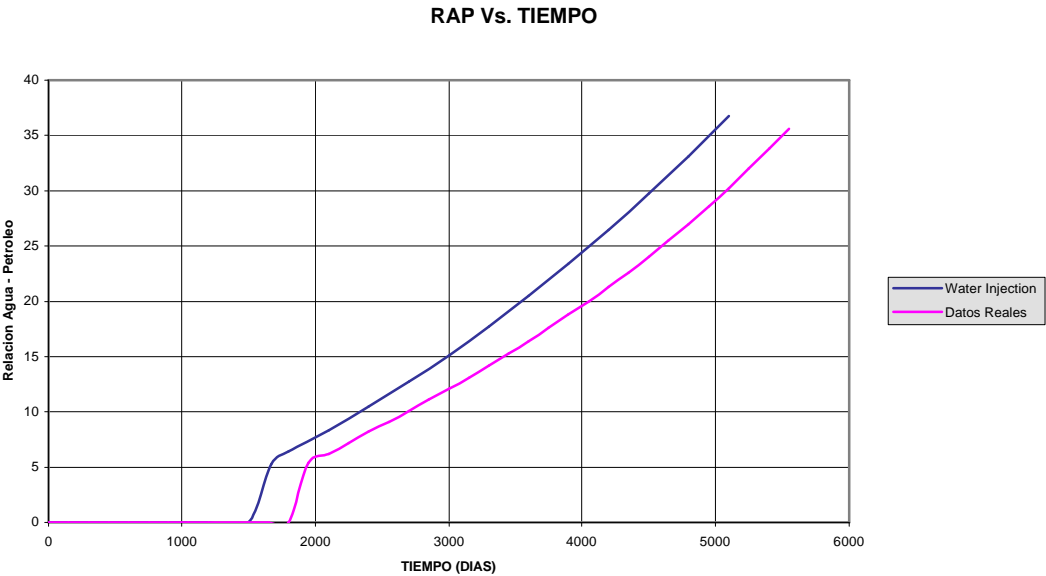


Figura. RAP vs. Tiempo



METODO DE DYKSTRA – PARSONS

Figura. Agua inyectada vs. Tiempo

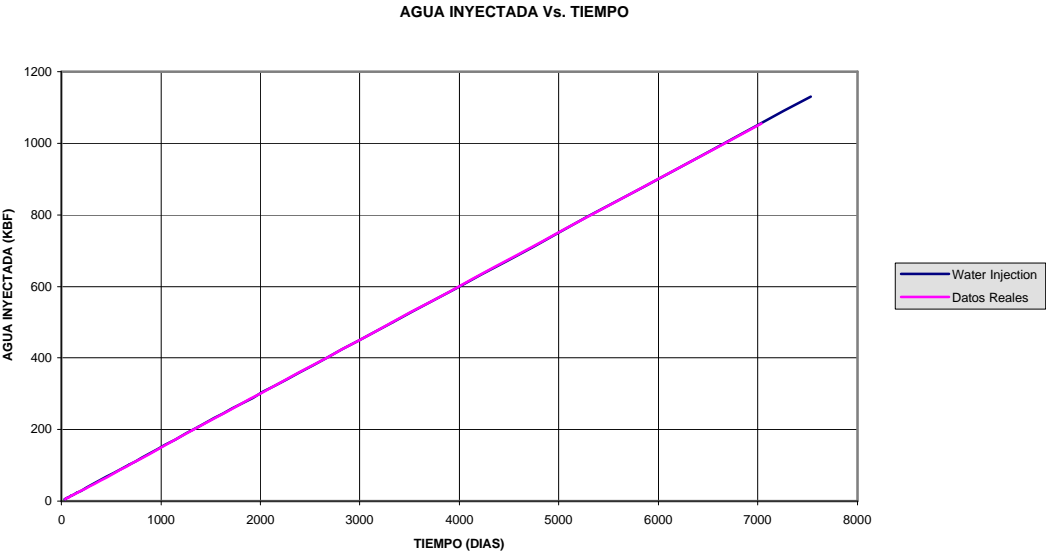


Figura. Petróleo producido vs. Tiempo

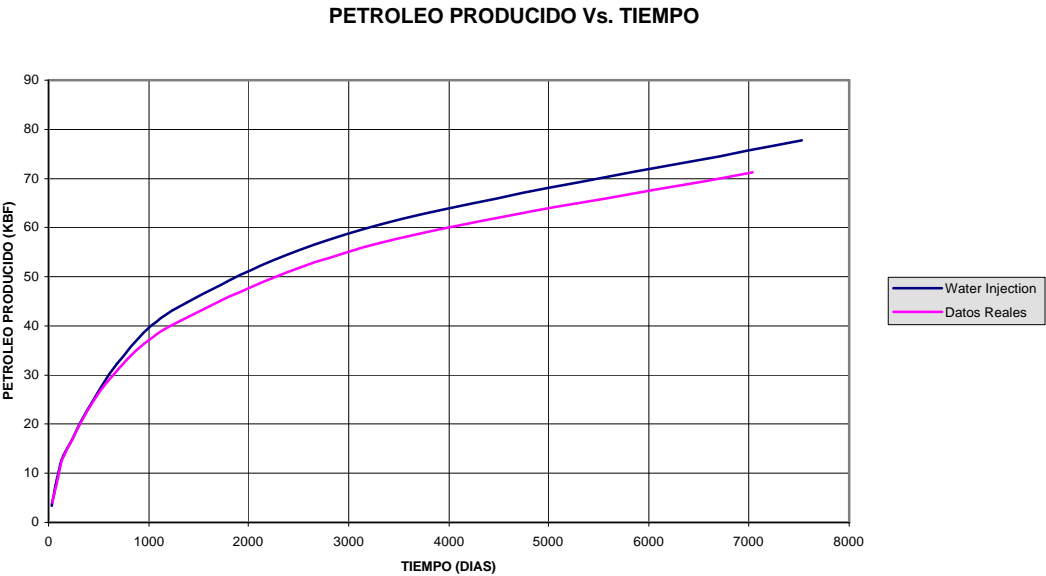
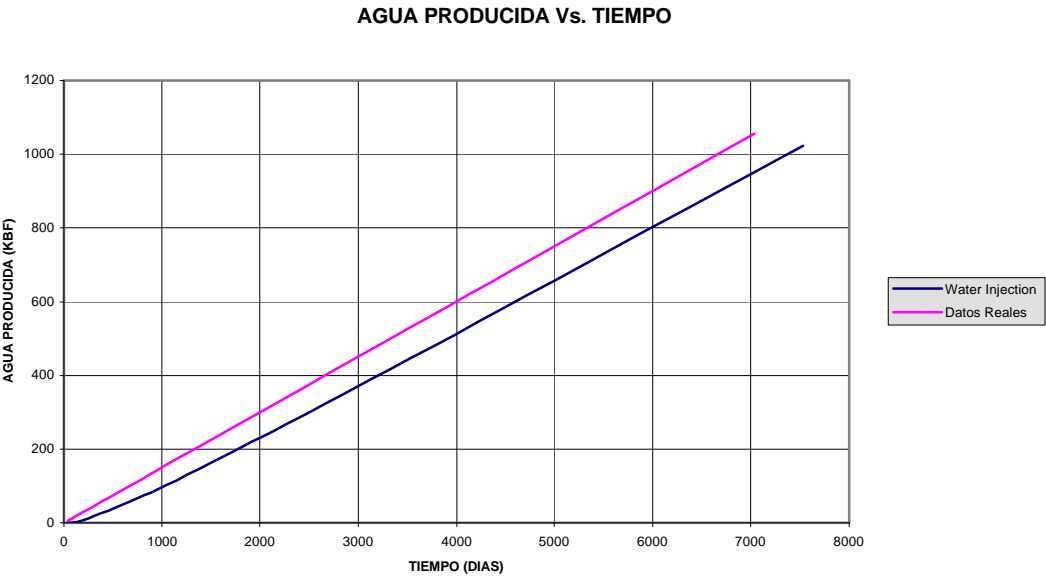


Figura. Agua producida vs. Tiempo



METODO DE CRAIG – GEFFEN – MORSE

Figura. Agua inyectada vs. Tiempo

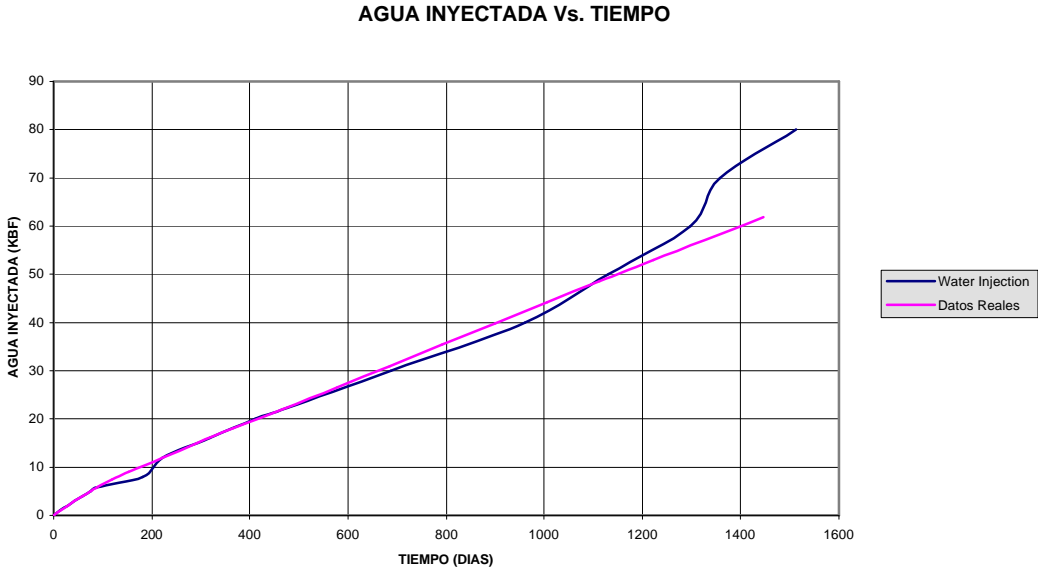


Figura. Agua producida vs. Tiempo

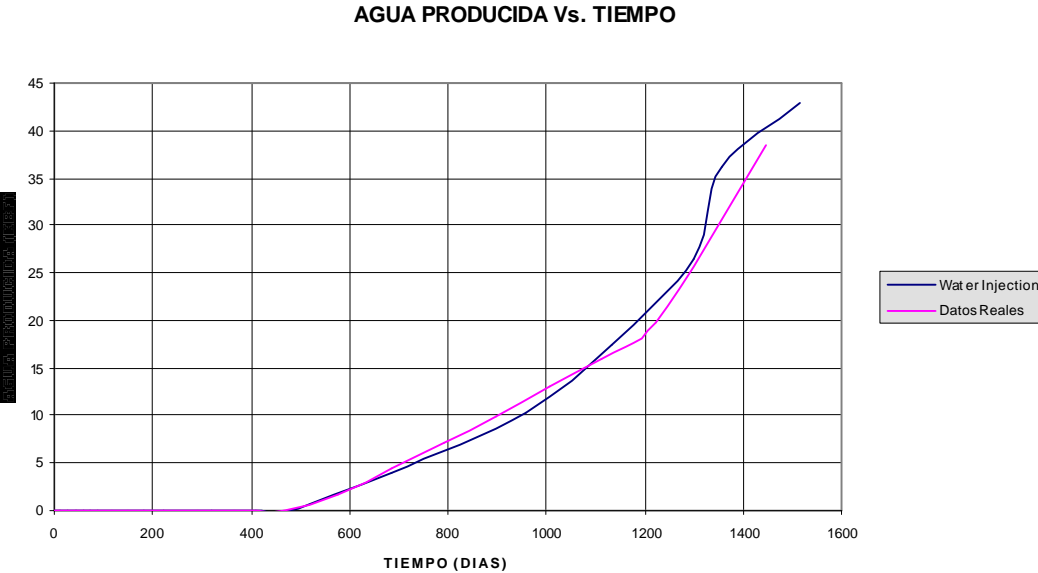


Figura. Petróleo producido vs. Tiempo

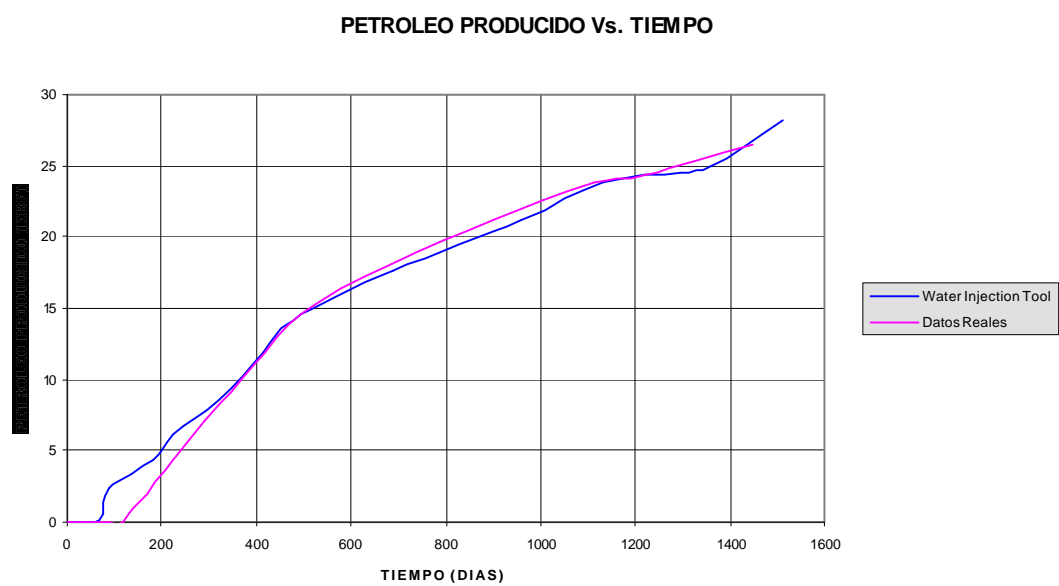


Figura. RAP vs. Tiempo

