

**ANÁLISIS INYECCIÓN – PRODUCCIÓN MEDIANTE AJUSTE HISTÓRICO  
USANDO LOS METODOS DE DYKSTRA – PARSONS Y STILES**

**JESSICA RENATA BARÓN PATIÑO  
HANS ALBERTO HERRERA NAVARRO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2006**

**ANÁLISIS INYECCIÓN – PRODUCCIÓN MEDIANTE AJUSTE HISTÓRICO  
USANDO LOS METODOS DE DYKSTRA – PARSONS Y STILES**

**JESSICA RENATA BARÓN PATÑO  
HANS ALBERTO HERRERA NAVARRO**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**M. Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO  
DIRECTOR**

**M. Sc. ANÍBAL ORDÓÑEZ RODRÍGUEZ  
CO - DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2006**

## **AGRADECIMIENTOS**

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

**DIOS**, por darnos la oportunidad de vivir y construir a partir de su voluntad.

**M. Sc., M. E. Samuel Fernando Muñoz Navarro**, Ingeniero de Petróleos, director del proyecto, por sus aportes, conocimiento, dedicación y orientación.

A los Ingenieros del Grupo de Recobro Mejorado **M.Sc. Aníbal Ordóñez, M.Sc. Claudia Soto Tavera, Diana Patricia Mercado, Róbinson Jiménez Díaz y Fernando Wilson Londoño Galvis**, por brindarnos soporte técnico y dirección en el desarrollo de esta tesis.

A los ingenieros **Publio Alejandro Sandoval y Rubén Castro**, por su gran aporte a este proyecto e innumerables sugerencias.

A la **Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander**, por su responsable labor y por hacer de nosotros excelentes profesionales y a los profesores por su ejemplo, conocimiento y dedicación.

**Al Grupo de Recobro Mejorado**, por hacer posible el desarrollo de la tesis en la investigación.

*Dedicatoria*

*A Dios*

*A mi Negrita*

*A mi Nene*

*A mi Abuelita*

*A Estebita*

*A mi Muñeca*

*Jessica Renata Barón Patiño*

*A aquel ente impalpable que siempre me ha acompañado,  
A mi madre Roque, fuente infinita de amor hacia este hijo aventurero, además  
de ser baluarte y soporte para mi formación humana y profesional,  
A mis hermanos Eileen, Erika y Nelson; por su amor y paciencia,  
A mis amigos, en especial a Víctor Baldovino, Ernesto Barrios, Guido  
Polo, Whilmar Vargas, Forge Diaz, Luis Terán, Tatiana Berna, Ibis  
Arias, Marcelys Gómez y todos los demás que un día me consideraron su amigo,  
no duden un segundo que otrora y aún, son amigos míos también.  
A la mar, por guardar a mi padre; al sol, que alegra mis días y a la pasión que  
guardo dentro me.*

*Hans*

## CONTENIDO

	<b>pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	1
<b><u>1. YACIMIENTOS HETEROGENEOS.....</u></b>	<b><u>3</u></b>
1.1. INTRODUCCIÓN.....	3
1.2. VARIACIÓN AREAL DE LA PERMEABILIDAD .....	4
1.3. VARIACIÓN VERTICAL DE LA PERMEABILIDAD .....	5
1.3.1. DETECCIÓN DE LA ESTRATIFICACIÓN.....	6
1.3.2. CUANTIFICACIÓN DE LA ESTRATIFICACIÓN. ....	7
1.3.2.1. Valor único de permeabilidad .....	7
1.3.2.2. Variación de la permeabilidad. ....	7
1.3.2.3. Coeficiente de Lorenz.....	10
1.4. EFICIENCIA DE BARRIDO VERTICAL .....	12
1.5. MÉTODOS DE PREDICCIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA.....	14
1.5.1. VARIABLES A CONSIDERAR EN UN MÉTODO DE PREDICCIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA .....	14
1.5.1.1. Distribución de la permeabilidad .....	14
1.5.1.2. Tasa de inyección o inyectividad.....	15
1.5.1.3. Eficiencia de barrido areal .....	15
1.5.1.4. Razón de movilidad .....	15
1.5.1.5. Mecanismo de desplazamiento .....	15
1.5.2. EFECTOS CONSIDERADOS EN UN MÉTODO DE PREDICCIÓN COMPLETO.....	15

1.5.3. CLASIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE PREDICCIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA.....	16
1.6. MÉTODO DE CRAIG –GEFFEN –MORSE .....	18
1.7. MÉTODO DE DYKSTRA – PARSONS .....	21
1.7.1. CONSIDERACIONES TEÓRICAS .....	22
1.7.1.1. Eficiencia Vertical.....	22
1.7.1.2. Relación agua – petróleo (WOR).....	32
1.7.2. PROCEDIMIENTO DEL MÉTODO .....	37
1.8. MÉTODO DE STILES .....	46
1.8.1. CONSIDERACIONES TEÓRICAS .....	47
1.8.1.1. Eficiencia Vertical (Ei).....	47
1.8.1.2. Relación Agua – Petróleo (WOR).....	51
1.8.1.3. Flujo Fraccional .....	54
1.8.2. PROCEDIMIENTO DEL MÉTODO .....	55
<u>2. AJUSTE HISTORICO Y ANALISIS INYECCIÓN – PRODUCCION DEL</u>	
<u>CAMPO CASABE BLOQUE III .....</u>	<u>64</u>
2.1. INTRODUCCIÓN.....	64
2.2. DYKSTRA – PARSONS Y STILES EN ASIA.....	65
2.2.1. MÉTODO DE DYKSTRA – PARSONS.....	65
2.2.2. MÉTODO DE STILES .....	67
2.2.3. AJUSTE HISTÓRICO EN ASIA 2005.....	69
2.2.3.1. Parámetros de ajuste .....	70
2.3. CAMPO CASABE .....	71
2.3.1. RESEÑA HISTÓRICA.....	71
2.3.2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL .....	73
2.3.3. HISTORIA DE PRESIONES .....	74
2.3.4. HISTORIA DE INYECCIÓN .....	75
2.4. AJUSTE HISTÓRICO USANDO LOS MÉTODOS DYKSTRA – PARSONS Y STILES.....	76

2.4.1. CAMPO CASABE BLOQUE III (ZONA B).....	76
2.4.2. PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	79
2.4.3. RESULTADOS DEL PROCESO DE AJUSTE HISTÓRICO. ....	79
2.4.3.1. Tasa inyección constante .....	80
2.4.3.2. Todos los estratos con igual porosidad .....	80
2.4.3.3. Grado de heterogeneidad del yacimiento.....	80
2.4.3.5. Multiplicador de área .....	82
2.5. PREDICCIÓN CON DYKSTRA – PARSONS Y STILES .....	85
<b><u>3. EFECTO DE LA SATURACIÓN DE GAS INICIAL EN EL RECOBRO POR INYECCIÓN DE AGUA.....</u></b>	<b><u>90</u></b>
3.1. INTRODUCCIÓN.....	90
3.2. SATURACIÓN INICIAL DE GAS EN YACIMIENTO .....	91
3.3. EFECTO DE LA SATURACIÓN INICIAL DE GAS EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA .....	92
3.3.1. REDISOLUCIÓN DEL GAS ATRAPADO .....	93
3.3.1.1. Presión de redisolución .....	95
3.3.2. PRESENCIA DE GAS ATRAPADO .....	97
3.3.2.1. Primera teoría.....	97
3.3.2.2. Segunda teoría.....	99
3.4. REDISOLUCIÓN DINÁMICA DEL GAS ATRAPADO EN LA INYECCIÓN DE AGUA: ANÁLISIS PVT.....	103
3.5. ANÁLISIS DEL EFECTO DE LA SATURACIÓN DE GAS INICIAL EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA, CASO CAMPO CASABE BLOQUE III.....	107
<b><u>4. CONECTIVIDAD HIDRÁULICA.....</u></b>	<b><u>115</u></b>
4.1. INTRODUCCIÓN.....	115

4.1. COEFICIENTE DE CORRELACIÓN (R) .....	116
4.2.1. PRUEBA DE HIPÓTESIS. ....	117
4.2.1.1. Procedimiento para probar una hipótesis. ....	118
La hipótesis nula y la hipótesis alternativa .....	118
Nivel de significación. ....	118
El valor estadístico de prueba. ....	119
La regla de decisión. ....	119
Toma de la decisión. ....	120
4.2.2. COEFICIENTE DE CORRELACIÓN VS. CONECTIVIDAD HIDRÁULICA. ....	121
4.2.3. CONECTIVIDAD HIDRÁULICA SOBRE CASABE BLOQUE III .....	123
4.2.3.1. Resultados. ....	124
4.3. CHEP <sup>6</sup> (CONECTIVIDAD HIDRÁULICA ENTRE POZOS) .....	126
4.3.1. TÉCNICA CHEP: DEFINICIÓN MATEMÁTICA .....	127
4.3.2. TÉCNICA CHEP SOBRE CASABE BLOQUE III. ....	129
4.3.2.1. Resultados. ....	130
4.4. COMPARATIVO ENTRE COEFICIENTE DE CORRELACIÓN Y CHEP: EVALUACIÓN DE LA CONECTIVIDAD HIDRÁULICA ENTRE POZOS .....	134
<u>5. CONCLUSIONES .....</u>	<u>138</u>
RECOMENDACIONES.....	140
BIBLIOGRAFIA.....	145
ANEXOS.....	148

## LISTA DE FIGURAS

	<b>pág.</b>
Figura 1. Distribución de las Permeabilidades	8
Figura 2. Distribución logarítmica normal de la permeabilidad	9
Figura 3. Distribución de la capacidad de flujo, yacimiento hipotético	11
Figura 4. Eficiencias de recobro por inyección de agua	13
Figura 5. Etapa 1, Método de CGM	19
Figura 6. Etapa 2, Método de CGM	20
Figura 7. Etapa 3, Método de CGM	20
Figura 8. Etapa 4, Método de CGM	21
Figura 9. Posición de los frentes de invasión durante un proceso de inyección.	23
Figura 10. Posición de los frentes de invasión de la capa dos cuando, la capa uno a llegado a tiempo de ruptura.	33
Figura 11. Valor de Permeabilidad	38
Figura 12. Ordenamiento decreciente de los valores de permeabilidad.	38
Figura 13. Grafica de petróleo producido Vs relación agua - petróleo	42
Figura 14. Hoja de cálculo de Excel, datos de entrada del método Dykstra – Parsons.	45
Figura 15. Hoja de cálculo de Excel, calculo de la Ei y el WOR del método Dykstra – Parsons.	45
Figura 16. Hoja de cálculo de Excel, tabla de resultados finales del método Dykstra – Parsons.	46
Figura 17. Posición de los frentes de invasión durante un proceso de inyección.	48
Figura 18. Curva de distribución de permeabilidades.	58
Figura 19. Curva de distribución de capacidades.	58
Figura 20. Hoja de cálculo de Excel, datos de entrada del método Stiles.	62

Figura 21. Hoja de cálculo de Excel, parámetros adimensionales del método Stiles.	63
Figura 22. Hoja de cálculo de Excel, tabla de resultados finales del método Stiles.	63
Figura 23. Selección del método Dykstra - Parsons	65
Figura 24. Tabla de resultados por cuarto de patrón.	66
Figura 25. Resultados totales del patrón completo de inyección	67
Figura 26. Tabla de resultados por cuarto de patrón.	68
Figura 27. Resultados totales del patrón completo de inyección	69
Figura 28. Área del modelo	70
Figura 29. Historia de producción del Campo Casabe	72
Figura 30. Bloques del Campo Casabe	73
Figura 31. Zonas de interés.	77
Figura 32. Patrones de inyección	78
Figura 33. Resultados por Dykstra – Parsons del pozo productor 377.	81
Figura 34. Sensibilidad del multiplicador de área.	83
Figura 35. Gráfica de producción de aceite y agua Vs. Tiempo del pozo productor 1045, sin ajustar.	84
Figura 36. Gráfica de producción de aceite y agua Vs. Tiempo del pozo productor 1045, después de disminuir el multiplicador de área.	84
Figura 37. Modelo de prueba	85
Figura 38. Predicción del factor de recobro, del modelo de prueba.	88
Figura 39. Predicción de la producción de agua, del modelo de prueba	88
Figura 40. Perfil de la Saturación durante una inyección de agua	93
Figura 41. Distribución del gas atrapado en yacimiento en procesos de inyección de agua.	94
Figura 42. Efecto de la saturación de gas inicial en la producción de aceite.	95
Figura 43. Efecto de la saturación de gas libre en el $S_{or}$ (Primera teoría propuesta por Cole).	98

Figura 44. Efecto de la saturación de gas libre en el $S_{or}$ , (Segunda teoría).	99
Figura 45. Relación de la Saturación de gas inicial y la saturación de gas atrapado.	101
Figura 46. Efecto de la saturación inicial de gas sobre la recuperación de aceite por medio del barrido con agua.	101
Figura 47. Efecto de la saturación de gas atrapado sobre la recuperación de aceite por la inyección de agua.	102
Figura 48. Gráfico típico de $B_o$ vs. $P$ cuando $P < P_b$ .	106
Figura 49. Sensibilidad a la $S_{gi}$ para el pozo productor 302.	109
Figura 50. Sensibilidad a la $S_{gi}$ para el pozo productor 9.	109
Figura 51. Variación de la saturación de aceite con respecto a la saturación de gas inicial para el pozo productor 302.	112
Figura 52. Variación de la saturación de aceite con respecto a la saturación de gas inicial para el pozo productor 9.	113
Figura 53. Variación de la saturación de aceite con respecto a la saturación de gas inicial para el pozo productor 1008.	113
Figura 54. Intensidad y dirección del coeficiente de correlación	116
Figura 55. Regiones para la prueba de hipótesis.	120
Figura 56. Comportamiento ideal inyección vs. Producción	121
Figura 57. Pozos campo Casabe Bloque III con Inyectores analizados con Conectividad Hidráulica.	123

## LISTA DE TABLAS

	<b>pág.</b>
Tabla 1. Clasificación de los métodos de predicción	17
Tabla 2. Datos básicos de presión, Campo Casabe	74
Tabla 3. Propiedades petrofísicas del campo Casabe bloque III (zona B).	79
Tabla 4. Propiedades del modelo de prueba.	86
Tabla 5. Parámetros a tener en cuenta en el proceso de predicción.	87
Tabla 6. Valores de los coeficientes $a_i$ de las ecuaciones 139 y 140.	103
Tabla 7. Patrones de inyección del campo Casabe bloque III analizados.	108
Tabla 8. Resultados obtenidos de petróleo producido, en cada patrón de inyección analizado.	111
Tabla 9. Estudio de Coeficiente de Correlación para pozos del Campo Casabe Bloque III.	124
Tabla 10. Propiedades de pozos inyectoras del campo Casabe Bloque III.	129
Tabla 11. Propiedades de los Pozos Productores	131
Tabla 12. Coeficiente de Correlación vs. CHEP en Casabe Bloque III	135

## LISTA DE ANEXOS

	<b>pág.</b>
ANEXO A. Manual del usuario ASIA 2005	149
ANEXO B. Valor critico coeficiente de correlación	192

**TITULO: ANALISIS INYECCION-PRODUCCION MEDIANTE AJUSTE HISTORICO USANDO LOS METODOS DYKSTRA-PARSONS Y STILES\***

**AUTORES: JESSICA RENATA BARÓN PATIÑO  
HANS ALBERTO HERRERA NAVARRO\*\***

**PALABRAS CLAVES:** ASIA, Ajuste Histórico, yacimientos heterogéneos, métodos Dykstra-Parsons y Stiles, Efecto de la Saturación de Gas Inicial, Conectividad Hidráulica.

**RESUMEN**

El software de simulación ASIA 2005 (Advanced System for Injection Analysis), es una herramienta de simulación de procesos de inyección de agua que utiliza el método CGM (Craig-Geffen-Morse) para realizar cálculos de predicción y ajuste sobre campos sometidos a inyección de agua. Debido a limitaciones teóricas de este método analítico de predicción, es necesario dotar de otras herramientas analíticas al software de simulación para una mayor aplicabilidad en campos sobre los cuales se aplique este método de recobro secundario.

Los métodos analíticos Dykstra-Parsons y Stiles se programaron al software de simulación ASIA encaminados a realizar procedimientos de ajuste histórico, oficiando Casabe Bloque III como campo base para esta investigación. Los nuevos métodos analíticos disponibles en ASIA también pueden ser usados en predicciones.

Una saturación de gas inicial ( $S_{gi}$ ) antes de iniciar un proyecto de inyección de agua afecta la producción de aceite y por lo tanto el factor de recobro; mediante el software de simulación ASIA, se observó de manera cuantitativa como se afecta la saturación de aceite y la producción de petróleo al encontrar una saturación de gas al iniciar la inyección de agua.

La conectividad hidráulica permite conocer la continuidad del medio poroso y qué tan favorables son las condiciones para que exista flujo de fluidos en el medio poroso entre dos pozos; mediante una técnica estadística llamada Coeficiente de Correlación que usa datos de inyección y producción se determinó la conectividad entre los pozos de algunos pozos del campo Casabe y se validó mediante otra técnica denominada Conectividad Hidráulica Entre Pozos (CHEP) la cual usa datos petrofísicos de los pozos interconectados y de las formaciones comunes entre ellos.

---

\* Proyecto de Investigación

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos; M.Sc. Samuel Muñoz Navarro.

**TITLE: INJECTION-PRODUCTION ANALYSIS THROUGH HISTORY MATCHING USING DYKSTRA-PARSONS AND STILES METHODS\***

**AUTHORS: JESSICA RENATA BARÓN PATIÑO  
HANS ALBERTO HERRERA NAVARRO\*\***

**KEYWORDS:** ASIA, History Matching, Heterogeneous reservoirs, Dykstra-Parsons and Stiles analytical methods, Effect of an Initial Gas Saturation, Hydraulic Connectivity.

**ABSTRACT**

ASIA 2005 (Advanced System for Injection Analysis) is a waterflooding processes software, which uses the CGM (Craig-Geffen-Morse) analytical method for history matching and forecasts analysis over waterflooding field projects. Due to theoretic limitations of the CGM method, it became necessary to supply ASIA 2005 with new analytical tools making bigger the software applicability in fields with secondary recovery projects.

The Dykstra-Parsons and Stiles analytical methods were programmed to the software ASIA in order to make history matching procedures, where Casabe Bloque III field was the basic field for this research. The new ASIA analytical methods are also able to make forecasts analysis.

An initial gas saturation ( $S_{gi}$ ) before starting a waterflooding project, directly affects the oil production and, in consequence, the recovery factor. Through the ASIA was quantitatively observed how the oil saturation and production is affected when initial gas saturation is present in waterflooding projects.

The hydraulic connectivity allows to have an idea of porous media continuity and how favorable are the conditions which fluid flow exists between two wells, through a statistic technique named Coeficiente de Correlación, that uses injection and production data, was determined connectivity of some wells from Casabe Bloque III field and validates through another technique named Conectividad Hidráulica Entre Pozos (CHEP), which uses petrophysical data from interconnected wells and sands.

---

\* Under Graduate Project

\*\* Faculty of Physic-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School; M.Sc. Samuel Muñoz Navarro.

## INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de hidrocarburos presentan grandes variaciones en sus propiedades petrofísicas a causa de las diferencias en los medios ambientes sedimentarios y de los eventos posteriores, dada particularidad representa un reto de caracterización de los mismos, si se tiene en cuenta que al realizar una simulación de yacimientos, esta caracterización constituye un factor crítico en cuanto al proceso de simulación de yacimientos y lo que a técnicas de recobro se refiere.

El éxito de la implementación de técnicas de recobro en proyectos a gran escala ha alcanzado dependencia fundamental en la simulación de estas técnicas, debido a que permite hacer estimativos de todos los aspectos económicos del proyecto de recobro a implementar; una buena simulación depende de la correcta conformación de los modelos estático y dinámico para que de esta manera se pueda reflejar con gran exactitud los parámetros de operación del proceso sobre los cuales debe llevarse a cabo el proyecto de inyección y así obtener la mejor rentabilidad.

El Instituto Colombiano del Petróleo desarrollo un software de simulación llamado ASIA (Advanced System for Injection Analysis), el cual utiliza el método analítico CGM Craig-Geffen-Morse para hacer ajuste histórico y predicciones, limitando al software a las propias consideraciones teóricas a las cuales se ajusta al método analítico. Una de estas limitaciones es la poca aplicabilidad a yacimientos heterogéneos, por lo cual surgió la necesidad de implementar nuevas técnicas analíticas al software ASIA 2005, como son los métodos Dykstra-Parsons y Stiles

De igual modo, fue necesario estudiar otros aspectos encontrados al iniciar un proyecto de inyección de agua como es el estudio del efecto que representa encontrar una saturación de gas inicial en yacimiento; para lo cual se emplearon las ecuaciones de balance de materia, debido a que proporcionan herramientas fundamentales para la interpretación y análisis analítico de fenómenos que ocurren en los yacimientos de petróleo. La existencia de una saturación de gas inicial al comienzo de un proceso de inyección de agua es bastante común en los yacimientos, afecta directamente el recobro de aceite y por lo tanto afectará la economía del proyecto de inyección de agua.

Otra característica encontrada en procesos de inyección de agua es conectividad hidráulica, que teóricamente representa la continuidad de las arenas interconectadas entre dos pozos para las cuales pueda existir flujo de fluidos entre ellos, es un concepto en relativo desarrollo y sobre el cual se pueden realizar innumerables estudios; como los análisis que se presentan de este concepto bajo dos diferentes técnicas; una técnica estadística propuesta (Coeficiente de Correlación) y una establecida como la es Conectividad Hidráulica Entre Pozos (CHEP).

Los estudios presentes en este trabajo fueron desarrollados sobre información del campo Casabe Bloque III, de especial interés para el Instituto Colombiano del Petróleo debido al creciente desarrollo de proyectos sobre campos maduros en Colombia y en el mundo.

# 1. YACIMIENTOS HETEROGENEOS

## 1.1. Introducción

Para estudios teóricos, se considera un yacimiento de hidrocarburo como un sistema poroso homogéneo de un solo estrato. Sin embargo en la naturaleza se encuentran yacimientos que están muy lejos de ser homogéneos tanto en el sentido horizontal, como en el vertical; esto debido a los cambios en el medio ambiente en donde se ha llevado a cabo el proceso de deposición de los sedimentos para una posterior compactación, dolomitización y cementación, dando como resultado un yacimiento con propiedades como porosidad, permeabilidad, mojabilidad etc., no uniformes, esto es a lo que se le llama heterogeneidad del yacimiento.

La heterogeneidad del yacimiento es uno de los factores que más influyen en el buen desempeño de un proyecto de inyección de agua, que se ve reflejado en la eficiencia con que el agua desplazará el aceite, así mismo este es el efecto más difícil de evaluar; para ello se debe determinar y cuantificar las variaciones de la permeabilidad tanto arealmente como verticalmente.

Cuando existe variación vertical de la permeabilidad, se considera que el yacimiento está formado por estratos de distinta permeabilidad, lo que causa que los fluidos que se mueven a través de ellos lo hagan a distintas velocidades, de esta manera al querer analizar el posible comportamiento de un proceso de inyección de agua que se quiere implementar en el yacimiento, es necesario

emplear métodos analíticos que tengan en cuenta la heterogeneidad del yacimiento y de esta manera poder realizar pronósticos confiables del proceso.

## **1.2. Variación areal de la permeabilidad<sup>1</sup>.**

Los cambios areales de la permeabilidad afectan la distribución de la presión y la velocidad de los fluidos a lo largo del medio de flujo, y de esta manera se afecta el barrido areal. Estas variaciones areales de la permeabilidad tienden a afectar en menor grado los resultados de un proceso de inyección que las variaciones verticales de la permeabilidad; ya que generalmente manejamos areniscas, las cuales muestran una alta continuidad lateral sobre un área relativamente grande. Esto no implica que las variaciones areales de la permeabilidad no sean importantes, por el contrario, cambios en el medio ambiente o en el proceso de depositación, compactación, procesos tectónicos (los cuales pueden causar fracturas), o el proceso de cementación pueden causar grandes áreas en donde varíe la permeabilidad del yacimiento, lo cual influirá en la selección del patrón de inyección y en la predicción del desempeño del proceso. El problema más severo lo implica las fracturas y la permeabilidad direccional, que en las rocas carbonatadas son particularmente difíciles de describir, ya que mucho del desarrollo de la permeabilidad ocurre después de la depositación debido a la solución, dolomitización, recristalización etc; esto influirá en la obtención de resultados confiables de la predicción del proceso de inyección de agua.

Los métodos que se emplean para detectar y cuantificar la variación areal de la permeabilidad son:

- Estudios detallados de litología.

- Pruebas de transientes de presión, para obtener una medida de: la distancia a una falla o otra barrera impermeable, las variaciones laterales de permeabilidad y la presencia, dirección y magnitud de los sistemas de fracturas naturales.
- Comportamiento de la producción e inyección.
- Mapeo de datos de corazón, de registros y de pruebas de pozo.

El efecto de la variación areal de la permeabilidad en el desempeño de un proceso de inyección de agua, se puede explicar al determinar este efecto en la eficiencia de barrido areal. Hay varias posibilidades para realizar este estudio como son:

- Simulación numérica: probablemente es la mejor aproximación, pero los resultados dependen de la calidad y cantidad de los datos de entrada.
- Analogías: basado en el comportamiento de yacimientos con similares características, para de esta manera extrapolar el desempeño.

### **1.3. Variación vertical de la permeabilidad<sup>1</sup>**

Se ha encontrado yacimientos que presentan muchas capas diferentes en la sección vertical, exhibiendo un alto contraste de propiedades, esta estratificación puede ser resultado de muchos factores como, los cambios en el medio ambiente, cambios en el origen de depositación, etc.

La inyección de agua en un sistema estratificado, preferiblemente entrará en las capas de alta permeabilidad y se moverá con alta velocidad, como consecuencia de ello habrá rompimiento del agua en estas zonas y una fracción significativa de

la zona, con baja permeabilidad quedara sin ser barrida por el agua, es decir una gran porción del yacimiento que contiene aceite quedara sin ser tocada por el agua, por lo tanto es muy importante detectar la estratificación y cuantificar su efecto para si poder determinar el final del proceso de recobro.

**1.3.1. Detección de la estratificación<sup>1</sup>.** Dentro de áreas pequeñas por ejemplo en cada pozo, los registros y datos de corazón dan una buena descripción de la variación vertical en cuanto propiedades, información adicional es obtenida de pruebas de trasiente de presión, registros de producción y del comportamiento de los pozos productores e inyectores.

Si un estrato en particular se presenta en varios pozos, nosotros podemos estimar que esto es semejante entre los pozos, si por el contrario el pozo no puede ser rastreado de pozo a pozo, podemos tener una idea que esto no es semejante entre pozos y la predicción del comportamiento llegara a ser muy difícil.

Algunos autores<sup>2,3</sup> han propuesto examinar los afloramientos de la formación para obtener información sobre el grado de estratificación, la extensión lateral de las fracturas de las lutitas y la continuidad de las zonas de permeabilidad específica. Indudablemente, este es un medio excelente para que el ingeniero visualice realmente el tipo de formación que está barriendo, Sin embargo, es dudosa su utilidad cuantitativa. Nunca puede estarse seguro de que el medio sedimentario y la variación posterior de la porosidad del yacimiento propiamente dicho, se hayan duplicado en la parte del afloramiento.

Los métodos para cuantificar la variación de la permeabilidad vertical asumen que cada estrato exhibe continuidad areal sobre la porción del yacimiento que será estudiada, esto puede envolver el yacimiento entero o simplemente los pozos dentro de un solo patrón de inyección.

**1.3.2. Cuantificación de la estratificación.** Existen varias técnicas para cuantificar el efecto de la estratificación de la permeabilidad en el comportamiento de la inyección y producción en un sistema de inyección de agua, algunas de estas técnicas son:

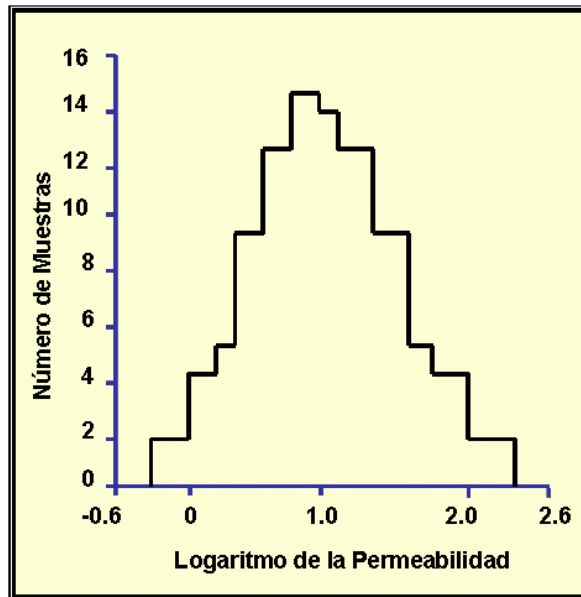
**1.3.2.1. Valor único de permeabilidad.** Warren y Price<sup>4</sup> demostraron experimentalmente que el comportamiento más probable de un sistema heterogéneo, se acerca al de un sistema uniforme con una permeabilidad igual a la media geométrica. La media geométrica es:

$$\bar{K} = \sqrt[n]{K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \times \dots \times K_n} \quad (1)$$

También puede demostrarse analíticamente que la media de una distribución logarítmica normal es la media geométrica. La media geométrica es el único valor de permeabilidad recomendado para caracterizar una formación.

**1.3.2.2. Variación de la permeabilidad.** Law<sup>5</sup> demostró que las permeabilidades de la roca tienen generalmente una distribución logarítmica normal. Esto quiere decir que al graficar el número de muestras de cualquier gama de permeabilidades contra los valores del logaritmo de la permeabilidad se obtendrá la conocida curva en forma de campana, como se puede observar en la figura 1.

**Figura 1.** Distribución de las Permeabilidades



**Fuente:** Statistical approach to the interstitial heterogeneity.

Luego con el objeto de medir el efecto de la estratificación de la permeabilidad sobre las predicciones de la inyección de agua, Dykstra y Parsons usaron la distribución logarítmica normal de la permeabilidad de la roca del yacimiento, comúnmente hallada. Su término “*Coficiente de Variación de la Permeabilidad*” se abrevia frecuentemente en el término “*variación de la Permeabilidad.*”.

Estadísticamente, el coeficiente de variación (**V**) se define de la siguiente forma:

$$V = \frac{\sigma}{\bar{X}} \quad (2)$$

Donde:

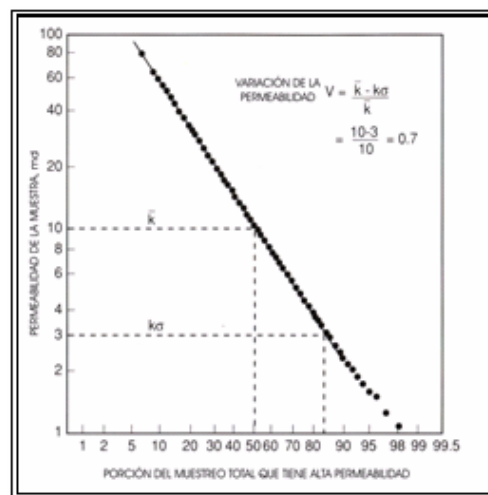
$\sigma$  = desviación estándar.

$\bar{X}$  = valor medio de X

En la distribución normal, el valor de  $\sigma$  es tal que el 15.9% de las muestras tienen valores de X inferiores a  $(\bar{X} - \sigma)$  y, el 84.1% de las muestras tienen valores de X inferiores a  $(\bar{X} + \sigma)$ .

Dykstra y Parsons<sup>6</sup> propusieron que los valores de la permeabilidad tomados de los análisis de núcleos deben disponerse en orden descendente. Se calcula el porcentaje del número total de valores de permeabilidad que excedan cada renglón de la tabulación, a continuación estos valores se grafican en papel logarítmico de probabilidades figura 2. Se traza la mejor línea recta a través de los puntos, dando mayor validez a los puntos centrales que a los distantes.

**Figura 2.** Distribución logarítmica normal de la permeabilidad



**Fuente:** Recobro Secundario Desplazamiento con Agua. GOMEZ P. Luis Gonzalo, 1989.

De esta forma, la variación de la permeabilidad es:

$$V = \frac{\bar{K} - K_{\sigma}}{\bar{K}} \quad (3)$$

Donde:

$\bar{K}$  = permeabilidad media, que es igual al valor de la permeabilidad con 50% de probabilidades.

$K_{\sigma}$  = permeabilidad con 84.1% de la muestra acumulativa.

En el sentido estadístico la ecuación 3 se transformará en la siguiente ecuación:

$$V = \frac{\log \bar{K}_{50\%} - \log K_{\sigma 84.1\%}}{\log \bar{K}_{84.1\%}} \quad (4)$$

Sin embargo, Dykstra – Parsons propusieron una forma aproximada:

$$V = \frac{K_{50\%} - K_{84.1\%}}{K_{50\%}} \quad (5)$$

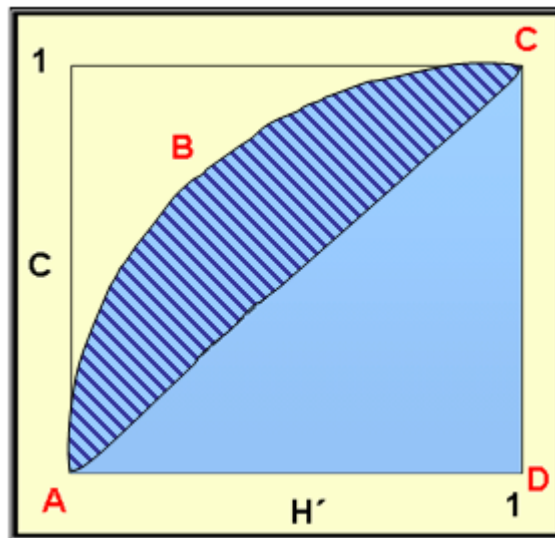
Los valores de la variación de la permeabilidad van desde cero hasta uno, teniendo un sistema completamente uniforme un valor de cero.

**1.3.2.3. Coeficiente de Lorenz.** Otro método que expresa la variación de la permeabilidad vertical utilizando la distribución de la capacidad de Stiles, es una curva que relaciona la fracción de la capacidad acumulada (C) con la fracción del espesor acumulado (H'); fue presentada en 1950 por Schmalz y Rahme<sup>7</sup>. Ellos observaron que el área entre la curva de distribución de capacidad y la diagonal, es una medida de la heterogeneidad del yacimiento, esto se muestra

en la figura 3. Con lo cual se definió el coeficiente de heterogeneidad de Lorenz como:

$$\text{Coef. de Lorenz} = \frac{\text{área ABCA}}{\text{área ADCA}} \quad (6)$$

**Figura 3.** Distribución de la capacidad de flujo, yacimiento hipotético



**Fuente:** BARÓN, J. R. ; HERRERA, H.

Y de esta manera se puede cuantificar el grado de heterogeneidad de un yacimiento, de acuerdo con esto, un yacimiento completamente homogéneo tendrá un CL de 0 y un valor de 1 para el máximo grado de heterogeneidad. Los valores de CL comprendidos entre estos dos valores, indican el grado de heterogeneidad o de homogeneidad de cada yacimiento en particular.

El método presenta una limitación al no ser el coeficiente de Lorenz único al llevarlo a la práctica, ya que varias distribuciones diferentes de permeabilidad pueden presentar el mismo valor de coeficiente.

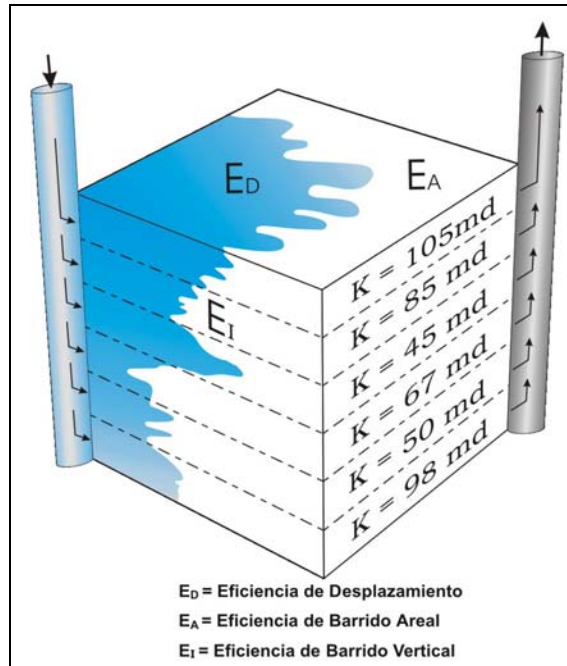
#### **1.4. Eficiencia de Barrido Vertical<sup>8</sup>**

Como consecuencia de la falta de uniformidad de las permeabilidades en la dimensión vertical, todo fluido inyectado se moverá en un frente irregular. En las partes más permeables del yacimiento, el agua inyectada se moverá rápidamente y en las partes menos permeables, su movimiento será más lento. Una medida de la uniformidad de la invasión de agua es la eficiencia de desplazamiento vertical ( $E_v$ ); también se le denomina la eficiencia de invasión.

Esta definida como el área de la sección transversal con la que hace contacto el fluido inyectado, dividida entre el área de la sección transversal, incluidas todas las capas que quedan detrás del frente del fluido inyectado. La eficiencia de desplazamiento vertical es una medida del efecto bidimensional (en la sección transversal vertical) de la falta de uniformidad del yacimiento.

Esta eficiencia está esquematizada en la figura 4. Se puede ver en el corte seccional de la figura diferentes capas con diferentes permeabilidades. Suponiendo que se inyecta a la misma presión en todas las capas y que en la capa de 105 md el agua barre toda la capa un año, en la capa de 50 md el agua barrería la capa en poco más de dos años.

**Figura 4.** Eficiencias de recobro por inyección de agua



**Fuente:** Integrated Waterflood Asset Management. THAKUR Ganesh y SATTER Abdus. 1998.

Hay varios factores que afectan la eficiencia de barrido vertical, tales como la variación vertical de permeabilidades horizontales, la diferencia de gravedad, la saturación inicial de gas, la presión capilar, la relación de movilidad, el flujo cruzado y las tasas de inyección. La relación de movilidad, la variación vertical de permeabilidades horizontales y las tasas de inyección, son las variables que más afectan la eficiencia de barrido vertical. La eficiencia de barrido vertical es muy difícil de determinar, debido a que no se tiene un número limitado de puntos de control en el yacimiento.

## **1.5. Métodos de predicción de inyección de agua<sup>9</sup>**

Un método de predicción de inyección de agua es la aplicación de un conjunto de ecuaciones que simulan el comportamiento de un yacimiento sometido a inyección de agua.

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 un proyecto de inyección de agua, es decir la recuperación total a ser obtenida, tasas de producción de petróleo antes y después de la ruptura y tasas de inyección y producción de agua antes y después de la ruptura.

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.

**1.5.1. Variables a considerar en un método de predicción de inyección de agua.** Los métodos de predicción existentes hasta el momento buscan simular la influencia de una o más variables, las cuales se conoce afectan el comportamiento de un yacimiento sometido a inyección de agua, estas variables que deben estar contenidas en un método de predicción para que se considere completo se presentan a continuación.

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

**1.5.1.2. Tasa de inyección o inyectividad.** 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.

**1.5.1.3. Eficiencia de barrido areal.** Es la fracción de área horizontal del yacimiento que es invadida por el fluido desplazante. Esta depende principalmente de las propiedades relativas del flujo de aceite y agua y del patrón de inundación usado en el yacimiento.

**1.5.1.4. 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. Entre menor sea este valor, más efectivo será el proceso de inyección de agua.

**1.5.1.5. Mecanismo de desplazamiento.** Esta variable actúa para forzar al petróleo a salir, hacia los pozos productores adelante del frente de invasión.

**1.5.2. Efectos considerados en un método de predicción completo<sup>9</sup>.** Un método de predicción perfecto considera los siguientes efectos:

➤ **Efecto del flujo de fluidos:** Los efectos del flujo de fluidos incluyen la influencia de las diferentes características de permeabilidad relativa agua – aceite, según difieren de un yacimiento a otro como resultado de la mojabilidad, la distribución de las dimensiones de los poros y las saturaciones congénita. Se incluiría un frente de invasión (es decir, de una zona en la aumenta abruptamente la saturación de agua), así como la consideración de cualquier aceite fluyente detrás del frente de invasión y el cambio resultante en la conductividad del fluido a medida que avanza la invasión. También se tomaría en cuenta en el método

perfecto de predicción la posible presencia de una saturación inicial de gas, formada por el agotamiento del empuje de gas disuelto.

➤ **Efecto del patrón de inyección:** Los efectos del arreglo de los pozos considerados por el método perfecto de predicción, serían el de la relación de movilidad sobre la eficiencia areal de barrido a la surgencia del agua y también sobre el incremento del área barrida posteriormente a la surgencia, con una inyección continuada de agua. El método perfecto de predicción no se limitaría a unos cuantos modelos o a ciertos arreglos de pozos de inyección y producción, sino que también podría predecir el comportamiento de las inyecciones periféricas y de las inyecciones en pozos localizados irregularmente.

➤ **Efectos de heterogeneidad:** Los efectos de heterogeneidad previstos por el método perfecto, incluirían las variaciones areales y verticales de la permeabilidad. También se incluirían consideraciones del flujo cruzado entre segmentos adyacentes de diferente permeabilidad y también la existencia de alguna discreta y aislante barrera al flujo. Desde luego, este método de predicción consideraría la influencia de los efectos de la viscosidad, la capilaridad y la gravedad sobre el movimiento de los fluidos.

Un método de predicción con las características descritas anteriormente producirá una concordancia entre el comportamiento predicho y el real, pero requeriría también información detallada de la estructura del yacimiento, probablemente más de la que actualmente tenemos en cualquier yacimiento.

### **1.5.3. Clasificación de los métodos de predicción de inyección de agua<sup>9</sup>**

Los métodos de predicción se clasifican según el fenómeno que ellos intenten simular. La clasificación resultante es mostrada en la tabla 1, donde los métodos básicos son listados junto con sus modificaciones.

Los métodos que serán tratados son considerados los de mayor aplicabilidad, por su habilidad para predecir el comportamiento de la inundación con agua.

**Tabla 1.** Clasificación de los métodos de predicción

<b>MÉTODO BASICO</b>	<b>MODIFICACIÓN</b>
<b>I. MÉTODOS APLICADOS A HETEROGENEIDAD DE LA FORMACIÓN E INYECTIVIDAD</b>	
1. Dykstra - Parsons (1948)	Jonson (1956)
	Felsenthal - Cobb - Heuer (1962)
2. Stiles (1948)	Schmalz - Rahme (1950)
	Arps (1956)
	Ache (1957)
	Slider (1961)
	Jonson (1964)
3. Suder - Calhoun (1949)	Muskat (1950)
<b>II. MÉTODOS APLICADOS A LA EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL</b>	
1. Muskat (1946)	
2. Hurst (1953)	
3. Atlantic - Richfield (1952 - 1959)	
4. Aronofsky (1952 - 1956)	
5. Deppe - Hauber (1961 - 1964)	
<b>III. MÉTODOS RELACIONADOS CON EL PROCESO DE DESPLAZAMIENTO</b>	
1. Buckley - Leverett (1942)	Welge (1952)
	Craig - Geffen - Morse (1953)
	Roberts (1959)
	Higgins - Leighton (1960)
<b>IV. MÉTODOS COMBINADOS</b>	
1. Mecanismo de Desplazamiento – Variación de la permeabilidad	
Roberts (1959)	
2. Mecanismo de Desplazamiento – Barrido Areal	

Craig - Geffen - Morse (1952)	
Higgins - Leighton (1960)	
3. Desplazamiento - Barrido areal y Heterogeneidad de la formación	
Wasson - Schrider (1968)	
4. Barrido areal – Inyectividad	
Prats y otros	
<b>V. MÉTODOS TEÓRICOS</b>	
1. Douglas - Blair - Wagner (1957)	
2. Hiatt (1958)	
3. Douglas – Peaceman - Rachford (1959)	
4. Naar - Henderson (1961)	
5. Warren - Cosgrove (1963)	
6. Morel – Seytoux (1964)	
<b>VI. MÉTODOS EMPIRICOS</b>	
1. Guthrie - Greenberger (1955)	
2. Schauer (1957)	
3. Guerrero - Earlougher (1958)	
4. Khan (1968)	

**Fuente:** GOMEZ, M.P. Y NARANJO, C.E.: Sistematización de los matemáticos usados en los métodos de predicción del comportamiento de la inyección de agua.

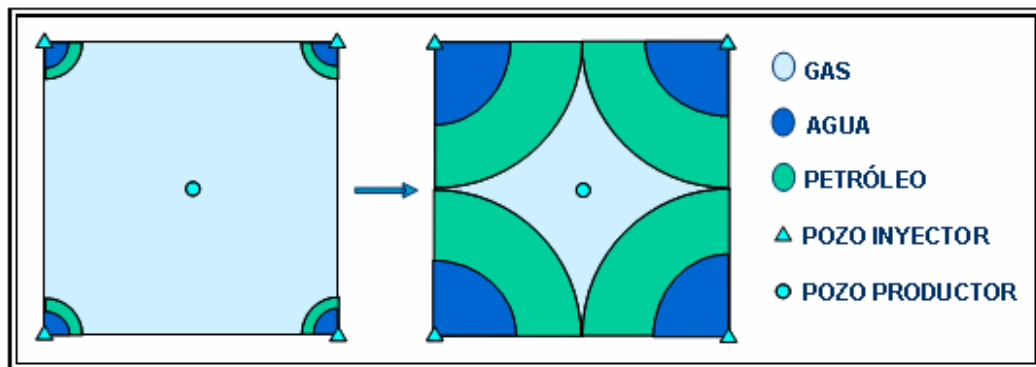
### 1.6. Método de Craig –Geffen –Morse<sup>10</sup>

El método de Craig-Geffen-Morse es una técnica de predicción en estado estable. Combina efectos de eficiencia de barrido, mecanismos de desplazamiento, estratificación e inyectividad variable para la predicción del funcionamiento de la inyección de agua en patrones de cinco puntos. El método es válido con o sin capa inicial de gas. El método asume 100% de eficiencia de barrido vertical en cada estrato del yacimiento.

El método de CGM utiliza cuatro etapas las cuales son descritas a continuación:

**Etapa 1:** Esta etapa comprende desde el inicio de la inyección hasta el encuentro de los bancos de aceite que son formados alrededor de los pozos inyectores (Fig.5). Al encuentro de los bancos de aceite se le llama *interferencia*. La etapa 1 ocurre cuando hay capa de gas inicial al inicio de la inyección. La producción de petróleo durante este periodo de tiempo es primaria, ya que no existe producción secundaria en esta parte de la inyección.

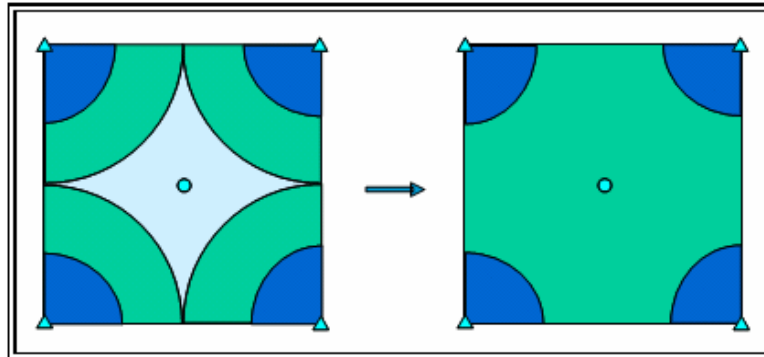
**Figura 5.** Etapa 1, Método de CGM



**Fuente:** BARÓN, J. R. ; HERRERA, H.

**Etapa 2:** Este periodo se extiende desde la interferencia hasta *fillup* (Fig. 6). El *fillup* es el momento en el cual el volumen de gas libre es desplazado por el agua inyectada, entonces, la saturación de gas se hace cero. Únicamente hay producción primaria de aceite en esta etapa.

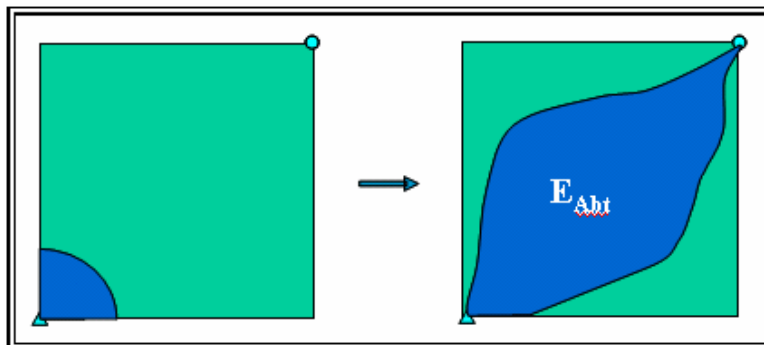
**Figura 6.** Etapa 2, Método de CGM



**Fuente:** BARÓN, J. R. ; HERRERA, H.

**Etapa 3:** Este periodo se desarrolla desde el *fillup* hasta la irrupción del frente de agua en los pozos productores o *breakthrough* (Fig. 7), La producción, en esta etapa, es la combinación de la producción secundaria por inyección y la continuación de la producción primaria. La producción de agua inicia al final de esta etapa.

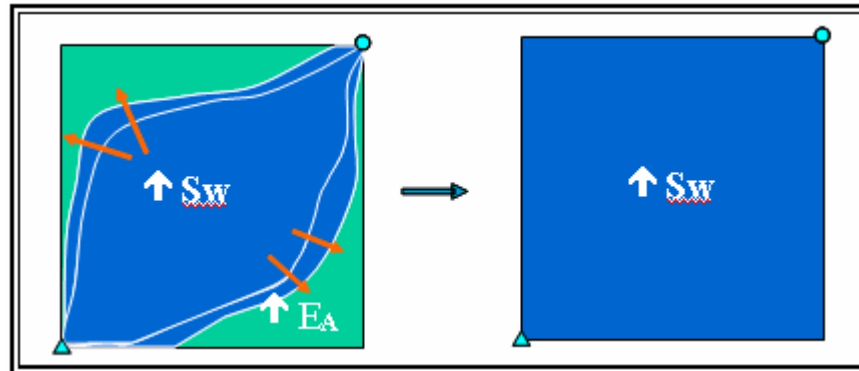
**Figura 7.** Etapa 3, Método de CGM



**Fuente:** BARÓN, J. R. ; HERRERA, H.

**Etapa 4:** Esta etapa se extiende desde el *breakthrough* hasta el límite económico. (Fig. 8)

**Figura 8.** Etapa 4, Método de CGM



**Fuente:** BARÓN, J. R. ; HERRERA, H.

### 1.7. Método de Dykstra – Parsons<sup>11</sup>

El método de Dykstra – Parsons, aplicado a formaciones estratificadas, es uno de los métodos más conocidos y utilizados en la predicción del comportamiento de yacimientos sometidos a inyección de agua. Se basa en correlaciones entre el recobro por inyección de agua, así como en las relaciones de movilidad y en el factor de variación de permeabilidad.

Las suposiciones que considera son las siguientes<sup>11</sup>:

- ◆ Es un modelo tipo pastel con capas.
- ◆ El flujo es lineal y en estado estable.

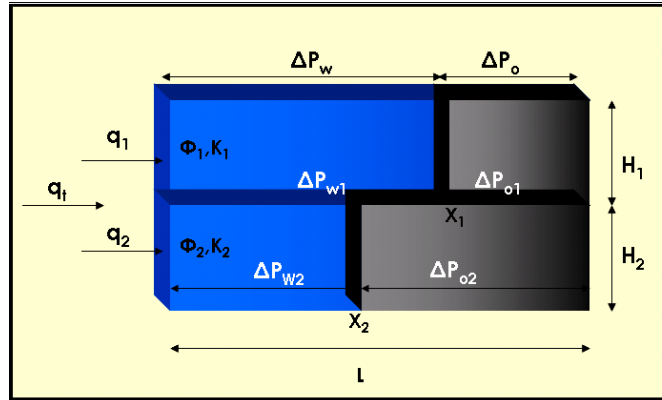
- ◆ El yacimiento se subdivide en  $n$  capas aisladas, de igual espesor.
- ◆ Cada capa tiene una permeabilidad que se considera constante en el plano horizontal.
- ◆ No hay flujo vertical o cruzado entre los estratos.
- ◆ El desplazamiento es tipo pistón sin fuga.
- ◆ Los fluidos son incompresibles.
- ◆ A través de cada capa se produce se produce la misma caída de presión.
- ◆ La tasa total de inyección es tomada constante, durante la vida de la inundación.
- ◆ Si existe saturación inicial de gas, habrá un período de llenado en todas las capas, antes de la respuesta de la inyección.
- ◆ Las permeabilidades relativas al agua y al petróleo se consideran iguales para todas las capas y, por lo tanto, todas ellas sufrirán la misma variación en la saturación de aceite, como consecuencia del proceso de desplazamiento.

**1.7.1. Consideraciones Teóricas<sup>6</sup>.** Teóricamente se obtiene la eficiencia vertical y la relación agua – petróleo resultante durante la inyección de agua en una formación estratificada donde se cumple las anteriores suposiciones.

**1.7.1.1. Eficiencia Vertical.** Se tiene una formación de longitud  $L$  y sección transversal  $A$ , formada por dos capas de espesor  $h_1$  y  $h_2$  con permeabilidades absolutas  $K_1$  y  $K_2$  y porosidades  $\Phi_1$  y  $\Phi_2$ . En el instante mostrado en la figura 1, el

frente en la capa 1 ha avanzado la distancia  $X_1$  y en la capa 2 hasta la distancia  $X_2$ , desde el punto de entrada.

**Figura 9.** Posición de los frentes de invasión durante un proceso de inyección.



**Fuente:** BARÓN, J.R.; HERRERA, H.

Por las suposiciones hechas anteriormente tenemos lo siguiente:

$$\Delta P_t = \Delta P_{w1} + \Delta P_{o1} = \Delta P_{w2} + \Delta P_{o2} \quad (7)$$

Y

$$\begin{aligned} q_1 &= q_{w1} = q_{o1} \\ q_2 &= q_{w2} = q_{o2} \end{aligned} \quad (8)$$

$A_1$  = área transversal constante

Para la capa 1 se puede escribir entonces que:

$$\Delta P_{w1} = \frac{q_{w1} \times \mu_w \times X_1}{C \times K_{w1} \times A_1}$$

$$\Delta P_{o2} = \frac{q_{w2} \times \mu_o (L - X_1)}{C \times K_{o1} \times A_1} \quad (9)$$

Usando las ecuaciones 7 y 8 y recordando que:

$$K_{wi} = K_1 \times K_{rwi}, \quad K_{oi} = K_1 \times K_{roi} \quad (10)$$

Se puede obtener la ecuación:

$$\Delta P_t = \frac{q_1 \times \mu_w \times X_1}{C \times K_1 K_{rw} \times A_1} + \frac{q_1 \times \mu_o (L - X_1)}{C \times K_1 K_{ro} \times A_1} \quad (11)$$

Teniendo en cuenta lo siguiente:

$$\lambda_{wi} = \frac{K_{rwi}}{\mu_w}, \quad \lambda_{oi} = \frac{K_{roi}}{\mu_o} \quad (12)$$

La ecuación 11 se convierte en:

$$\Delta P_t = \frac{q_1 \times X_1}{C \times K_1 \times \lambda_{wi} \times A_1} + \frac{q_1 \times (L - X_1)}{C \times K_1 \times \lambda_{oi} \times A_1} \quad (13)$$

La relación  $q_1/A_1$  nos determina la velocidad aparente de los fluidos en el medio poroso y, por lo tanto, la velocidad de los frentes en los diferentes estratos. Despejando esta relación de la ecuación 13 se tiene:

$$\frac{q_1}{A_1} = V_1 = \frac{C \times K_1 \times \Delta P_t}{\frac{X_1}{\lambda_{w1}} + \frac{L - X_1}{\lambda_{o1}}} \quad (14)$$

Por un análisis similar se puede escribir para la capa número 2:

$$\frac{q_2}{A_2} = V_2 = \frac{C \times K_2 \times \Delta P_t}{\frac{X_2}{\lambda_{w2}} + \frac{L - X_2}{\lambda_{o2}}} \quad (15)$$

Para calcular la velocidad verdadera o microscópica del frente, en lugar de dividir a q por el área total, se debe dividir por el área neta  $\Delta A$  a través de la cual avanza efectivamente el agua de invasión o sea, el área dejada libre por el petróleo desplazado, al reducir su saturación en un  $\Delta S_o = \Delta S_w$ . El valor de  $\Delta A$  se puede calcular entonces como:

$$\Delta A = (\Delta \phi) \Delta S_w \quad (16)$$

De manera que, usando este valor en las ecuaciones 14 y 15 se puede escribir:

$$\frac{q_1}{\Delta \phi \Delta S_w} = \frac{dX_1}{dt} = \frac{C \times K_1 \times \Delta P_t}{\frac{X_1}{\lambda_{w1}} + \frac{L - X_1}{\lambda_{o1}}} \times \frac{1}{\phi_1 \Delta S_{w1}} \quad (17)$$

$$\frac{dX_2}{dt} = \frac{C \times K_2 \times \Delta P_t}{\frac{X_2}{\lambda_{w2}} + \frac{L - X_2}{\lambda_{o2}}} \times \frac{1}{\phi_2 \Delta S_{w2}} \quad (18)$$

Dividiendo la ecuación 17 por la ecuación 18 se llega a:

$$\frac{dX_1}{dX_2} = \frac{\frac{K_1}{\frac{X_1}{\lambda_{w1}} + \frac{L - X_1}{\lambda_{o1}}}}{\frac{K_2}{\frac{X_2}{\lambda_{w2}} + \frac{L - X_2}{\lambda_{o2}}}} \times \frac{\phi_2 \Delta S_{w2}}{\phi_1 \Delta S_{w1}} \quad (19)$$

Recordando que  $M_{w,o}$  es la razón de movilidades, y que la movilidad del fluido desplazante es igual en la capa 1 y 2 lo mismo ocurre con el fluido desplazado, se tiene lo siguiente:

$$\lambda_{w1} = \lambda_{w2} \quad \lambda_{o1} = \lambda_{o2} \quad (20)$$

$$M_{w,o} = \frac{\lambda_{w1}}{\lambda_{o1}} = \frac{\lambda_{w2}}{\lambda_{o2}}$$

Además, el suponer iguales las permeabilidades relativas a los dos fluidos en las dos capas, debe suponerse también, que los cambios de saturación son también iguales, por lo tanto:

$$\frac{\phi_2 \Delta S_{w2}}{\phi_1 \Delta S_{w1}} = 1 \quad (21)$$

Sustituyendo las igualdades de las ecuaciones 20 y 21 en la ecuación 19 y simplificando, se obtiene:

$$\frac{dX_1}{dX_2} = \frac{\frac{K_1}{X_1 + M_{w,o}(L - X_1)}}{\frac{K_2}{X_2 + M_{w,o}(L - X_2)}} \quad (22)$$

Separando variables en la ecuación anterior, resulta la igualdad:

$$(X_1 + M_{w,o}(L - X_1))K_2 dX_1 = (X_2 + M_{w,o}(L - X_2))K_1 dX_2 \quad (23)$$

Si la ecuación anterior se integra, entre límites, para el momento en que se produce la ruptura en el primer estrato, o sea, cuando  $X_1 = L$  se tiene:

$$K_2 \int_0^L (X_1 + M_{w,o}(L - X_1)) dX_1 = K_1 \int_0^{X_2} (X_2 + M_{w,o}(L - X_2)) dX_2 \quad (24)$$

Efectuada la integración, sustituidos los límites respectivos y simplificando:

$$\frac{1}{2} K_2 L^2 (1 - M_{w,o}) = \frac{1}{2} K_1 (1 - M_{w,o}) X_2^2 + L M X_2 \quad (25)$$

Reagrupando términos e igualando a cero:

$$(1 - M_{w,o}) \left( \frac{X_2}{L} \right)^2 + 2M_{w,o} \left( \frac{X_2}{L} \right) - \frac{K_2}{K_1} (1 + M_{w,o}) = 0 \quad (26)$$

Una inspección de la ecuación anterior nos indica que es una ecuación de segundo grado cuya variable es  $X/L$ , resolviéndola para esta variable se tiene:

$$X_2 = \frac{-2M_{w,o} \pm \sqrt{4M_{w,o}^2 + 4 \frac{K_2}{K_1} (1 - M_{w,o}^2)}}{2(1 - M_{w,o})} \quad (27)$$

El signo  $\pm$  de la ecuación 27 indicaría para el frente del segundo estrato, dos posiciones diferentes simultáneamente, lo cual es imposible. Si se analiza la ecuación vemos que es una ecuación general que ha de ser válida también cuando el estrato 2 tenga idénticas propiedades petrofísicas que el estrato 1,

incluida su permeabilidad absoluta y, en ese caso al producirse la ruptura en el primer estrato la relación  $X_2/L$  será idénticamente igual a 1 esto solamente es posible si el radical tiene el signo positivo y la ecuación 27 queda finalmente:

$$\frac{X_2}{L} = \frac{-M_{w,o} + \sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{K_2}{K_1}(1-M_{w,o}^2)}}{(1-M_{w,o})} \quad (28)$$

Se puede generalizar también, para el caso de una formación que esté formada por n estratos y se haya producido la ruptura en el primer estrato. En este caso:

$$\frac{X_i}{L} = \frac{M_{w,o} + \sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{K_i}{K_1}(1-M_{w,o}^2)}}{(1-M_{w,o})} \quad (29)$$

Igualmente, y por un procedimiento similar se puede demostrar que, al producirse la ruptura en el segundo estrato, la posición de los otros frentes se pueden expresar en función del segundo estrato así:

$$\frac{X_i}{L} = \frac{-M_{w,o} + \sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{K_i}{K_j}(1-M_{w,o}^2)}}{(1-M_{w,o})} \quad (30)$$

Si hay n estratos y se ha producido la ruptura en m ellos, la posición de los frentes en los estratos restantes, del m+1 hasta n, se pueden determinar en función de aquel mediante la ecuación:

$$\frac{X_i}{L} = \frac{-M_{w,o} + \sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{K_i}{K_m} \frac{K_i}{K_m} (1 - M_{w,o}^2)}}{(1 - M_{w,o})} \quad (31)$$

Por la definición de intrusión fraccional, al producirse la ruptura en el primer estrato, se tendrá:

$$E_i = \frac{Lh_1 + X_2h_2}{Lh_1 + Lh_2} \quad (32)$$

Cuando la formación se encuentra dividida en espesores diferentes la ecuación 32, se reduce a:

$$E_i = \frac{Lh_1 + X_2h_2}{L(h_1 + h_2)} = \frac{h_1 + \frac{X_2}{Lh_2}}{h_1 + h_2} \quad (33)$$

Si en lugar de dos, hay tres estratos y  $h_1=h_2=h_3$ , al producirse la ruptura en el primer estrato se tendrá:

$$E_i = \frac{h_1 + \frac{X_2}{Lh_2} + \frac{X_3}{Lh_3}}{h_1 + h_2 + h_3} \quad (34)$$

En general, si existen n estratos y  $h_1=h_2=\dots=h_n$ , al producirse la irrupción en el primer estrato se tendrá:

$$E_i = \frac{h_1 + \frac{X_2}{Lh_2} + \frac{X_3}{Lh_3} + \dots + \frac{X_{n-1}}{Lh_{n-1}} + \frac{X_n}{Lh_n}}{h_n} \quad (35)$$

Al producirse la ruptura en el segundo estrato,  $X/L = 1$  y la ecuación 35 se convierte en:

$$E_i = \frac{h_1 + h_2 + \frac{X_3}{Lh_3} + \frac{X_4}{Lh_4} + \dots + \frac{X_{n-1}}{Lh_{n-1}} + \frac{X_n}{Lh_n}}{h_n} \quad (36)$$

Y generalizando, si existe  $n$  estratos y se ha producido la ruptura en  $m$  de ellos, se puede escribir:

$$E_i = \frac{\sum_{i=1}^{i=m} h_i + \sum_{i=m+1}^{i=n} \frac{X_i}{Lh_i}}{\sum_{i=1}^{i=n} h_i} \quad (37)$$

Si aplicamos la ecuación 31 a la ecuación 37, se puede determinar la intrusión fraccional o eficiencia de barrido vertical para un yacimiento dividido en  $n$  capas de diferente espesor en donde se ha producido la irrupción del frente en  $m$  de ellos, se puede expresar como:

$$E_i = \frac{\sum_{i=1}^{i=m} h_i + \sum_{i=m+1}^{i=n} \frac{-M_{w,o} + \sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{K_i}{K_m} (1 - M_{w,o}^2)}}{1 - M_{w,o}} * h_i}{\sum_{i=1}^{i=n} h_i} \quad (38)$$

Y organizando mejor la ecuación tenemos:

$$E_i = \frac{1}{h_T} \left[ \sum_{i=1}^{i=m} h_i + \sum_{i=m+1}^{i=n} \left[ \frac{-M_{w,o} + \sqrt{M_{w,o}^2 + \sqrt{\frac{K_i}{K_m} (1 - M_{w,o}^2)}}}{1 - M_{w,o}} \right] \times h_i \right] \quad (39)$$

En el caso en que la formación halla sido dividida en espesores iguales la ecuación 32 se puede reducir a:

$$E_i = \frac{1 + \frac{X_2}{L}}{2} \quad (40)$$

Si en lugar de dos, hay tres estratos y  $h_1=h_2=h_3$ , al producirse la ruptura en el primer estrato se tendrá:

$$E_i = \frac{1 + \frac{X_2}{L} + \frac{X_3}{L}}{3} \quad (41)$$

En general, si existen n estratos y  $h_1=h_2.....=h_n$ , al producirse la irrupción en el primer estrato se tendrá:

$$E_i = \frac{1 + \frac{X_2}{L} + \frac{X_3}{L} + \dots + \frac{X_{n-1}}{L} + \frac{X_n}{L}}{n} \quad (42)$$

Al producirse la ruptura en el segundo estrato,  $X/L = 1$  y la ecuación 42 se convierte en:

$$E_i = \frac{2 + \frac{X_3}{L} + \frac{X_4}{L} + \dots + \frac{X_{n-1}}{L} + \frac{X_n}{L}}{n} \quad (43)$$

Y generalizando, si existe n estratos y se ha producido la ruptura en m de ellos, se puede escribir:

$$E_i = \frac{m + \frac{X_{m+1}}{L} + \frac{X_{m+2}}{L} + \dots + \frac{X_{n-1}}{L} + \frac{X_n}{L}}{n} \quad (44)$$

$$E_i = \frac{m + \sum_{i=m+1}^{i=n} \left( \frac{X_i}{L} \right)}{n}$$

Si aplicamos la ecuación 31 a la ecuación 44 se puede concluir que: cuando hay n estratos de igual espesor y se ha producido la irrupción del frente en m de ellos, la intrusión fraccional o eficiencia de barrido vertical, se puede expresar como:

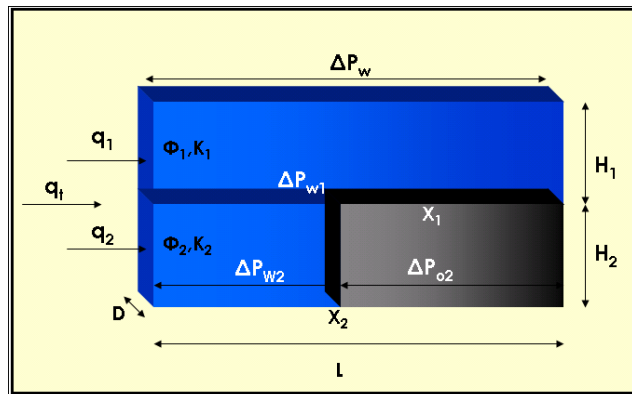
$$E_i = \frac{m + \sum_{i=m+1}^{i=n} \frac{-M_{W,O} + \sqrt{M_{W,O}^2 + \frac{K_i}{K_m} (1 - M_{W,O}^2)}}{1 - M_{W,O}}}{n} \quad (45)$$

**1.7.1.2. Relación agua – petróleo (WOR).** Mientras no se produzca la ruptura en la capa de mayor permeabilidad todas las capas estarán produciendo petróleo y la relación agua – petróleo producida será igual a cero. Una vez que empieza a producirse agua a través de la capa de mayor permeabilidad WOR tendrá cierto valor que se puede calcular de la siguiente forma.

Si una formación está constituida por dos estratos con propiedades diferentes en las cuales se está inyectando agua figura 10, de área  $A_1$  y  $A_2$  respectivamente y se ha producido la ruptura en el primero, el agua producida será:

$$q_{w1} = \frac{CK_1K_{rw}A_1\Delta P_t}{\mu_wLB_w} \quad (46)$$

**Figura 10.** Posición de los frentes de invasión de la capa dos cuando, la capa uno a llegado a tiempo de ruptura.



**Fuente:** BARÓN, J.R.; HERRERA, H.

El segundo estrato estará produciendo solamente petróleo  $q_{o2}$ , el cual se puede calcular, con referencia a la figura 10 y a la ecuación 11, por la siguiente relación aplicada al estrato 2:

$$q_{o2} = \frac{CK_2A_2\Delta P_t}{\frac{\mu_w X_2}{K_{rw}} + \frac{\mu_o(L - X_2)}{K_{ro}}} \times \frac{1}{B_o} \quad (47)$$

Usando las siguientes definiciones:

$$\lambda_w = \frac{K_{rw}}{\mu_w}, \quad \lambda_o = \frac{K_{ro}}{\mu_o} \quad (48)$$

Se puede calcular la relación agua – petróleo, dividiendo la ecuación 46 por la ecuación 47 y simplificando:

$$WOR = \lambda_w \left( \frac{X_L}{\lambda_w} - \frac{(L - X_2)}{\lambda_o} \right) \times \frac{K_1 A_1}{L K_2 A_2} \times \frac{B_o}{B_w} \quad (49)$$

$$WOR = \left( \frac{X_2}{L} (1 - M_{w,o}) + M_{w,o} \right) \times \frac{K_1 A_1}{K_2 A_2} \times \frac{B_o}{B_w} \quad (50)$$

Si existen tres estratos y se ha producido la ruptura en el primero, entonces:

$$WOR = \frac{q_{w1}}{q_{o2} + q_{o3}} = \frac{\frac{\lambda_w K_1 A_1}{L}}{\frac{K_2 A_2}{\frac{X_2}{\lambda_w} - \frac{(L - X_2)}{\lambda_o}} + \frac{K_3 A_3}{\frac{X_3}{\lambda_w} - \frac{(L - X_3)}{\lambda_o}}} \frac{B_o}{B_w} \quad (51)$$

La cual usando la relación  $M = \bar{\delta}_w / \bar{\delta}_o$ , esta ecuación se convierte en:

$$WOR = \frac{K_1 A_1}{\frac{K_2 A_2}{\frac{X_2}{L} (1 - M_{w,o}) + M_{w,o}} + \frac{K_3 A_3}{\frac{X_3}{L} (1 - M_{w,o}) + M_{w,o}}} \frac{B_o}{B_w} \quad (52)$$

Si existen cuatro estratos y se ha producido la ruptura en los primeros, el WOR estará definido por:

$$\text{WOR} = \frac{q_{w1} + q_{w2}}{q_{o3} + q_{o4}} \quad (53)$$

Es fácil demostrar, siguiendo un procedimiento similar, que en este caso:

$$\text{WOR} = \frac{\frac{K_1 A_1 + K_2 A_2}{K_3 A_3} \frac{B_o}{B_w}}{\frac{X_3}{L} (1 - M_{w,o}) + M_{w,o}} + \frac{\frac{K_4 A_4}{K_4 A_4} \frac{B_o}{B_w}}{\frac{X_4}{L} (1 - M_{w,o}) + M_{w,o}} \quad (54)$$

Si existen n estratos y se ha producido la ruptura en m de ellos, se puede deducir que:

$$\text{WOR} = \frac{\frac{\sum_{i=1}^{i=m} K_i A_i}{\sum_{i=m+1}^{i=n} K_i A_i} \frac{B_o}{B_w}}{\frac{X_i}{L} (1 - M_{w,o}) + M_{w,o}} \quad (55)$$

Si el yacimiento se encuentra dividido en n capas de diferente espesor, debemos reemplazar el área  $A_i$ , que es igual a:

$$A_i = h_i \times D \quad (56)$$

Donde:

$h_i$  = espesor de la capa i.

$D$  = ancho del yacimiento.

Reemplazando la ecuación 56 en la ecuación 55, tenemos:

$$\text{WOR} = \frac{\sum_{i=1}^{i=m} K_i h_i}{\sum_{i=m+1}^{i=n} \frac{X_i}{L} (1 - M_{w,o}) + M_{w,o}} \frac{B_o}{B_w} \quad (57)$$

Si en la ecuación anterior se sustituyera el valor de  $X_i/L$  por el definido por la ecuación 31 y simplificando, se obtiene, finalmente:

$$\text{WOR} = \frac{\sum_{i=1}^{i=m} K_i h_i}{\sum_{i=m+1}^{i=n} \frac{K_i h_i}{\sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{K_i}{K_m} (1 - M_{w,o}^2)}}} \frac{B_o}{B_w} \quad (58)$$

En el caso en que el yacimiento se encuentre dividido en  $n$  capas de igual espesor, la ecuación 58 se reduce a:

$$\text{WOR} = \frac{\sum_{i=1}^{i=m} K_i}{\sum_{i=m+1}^{i=n} \frac{K_i}{\sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{K_i}{K_m} (1 - M_{w,o}^2)}}} \frac{B_o}{B_w} \quad (59)$$

Las ecuaciones 39 y 58 demuestran que, para una formación dada, tanto la relación agua- petróleo WOR, como la intrusión fraccional  $E_i$ , dependen directamente y en gran medida, de la movilidad.

La aplicación directa de las ecuaciones 39 y 58 significaría un trabajo supremamente laborioso y largo para formaciones que sobrepasen cierto espesor. Por esta razón Dykstra – Parsons decidieron introducir el término estadístico:

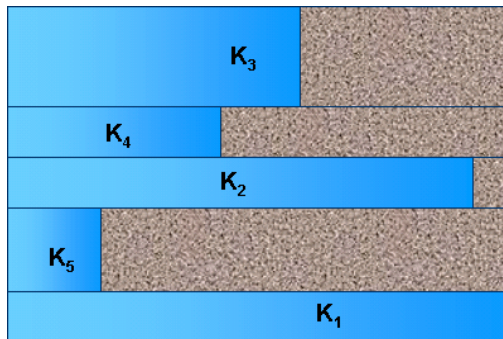
Coeficiente de Variación de Permeabilidad (V), ya que la permeabilidad vertical de las formaciones porosas presentan, generalmente, una distribución logarítmica normal.

Con lo cual Dykstra – Parsons presentaron unas graficas en las cuales relacionaron la recuperación a una relación de producción agua – aceite de 1, 5, 25, 10, como una fracción del aceite inicialmente in situ, con respecto a la variación de la permeabilidad, la relación de movilidad y las saturaciones de agua congénita y de agua al término de la inyección.

**1.7.2. Procedimiento del método.** Los pasos que debemos seguir, para desarrollar el método de Dykstra – Parsons, son los siguientes:

1. Determinar los valores de permeabilidad, para cada capa, como se observa en la figura 11.

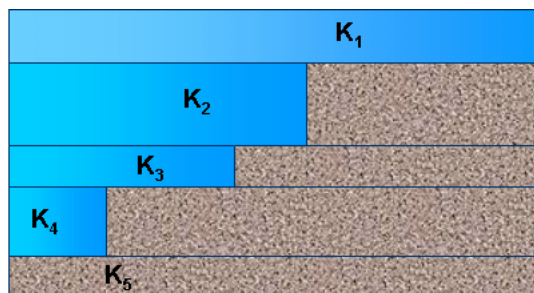
**Figura 11.** Valor de Permeabilidad



**Fuente:** BARÓN, J.R.; HERRERA, H.

2. Ordenar decrecientemente los valores de permeabilidad, como se observa en la figura 12.

**Figura 12.** Ordenamiento decreciente de los valores de permeabilidad.



**Fuente:** BARÓN, J.R.; HERRERA, H.

3. Determinar la relación de movilidades agua aceite.

$$M_{w,o} = \frac{K_{rw} * \mu_o}{K_{ro} * \mu_w} \quad (60)$$

Donde:

$K_{rw}$  @  $S_{or}$  = permeabilidad relativa al agua.

$K_{ro}$  @  $S_{wirr}$  = permeabilidad relativa al aceite.

$\mu_o$  = viscosidad del aceite, cp.

$\mu_w$  = viscosidad del agua, cp.

4. Calcular la eficiencia de barrido vertical, a medida que cada capa llega a ruptura, aplicando la siguiente ecuación:

$$E_i = \frac{1}{ht} \left[ \sum_{i=1}^{i=m} h_i + \sum_{i=m+1}^{i=n} \left( \frac{-M_{w,o} + \sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{K_i}{K_m} (1 - M_{w,o}^2)}}{1 - M_{w,o}} \right) h_i \right] \quad (61)$$

Donde:

$h_t$  = espesor total del yacimiento.

$h_i$  = espesor de cada capa.

$n$  = número de capas total que presenta el yacimiento.

$m$  = número de capas del yacimiento que han llegado a ruptura.

$K$  = permeabilidad absoluta de cada capa.

5. Calcular la relación agua - aceite, a medida que cada capa llega a ruptura, aplicando la siguiente ecuación:

$$WOR = \frac{\sum_{i=1}^{i=m} K_i \times H_i}{\sum_{i=m+1}^{i=n} \frac{K_i \times H_i}{\sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{K_i}{K_m} (1 - M_{w,o}^2)}}} \times \frac{B_o}{B_w} \quad (62)$$

6. Determinar el flujo fraccional para cada WOR seleccionado.

$$f_w = \left[ \frac{WOR}{\frac{B_o}{B_w} + WOR} \right] \quad (63)$$

Donde:

$B_o$  = factor volumétrico del aceite.

$B_w$  = factor volumétrico del agua.

7. Calcular los valores de eficiencia areal aplicando la siguiente ecuación<sup>12</sup>:

$$Ea = \frac{1}{1 + A} \quad (64)$$

Donde:

$$A = [-0.2062 \times \ln(M_{w,o} + (-0.0712)) + (-0.511)] f_w + 0.3048 \times \ln(M_{w,o} + 0.123) + 0.4394 \quad (65)$$

8. Estimar el valor de la eficiencia de desplazamiento.

$$E_D = \frac{(S_{oi} - S_{or})}{S_{oi}} \quad (66)$$

Donde:

$S_{oi}$  = saturación de aceite inicial.

$S_{or}$  = saturación de aceite residual.

**9.** Calcular el OOIP.

$$N = 7758Ah\phi \frac{(1 - S_{oi} - S_{gi})}{B_o} \text{ (bbl)} \quad (67)$$

Donde:

$A$  = área superficial del yacimiento.

$h$  = espesor total del yacimiento.

$\phi$  = porosidad del yacimiento.

$S_{gi}$  = saturación de gas inicial.

**10.** Calcular el aceite remanente.

$$N_R = N - N_P \text{ (bbl)} \quad (68)$$

Donde:

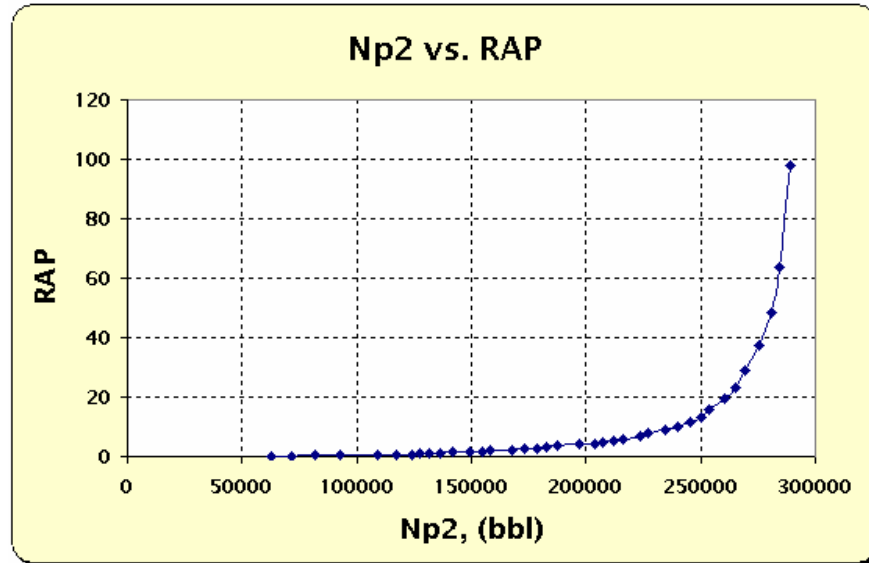
$N_P$  = petróleo producido en la etapa primaria de producción.

11. Estimar el petróleo producido por la inyección.

$$N_{P2} = N_R E_i E_A E_D \quad (\text{bbl}) \quad (69)$$

12. Graficar el petróleo producido por la inyección contra los valores de WOR, figura 13.

**Figura 13.** Grafica de petróleo producido Vs relación agua - petróleo



**Fuente:** BARÓN, J.R.; HERRERA, H.

13. Calcular el volumen de agua inyectada para desplazar aceite.

$$W_D = N_{P2} * B_o \quad (\text{bbl}) \quad (70)$$

14. Calcular el volumen de agua producida.

$$W_p = \int RAP \, dN_{P2} \quad (\text{bbl}) \quad (71)$$

Donde:

$\int RAP \, dN_{P2}$  = es el área bajo la curva de la grafica de  $N_{P2}$  vs. RAP.

15. Calcular el agua de llenado.

$$W_f = 7758Ah\phi(S_{gi}) \quad (\text{bbl}) \quad (72)$$

16. Estimar el agua inyectada.

$$W_i = \frac{W_D + (W_p * B_w) + W_f}{B_w} \quad (\text{bbl}) \quad (73)$$

17. Estimar el tiempo de inyección.

$$t = \frac{W_i}{q_t} \quad (\text{días}) \quad (74)$$

Donde:

$q_t$  = tasa de inyección, bbl/d

18. Calcular la tasa de producción de aceite y agua.

$$q_o = \frac{([1 - fw] * q_t)}{B_o} \quad (\text{Bbl/día}) \quad (75)$$

$$q_w = \frac{(fw * q_t)}{B_w} \quad (\text{Bbl/día}) \quad (76)$$

19. Estimar el factor de recobro.

$$F_R = \frac{N_{P2}}{N} \quad (77)$$

Donde:

N = volumen de petróleo original in situ.

El desarrollo del procedimiento anteriormente expuesto, puede ser comprendido con mayor facilidad observando las figuras 14, 15 y 16 ya que presentan el proceso del método Dykstra – Parsons realizado en una hoja de cálculo de Excel.

**Figura 14.** Hoja de cálculo de Excel, datos de entrada del método Dykstra – Parsons.

# DE CAPAS	K	H (ft)	K*H	LN (K)
1	130	2	260	4.8675
2	120	2	240	4.7875
3	110	2	220	4.7005
4	100	2	200	4.6052
5	88	2	176	4.4773
6	83	2	166	4.4188
7	80	2	160	4.3820
8	79	2		
9	78	2		

Km =	1	2	3	4	5
Km*1 / Km =	0.9231	0.9167	0.9091	0.8800	0.9432
	0.8462	0.8333	0.8000	0.8300	0.9091
	0.7692	0.7333	0.7545	0.8000	0.8971
	0.6769	0.6917	0.7273	0.7900	0.8864
	0.6385	0.6667	0.7182	0.7800	
	0.6154	0.6583	0.7091		
	0.6077	0.6500			
	0.6000				

DATOS:									
Krw @ Sor	0.32	Movilidad W.O	2.67	Swi	0.24	Volumen Po	261414	Np (bb)	100000
Kro @ Swirr	0.64	Bo	1.18	Sor	0.21	Porosidad	0.18	A (acres)	10.40
Uo (cp)	4.8	Bw	1.01	Soi	0.59	L (ft)	70000	qt (bb/día)	200
Uw (cp)	0.9			Sgi	0.17	Ht (ft)	18	T. llenado (	222

Fuente: BARÓN, J.R.; HERRERA, H.

**Figura 15.** Hoja de cálculo de Excel, calculo de la Ei y el WOR del método Dykstra – Parsons.

CAPAS EN tr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ei	0.6531	0.7173	0.7821	0.8482	0.9344	0.9725	0.9926	0.9975	1.0000	

CAPAS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	197.9429	179.0774	160.3567	133.6816	143.0173	144.8048	152.2904	150.2952	0.0000	
	157.9439	140.7711	118.0644	116.2549	128.2854	138.8686	145.2954			
	128.8245	108.5339	104.9876	107.3313	123.9454	133.3704				
	102.0507	97.7442	97.9796	104.5617	119.8425					
	92.6608	91.8110	95.7625	101.8837						
	87.4118	89.9127	93.8888							
	85.7199	88.0515								
	84.0553									

# DE CAPAS A tr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
WOR	0.3243	0.7340	1.2541	1.9067	2.4859	3.5354	5.5827	12.2821	#DIV/0!	

Fuente: BARÓN, J.R.; HERRERA, H.

**Figura 16.** Hoja de cálculo de Excel, tabla de resultados finales del método Dykstra – Parsons.

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
73																	
74	<b>RAPs</b>	<b>Ei</b>	<b>fw(y)</b>	<b>Ea</b>	<b>Ed</b>	<b>OOIP</b>	<b>NR</b>	<b>Np2 (STB)</b>	<b>Wd (bbl)</b>	<b>Wp</b>	<b>Wp acum. (STB)</b>	<b>Wf (bbl)</b>	<b>Wi (STB)</b>	<b>T.iny. (días)</b>	<b>Qo STB/d</b>	<b>Qw STB/d</b>	<b>Fr</b>
75																	
76	0	0.6531	0	0.6531				7372	8699	0	0	44440	52613	263	169	0	0.056
77	0.3243	0.7173	0.2173	0.6258	130707	30707	8675	10473	244	244		54613	273	133	43	0.068	
78	0.7340	0.7821	0.3658	0.6761			10458	12340	837	1081		57299	286	104	76	0.080	
79	1.2541	0.8482	0.5177	0.7216				14784	1638	2719		60862	304	82	103	0.093	
80	1.9067	0.9344	0.6201	0.7614					1107	5825		66265	331	64	123	0.108	
81	2.4859	0.9725	0.6803	0.7870						8165		69850	349	54	135	0.116	
82	3.5354	0.9926	0.7516	0.8195						11031		73827	369	42	149	0.123	
83	5.5827	0.9975	0.8269	0.8570						14758		78510	393	29	164	0.129	
84	12.2821	1.0000	0.9131	0.9042						8733	23492	88395	442	15	181	0.137	
85																	

**Fuente:** BARÓN, J.R.; HERRERA, H.

### 1.8. Método de Stiles

Al igual que el método anterior de Dykstra – Parsons, se aplica en yacimientos estratificados, Stiles supone que el volumen de agua inyectada en cada capa depende únicamente del valor de KH de esa capa y las otras suposiciones que considera son las siguientes<sup>11</sup>:

- Geometría lineal y flujo continuo.
- La distancia recorrida por los frentes en los diferentes estratos es proporcional a su permeabilidad, lo cual implica que  $M_{w,o} = 1.0$ ; sin embargo, en el cálculo del flujo fraccional de agua ( $f_w$ ) y de la razón agua – petróleo (WOR), la  $M_{w,o}$  puede tener cualquier valor.
- No hay flujo vertical o cruzado entre los estratos.
- El desplazamiento es tipo pistón sin fuga.

- Todos los estratos tienen la misma porosidad y la misma permeabilidad relativa al aceite delante del frente y al agua, detrás del frente.
- El yacimiento se encuentra dividido en n capas, las cuales no necesariamente deben ser de igual espesor.

**1.8.1. Consideraciones Teóricas<sup>13</sup>.** Teóricamente se obtiene la eficiencia vertical y la relación agua – petróleo resultante durante la inyección de agua en una formación estratificada donde se cumple las anteriores suposiciones.

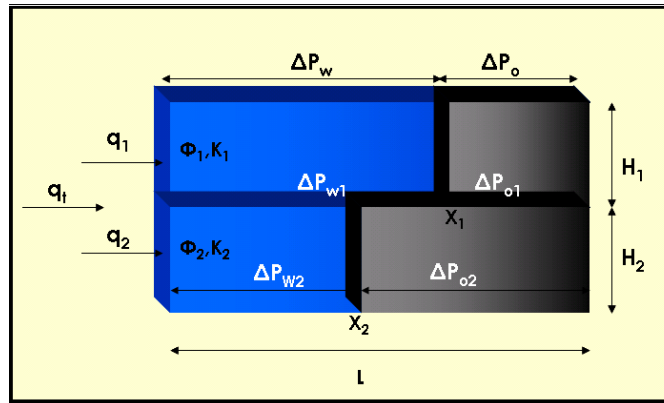
**1.8.1.1. Eficiencia Vertical (Ei).** Supóngase una formación de espesor total h constituida por dos estratos de permeabilidad  $K_1$  y  $K_2$  ( $K_1 > K_2$ ) y espesores  $h_1$  y  $h_2$  de modo que  $h_t = h_1 + h_2$  como se muestra en la figura 17, el área transversal al flujo es A y la longitud total de la formación es L.

Aplicando la suposición de proporcionalidad entre el avance del frente y la permeabilidad absoluta de los estratos, se puede escribir que:

$$\frac{X_i}{X_j} = \frac{K_i}{K_j} \quad (78)$$

En la cual  $X_i$  es la posición del frente en un estrato particular de permeabilidad  $K_i$  en un instante dado y  $X_j$  es la posición del frente en un estrato cualquiera de permeabilidad  $K_j$  en ese mismo instante.

**Figura 17.** Posición de los frentes de invasión durante un proceso de inyección.



Fuente: BARÓN, J.R.; HERRERA, H.

La ecuación 78 debe mantenerse hasta el instante en que se produzca la ruptura del frente en un estrato de permeabilidad  $K_i$  ( $K_i > K_j$ ). Con base en la figura 17, la eficiencia vertical de barrido en ese instante será:

$$E_i = \frac{X_1 h_1 + X_2 h_2}{h_t} = \frac{X_1 h_1}{h_t} + \frac{X_2 h_2}{h_t} \quad (79)$$

La ecuación 79 también se puede escribir:

$$E_i = X_1 \left( \frac{h_1}{h_t} + \frac{X_2}{X_1} \frac{h_2}{h_t} \right) \quad (80)$$

Usando la definición dada por la ecuación 78:  $X_1 = X_i$  y  $X_2 = X_j$ ,  $K_1 = K_i$  y  $K_2 = K_j$ , se puede escribir:

$$E_i = X_1 \left( \frac{h_1}{h_t} + \frac{K_2}{K_1} \frac{h_2}{h_t} \right) \quad (81)$$

En el instante de producirse la ruptura en el primer estrato,  $X_1 = 1$  y la ecuación 81 se convierte en:

$$E_i = \frac{h_1}{h_t} + \frac{K_2}{K_1} \frac{h_2}{h_t} \quad (82)$$

Si la formación está formada por cuatro estratos y se ha producido la ruptura en el primero, entonces la eficiencia vertical de barrido será:

$$E_i = \frac{h_1}{h_t} + \frac{X_2 h_2 + X_3 h_3 + X_4 h_4}{h_t} \quad (83)$$

Que se puede escribir como:

$$E_i = \frac{h_1}{h_t} + X_2 \left[ \frac{h_2}{h_t} + \frac{X_3}{X_2} \frac{h_3}{h_t} + \frac{X_4}{X_2} \frac{h_4}{h_t} \right] \quad (84)$$

Usando la relación dada por la ecuación 78, la ecuación 84 se convierte en:

$$E_i = \frac{h_1}{h_t} + X_2 \left[ \frac{h_2}{h_t} + \frac{K_3}{K_2} \frac{h_3}{h_t} + \frac{K_4}{K_2} \frac{h_4}{h_t} \right] \quad (85)$$

En el instante de producirse la ruptura en el estrato 2,  $X_2 = 1$  y la ecuación 85 se puede escribir así:

$$E_i = \frac{h_1 + h_2}{h_t} + \frac{K_3}{K_2} \frac{h_3}{h_t} + \frac{K_4}{K_2} \frac{h_4}{h_t} \quad (86)$$

Aplicando un procedimiento similar, para una formación constituida por n estratos, en el instante de producirse la ruptura del frente en el estrato J, se puede expresar así la eficiencia de barrido vertical:

$$E_i = \frac{1}{h_t} \sum_{i=1}^{i=j} h_i + \frac{1}{K_j h_t} \sum_{i=j+1}^{i=n} k_i h_i \quad (87)$$

Usando la definición de capacidad de una formación como el producto de la permeabilidad absoluta por su espesor ( $C_i = K_i h_i$ ), se tiene que la contribución del estrato i a la capacidad total de una formación que tiene n estratos se pueda determinar y cuya capacidad total será por lo tanto:

$$C_t = \sum_{i=1}^{i=n} K_i h_i \quad (88)$$

Usando la misma definición se puede escribir la capacidad acumulada de la porción ya inundada al producirse la ruptura del frente en el estrato J como:

$$C_j = \sum_{i=1}^{i=j} K_i h_i \quad (89)$$

La capacidad acumulada de los estratos en los cuales no se ha producido la ruptura se puede expresar como:

$$\sum_{i=j+1}^{i=n} K_i h_i = \sum_{i=1}^{i=n} K_i h_i - \sum_{i=1}^{i=j} K_i h_i \quad (90)$$

Sustituyendo en la ecuación 90 los valores dados por las ecuaciones 88 y 89 se puede escribir:

$$\sum_{i=j+1}^{i=n} K_i h_i = C_t - C_j \quad (91)$$

Y la ecuación 87 se convierte en:

$$E_i = \frac{1}{h_t} \sum_{i=1}^{i=j} h_i + \frac{1}{K_j h_t} (C_t - C_j) \quad (92)$$

**1.8.1.2. Relación Agua – Petróleo (WOR).** En el caso de una formación constituida por n estratos, la tasa de flujo en cada capa se puede expresar por la forma lineal de la ecuación de Darcy. Para un estrato i, que solo produce agua, se puede expresar la tasa de producción como:

$$q_{wi} = \frac{K_{wi} h_i D \Delta P_t}{\mu_w L} \quad (93)$$

Donde:

$q_{wi}$  = Tasa de producción de agua del estrato.

D = Ancho común a todos los estratos.

$h_i$  = Espesor del estrato i.

$\mu_w$  = Viscosidad, cp

$\Delta P$  = Caída de presión a través del estrato.

L = Longitud del estrato, pies (ft).

Si se hace:

$$a = D \frac{\Delta P}{L} \quad (94)$$

Y se sustituye en la ecuación 93 se puede escribir:

$$q_{wi} = a \frac{K_{wi}}{\mu_w} h_i \quad (95)$$

En un estrato J, en el cual se está produciendo solamente petróleo y en el cual el frente se encuentra a una distancia  $X_j$  de la entrada, la tasa de petróleo estará dada por:

$$q_{oj} = \frac{K_{oj} h_j D \Delta P_{ot}}{\mu_o (L - X_j)} \quad (96)$$

Donde.

$q_{oj} = q_{wj}$  = Tasa de flujo a través del estrato j.

$h_j$  = espesor del estrato j en pies (ft).

$\Delta P_o$  = caída de presión en la zona de petróleo, psia.

$L - X_j$  = Fracción del estrato por donde fluye petróleo.

$K_{oj}$  = Permeabilidad efectiva al petróleo en el estrato j, md.

Se puede escribir también:

$$a' = D \frac{\Delta P_o}{L - X_j} \quad (97)$$

Si se supone que el gradiente de presión es, aproximadamente, constante a lo largo de la formación, se puede concluir, de las ecuaciones 94 y 97 que:  $a' = a$ .

Entonces la ecuación 96 se escribe:

$$q_{oj} = a \frac{K_{oj}}{\mu_o} h_j \quad (98)$$

Si se tiene una formación con n estratos y se ha producido la ruptura en el estrato j, por definición de la relación agua – petróleo se puede escribir:

$$WOR = \frac{\sum_{i=1}^{i=j} \frac{q_{wi}}{B_w}}{\sum_{i=j+1}^{i=n} \frac{q_{oi}}{B_o}} = \frac{B_o}{B_w} \frac{\sum_{i=1}^{i=j} q_{wi}}{\sum_{i=j+1}^{i=n} q_{oi}} \quad (99)$$

Sustituyendo los valores de  $q_w$  y  $q_o$  dados en las ecuaciones 95 y 98 y teniendo en cuenta que  $K_{wi} = K_i K_{rw}$  y  $K_{oj} = K_j K_{ro}$  y que tanto  $K_{rw}$  como  $K_{ro}$  son las mismas para todos los estratos, lo mismo que  $\mu_w$  y  $\mu_o$ , se llega a:

$$WOR = \frac{B_o}{B_w} \frac{\sum_{i=1}^{i=j} a \frac{K_{rw}}{\mu_w} K_i h_i}{\sum_{i=j+1}^{i=n} a \frac{K_{ro}}{\mu_o} K_i h_i} \quad (100)$$

Simplificando y reagrupando los términos la ecuación 100 queda así:

$$WOR = \frac{K_{rw}}{\mu_w} \times \frac{\mu_o}{K_{ro}} \times \frac{B_o}{B_w} \frac{\sum_{i=1}^{i=j} K_i h_i}{\sum_{i=j+1}^{i=n} K_i h_i} \quad (101)$$

Por la definición de razón de movilidad delante y detrás de los frentes, la ecuación 101 se puede escribir como:

$$WOR = \frac{B_o}{B_w} M_{w,o} \frac{\sum_{i=1}^{i=j} K_i h_i}{\sum_{i=j+1}^{i=n} K_i h_i} \quad (102)$$

Usando las definiciones indicadas por las ecuaciones 88, 89 y 91 en la ecuación 102 obtenemos la siguiente ecuación:

$$WOR = M_{w,o} \frac{B_o}{B_w} \left[ \frac{C_j}{C_t - C_j} \right] \quad (103)$$

**1.8.1.3. Flujo Fraccional.** Por definición:

$$f_w = \frac{q_w B_w}{q_w B_w + q_o B_o} \quad (104)$$

Dividiendo la ecuación 104 por  $q_o$  y  $B_w$ , la ecuación se convierte en:

$$f_w = \frac{\frac{q_w}{q_o}}{\frac{q_w}{q_o} + \frac{B_o}{B_w}} \quad (105)$$

Puesto que  $WOR = q_w/q_o$ , usando la ecuación 103, la ecuación 105 queda:

$$f_w = \frac{RAP}{RAP + \frac{B_o}{B_w}} = \frac{M_{w,o} \frac{B_o}{B_w} \left( \frac{C_j}{C_t - C_j} \right)}{M_{w,o} \frac{B_o}{B_w} \left( \frac{C_j}{C_t - C_j} \right) + \frac{B_o}{B_w}} \quad (106)$$

$$f_w = \frac{M_{w,o} \times C_j}{M_{w,o} C_j + (C_t - C_j)} \quad (107)$$

Esta es la ecuación de flujo fraccional a condiciones del yacimiento.

Este método maneja, dos tipos de curvas de distribución que son:

- ✓ Curva de distribución de capacidades: En esta curva se observa, en cual de los estratos, el agua avanza más rápido.
- ✓ Curva de distribución de permeabilidades: maneja el avance del agua y el orden de llegada a la ruptura.

También es necesario calcular el *Coficiente de Lorenz*, con la finalidad de cuantificar el grado de heterogeneidad de un yacimiento, para lo cual como vimos anteriormente es necesario tener la curva de distribución de capacidades.

**1.8.2. Procedimiento del método.** Los pasos que debemos seguir son los siguientes:

1. Determinar los valores de permeabilidad, para cada capa.
2. Ordenar decrecientemente los valores de permeabilidad.

3. Determinar los valores de capacidad, para cada capa.

$$C = K * h \quad (108)$$

Donde:

K = permeabilidad absoluta

h = espesor, ft.

4. Estimar el valor de la capacidad total.

$$C_t = \sum (K_i * h_i) \quad (109)$$

5. Calcular la fracción de capacidad  $\Delta C$ .

$$\Delta C = \frac{C_i}{C_T} \quad (110)$$

6. Determinar la capacidad adimensional acumulada.

$$C_{\text{acum.}} = \sum \Delta C_i \quad (111)$$

7. Calcular el espesor acumulado.

$$h_{\text{acum.}} = \sum h_i \quad (112)$$

8. Estimar el espesor adimensional.

$$h' = \frac{h_i}{\sum h_i} \quad (113)$$

9. Estimar  $\Delta h'$ .

$$\Delta h' = h'_{j+1} - h'_j \quad (114)$$

10. Calcular la permeabilidad adimensional  $K'$ .

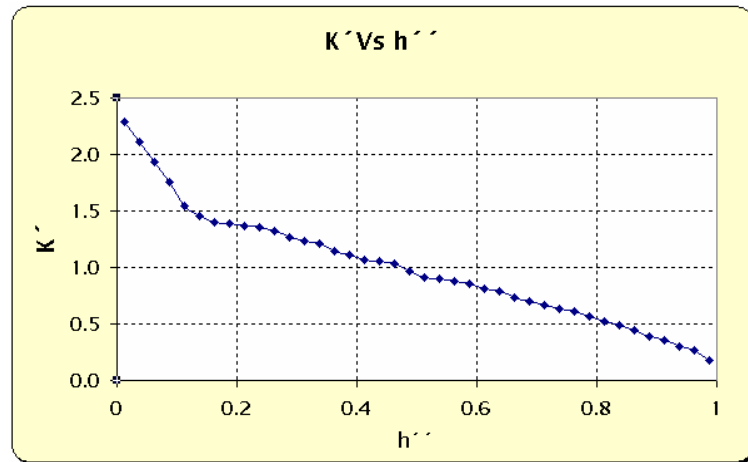
$$K' = \frac{\Delta C}{\Delta h'} \quad (115)$$

11. Determinar el valor de  $h'$  para la grafica de  $k$  vs.  $h'$ .

$$h' = \frac{h_o - h_i}{2} \quad (116)$$

12. Gráficar  $K'$  vs  $h'$ , figura 18.

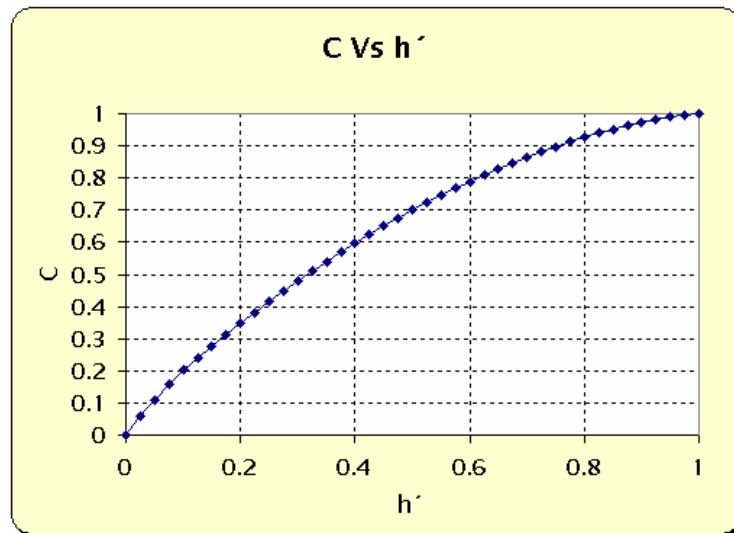
**Figura 18.** Curva de distribución de permeabilidades.



Fuente: BARÓN, J.R.; HERRERA, H.

13. Graficar C vs.  $h'$ , figura 19.

**Figura 19.** Curva de distribución de capacidades.



Fuente: BARÓN, J.R.; HERRERA, H.

14. Calcular el coeficiente de Lorenz, en la grafica de C vs. h'.

15. Estimar el valor de la eficiencia vertical Ei.

$$E_i = \frac{K'h' + (1 + C_i)}{K'} \quad (117)$$

16. Estimar la relación agua – petróleo, WOR.

$$RAP_s = \left[ \frac{M_{w,o} * B_o}{B_w} \right] * \left[ \frac{C_i}{1 - C_i} \right] \quad (118)$$

Donde:

$M_{w,o}$  = relación de movilidades agua aceite.

17. Estimar el flujo fraccional de agua.

$$f_w = \left[ \frac{WOR}{\frac{B_o}{B_w} + WOR} \right] \quad (119)$$

Donde:

$B_o$  = factor volumétrico del aceite.

$B_w$  = factor volumétrico del agua.

20. Calcular los valores de eficiencia árela aplicando la siguiente ecuación<sup>12</sup>:

$$E_a = \frac{1}{1 + A} \quad (120)$$

Donde:

$$A = [-0.2062 \times \ln(M_{w,o} + (-0.0712)) + (-0.511)] f_w + 0.3048 \times \ln(M_{w,o} + 0.123) + 0.4394 \quad (121)$$

**18.** Determinar el petróleo producido.

$$N = 7758 Ah \phi \frac{(S_{oi} - S_{or}) * E_a * E_i}{B_o} \quad (122)$$

Donde:

$S_{oi}$  = saturación de aceite inicial.

$S_{or}$  = saturación de aceite residual.

$A$  = área superficial del yacimiento.

$h$  = espesor total del yacimiento.

$\Phi$  = porosidad del yacimiento.

**19.** Calcular el volumen de agua producida.

$$W_{Pi} = \int RAP \, dN_{P2} \quad (123)$$

Donde:

$\int RAP \, dN_{P2}$  = es el área bajo la curva de la grafica de  $N_{p2}$  vs.  $RAP$ .

**20.** Calcular el agua de llenado.

$$W_f = 7758 Ah \phi (S_{gi}) \quad (124)$$

Donde:

Sgi = saturación de gas inicial

21. Calcular el agua producida acumulada.

$$W_p = \sum_{i=1}^{i=n} W_{Pi} \quad (125)$$

22. Calcular el agua inyectada.

$$W_i = \frac{(W_p B_w + N_p B_o + W_f)}{B_w} \quad (126)$$

23. Estimar el tiempo de inyección.

$$t = \frac{W_i}{q_t} \quad (\text{días}) \quad (127)$$

Donde:

$q_t$  = tasa de inyección, bbl/d

24. Calcular la tasa de agua.

$$q_{ws} = \frac{(f_w * q_t)}{B_w} \quad (\text{Bbl /día}) \quad (128)$$

25. Calcular la tasa de aceite.

$$q_o = \frac{(q_t - q_{ws})}{B_o} \quad (\text{Bbl/día}) \quad (129)$$

26. Estimar el factor de recobro.

$$F_R = \frac{N_{P2}}{N} \quad (130)$$

Donde:

N = volumen de petróleo original in situ.

El desarrollo del procedimiento anteriormente expuesto, puede ser comprendido con mayor facilidad observando las figuras 20, 21 y 22 ya que presentan el proceso del método Stiles realizado en una hoja de cálculo de Excel.

**Figura 20.** Hoja de cálculo de Excel, datos de entrada del método Stiles.

METODO DE STILES				
Datos:				
Kro	0.64	A trans. (ft <sup>2</sup> )		40000
Krw	0.32	Porosidad		0.18
Uo	4.8	L (ft)		1500
Uhw	0.9	H (ft)		80
Bo	1.18	Np (bbl)		100000
Bw	1.01	A (acres)		10.4
Swi	0.24	Qt bbl/d		200
Sor	0.21	OOIP bbl		580919
Soi	0.59	Sgl		0.17
Movilidad WD	2.667	T. llenado (días)		988
Pendiente	1.41335E-05			

Fuente: BARÓN, J.R.; HERRERA, H.

**Figura 21.** Hoja de cálculo de Excel, parámetros adimensionales del método Stiles.

		DATOS DE PERMEABILIDAD Y ESPESOR			PARAMETROS ADIMENSIONALES DE PERMEABILIDAD, ESPESOR Y CAPACIDAD									
		h capa pies	h acumu	h' adimen. acum.	K md	C=K'h	C acum.	C=K'h/(K'H) <sup>2</sup>	ΔC	Δh'	K'= ΔC/Δh'	h'' gráfica	Ei	RAPs
25														
26				0				0						
27														
28	2	2	0.025	130	260	260	0.0571	0.0571	0.025	2.2837	0.0125	0.438	0.000	
29	2	4	0.05	120	240	500	0.1098	0.0527	0.025	2.1080	0.0375	0.472	0.189	
30	2	6	0.075	110	220	720	0.1581	0.0483	0.025	1.9324	0.0625	0.511	0.384	
31	2	8	0.1	100	200	920	0.2020	0.0439	0.025	1.7567	0.0875	0.554	0.585	
32	2	10	0.125	88	176	1096	0.2407	0.0386	0.025	1.5459	0.1125	0.616	0.789	
33	2	12	0.15	83	166	1262	0.2771	0.0365	0.025	1.4581	0.1375	0.646	0.987	

Fuente: BARÓN, J.R.; HERRERA, H.

**Figura 22.** Hoja de cálculo de Excel, tabla de resultados finales del método Stiles.

TABLA DE RESULTADOS											
	O	P	Q	R		V	W	X	Y		
	fw(y)	Ea	Np2 (STB)	Wp (STB)	Wp acum. (STB)	Wf (bbl)	Wf (STB)	t iny. (días)	qws (STB/d)	qos (STB/d)	FR
25											
26											
27											
28	0.000	0.5707	93508	0	0	197512	304804	1524	0	169	0.161
29	0.139	0.6047	106855	1259	1259		321656	1608	28	146	0.184
30	0.247	0.6341	121165	4099	5358		342474	1712	49	128	0.209
31	0.334	0.6596	136793	7574	12932		368306	1842	66	113	0.235
32	0.403	0.6817	157168	13996	26928		406107	2031	80	102	0.271
33	0.458	0.7003	169208	10692	37620		430865	2154	91	93	0.291

Fuente: BARÓN, J.R.; HERRERA, H.

## **2.AJUSTE HISTORICO Y ANALISIS INYECCIÓN – PRODUCCION DEL CAMPO CASABE BLOQUE III**

### **2.1. Introducción**

El ICP desarrolló el software ASIA (Advanced System for Injection Analysis), el cual es un simulador analítico enfocado a procesos de inyección de agua que integra la información de perfiles de inyección, análisis de influencia petrofísica, modelamiento geológico y análisis de producción e inyección de pozos, con la técnica analítica de predicción de procesos de inyección de agua Craig - Geffen – Morse, esta técnica permite realizar un ajuste histórico del proceso de inyección, haciendo posible determinar el grado de influencia de los pozos inyectoros sobre los pozos productores en el campo. Al no ser posible caracterizar los yacimientos que presentan heterogeneidad vertical por el método CGM surge la necesidad de implementar otros métodos analíticos de predicción como son Dykstra – Parsons y Stiles, ampliando de esta manera el rango de operación y eficiencia de la herramienta ASIA.

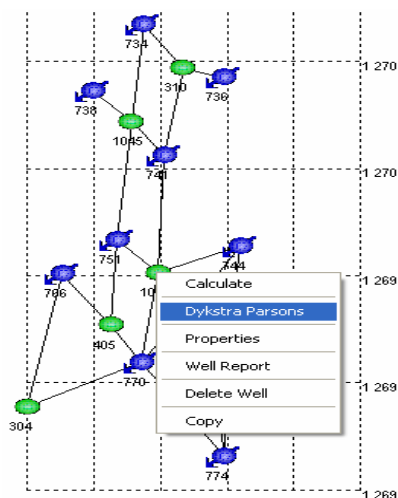
Al ser incorporados al software ASIA los métodos analíticos Dykstra – Parsons y Stiles, se realizó un análisis inyección – producción mediante ajuste histórico al campo casabe bloque III zona B. Se escogió este campo debido a que ya se le había hecho un análisis de este tipo utilizando el método CGM, con el objetivo de observar la aplicabilidad de estas nuevas técnicas en el proceso de ajuste histórico.

## 2.2. Dykstra – Parsons y Stiles en ASIA

Los métodos analíticos de predicción Dykstra – Parsons y Stiles explicados en el capítulo anterior, fueron programados en el software ASIA siguiendo el procedimiento de cada técnica, teniendo en cuenta que cada método está diseñado para analizar solamente un cuarto de patrón de inyección fue necesario adaptar a las nuevas condiciones cada método para lograr estudiar el patrón completo de inyección.

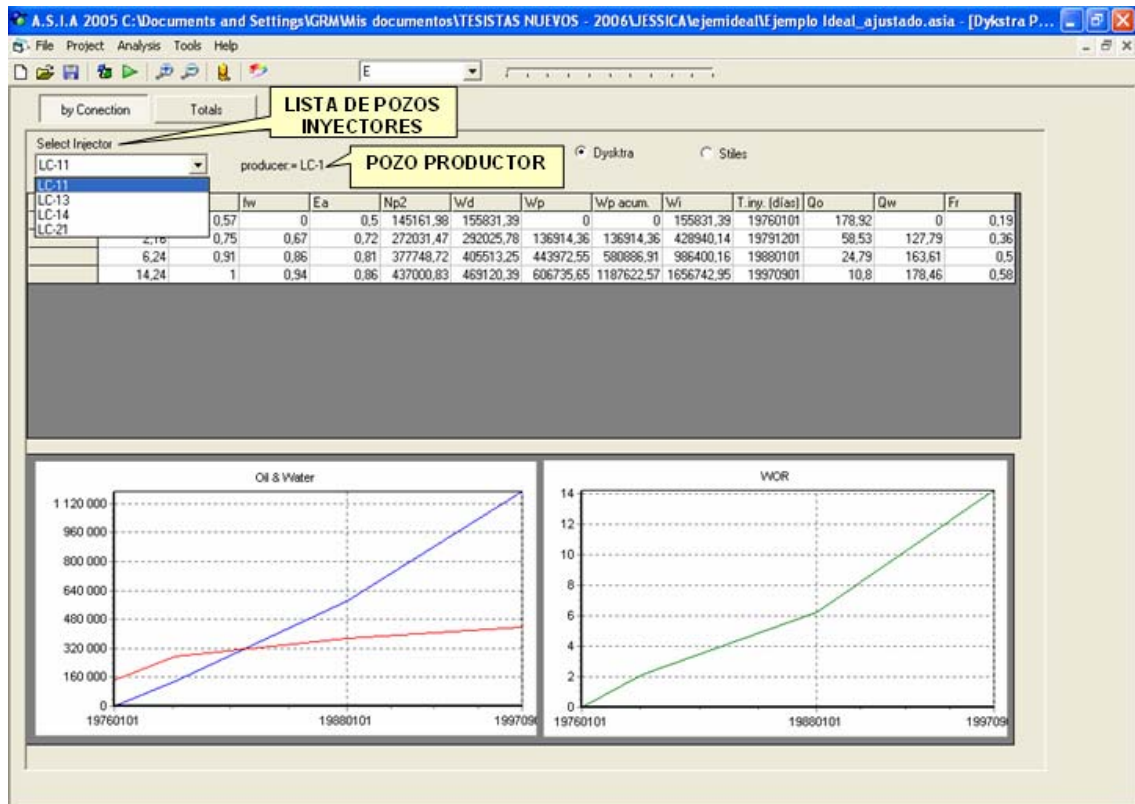
**2.2.1. Método de Dykstra – Parsons.** El método de predicción Dykstra – Parsons fue programado en el software ASIA para ser aplicado a yacimientos que presenten heterogeneidad vertical en donde el espesor de la capas puede ser variable, la técnica se desarrolla para cada pozo productor (figura 23) con su pozo inyector el cual puede ser seleccionado de la lista de pozos inyectoros que influyen en él y de esta manera obtener los resultados por cuarto de patrón, como se puede ver en la figura 24.

**Figura 23.** Selección del método Dykstra - Parsons



**Fuente:** Software ASIA 2005

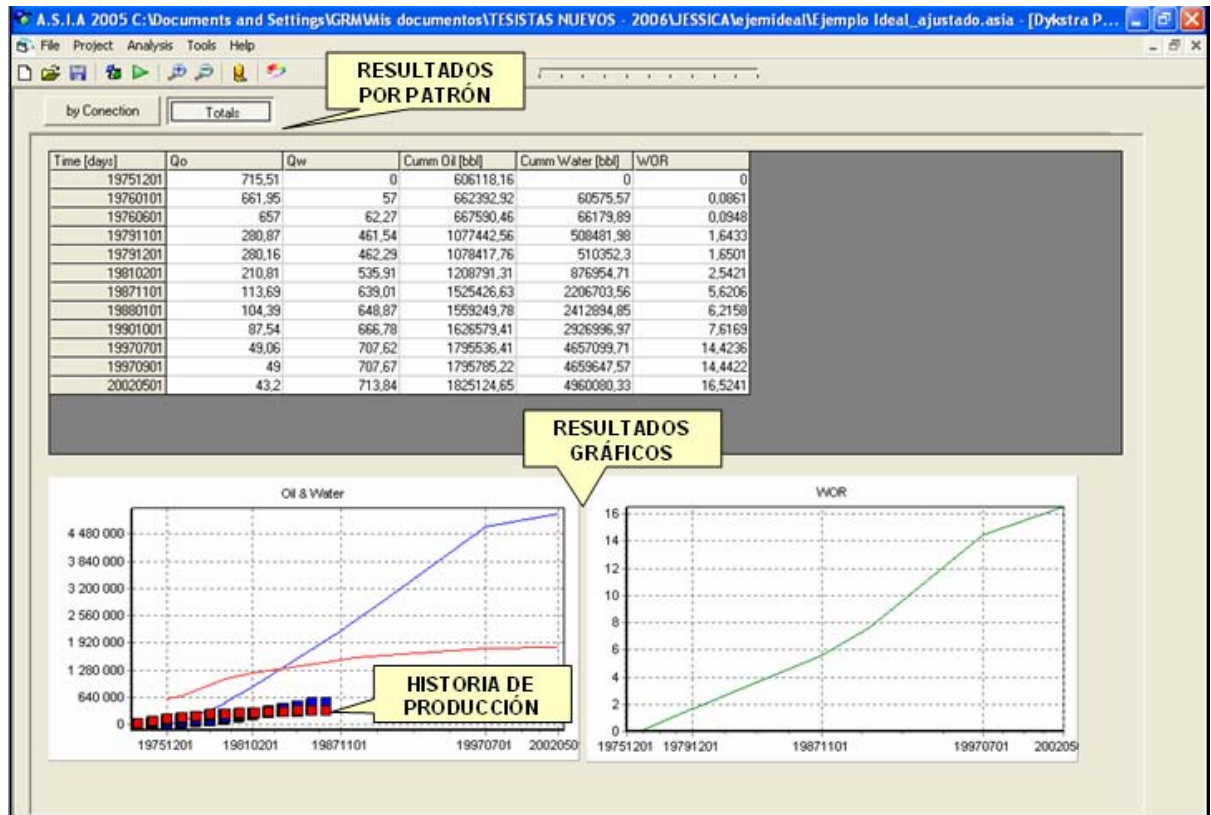
**Figura 24.** Tabla de resultados por cuarto de patrón.



**Fuente:** Software ASIA 2005

Los resultados obtenidos para un cuarto de patrón tienen en cuenta la fecha en la cual el pozo inyector comenzó a inyectar, a partir de ahí suma el tiempo que demora en irrumpir el frente de inundación en cada capa con la correspondiente producción de aceite y de agua, factor de recobro, agua inyectada etc. Para obtener resultados del patrón completo de inyección fue necesario interpolar en el tiempo en cada cuarto de patrón, la producción acumulativa de aceite y de agua y las tasas de producción y luego sumarlas para obtener los totales, la historia de producción también aparece en el grafico de tiempo vs. Np y Wp en el caso en que se quiera realizar el ajuste histórico, como se puede observar en la figura 25.

Figura 25. Resultados totales del patrón completo de inyección



Fuente: Software ASIA 2005

**2.2.2. Método de Stiles.** El método de predicción Stiles fue programado en el software ASIA para ser aplicado a yacimientos que presenten heterogeneidad vertical, al igual que con la técnica de Dykstra – Parsons el método de Stiles se desarrolla para cada pozo productor con su pozo inyector el cual puede ser seleccionado de la lista de pozos inyectores que influyen en el y de esta manera obtener los resultados por cuarto de patrón, como se puede ver en la figura 26.

Figura 26. Tabla de resultados por cuarto de patrón.

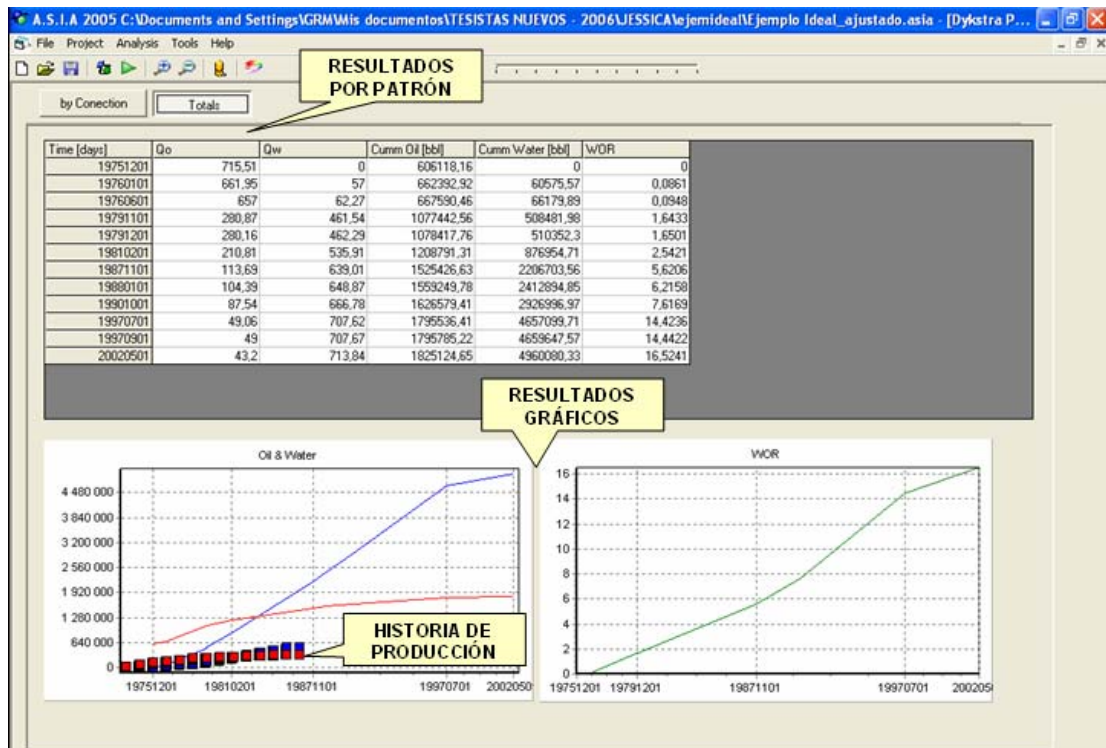


Fuente: Software ASIA 2005

Los resultados para el patrón completo de inyección empleando la técnica de Stiles (figura 27), se obtuvieron de la misma manera que con el método de Dykstra – Parsons.

Para mayor información sobre el manejo del software ASIA 2005 remitirse al anexo A.

Figura 27. Resultados totales del patrón completo de inyección



Fuente: Software ASIA 2005

**2.2.3. Ajuste histórico en ASIA 2005.** El ajuste de la historia de producción para un pozo particular, se basa en la coincidencia entre la suma de los volúmenes acumulados de petróleo y agua calculados por ASIA 2005, con la suma de los volúmenes acumulados de petróleo y agua históricos en cualquier instante del proceso de recuperación secundaria. De otra parte, el ajuste de los volúmenes acumulados de agua y petróleo lleva implícito el ajuste de la curva histórica de WOR.

La magnitud del error absoluto promedio del ajuste histórico que puede ser considerado como bueno depende de la concordancia entre la realidad de los procesos que se dan al interior del sistema inyección – producción y las

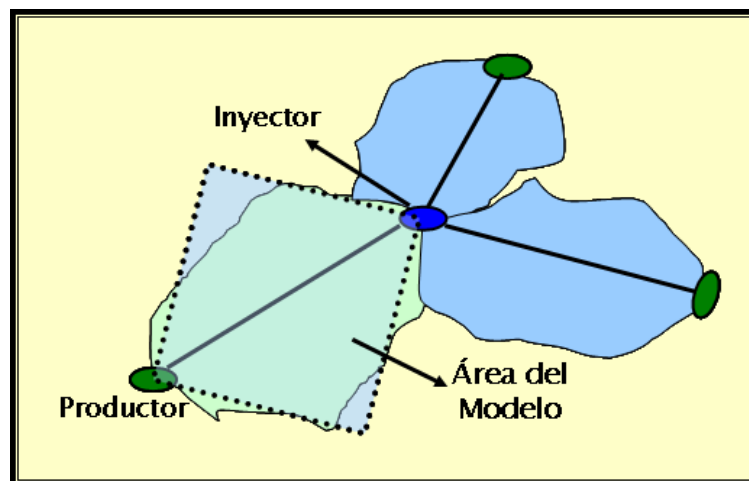
suposiciones que manejan las técnicas analíticas que hacen parte de ASIA 2005.

**2.2.3.1. Parámetros de ajuste<sup>14</sup>.** Los tres parámetros de ajuste que maneja el software ASIA 2005 son:

❖ **Factores de influencia:** se define por influencia un valor numérico que cuantifica el impacto que ejerce el pozo inyector sobre le pozo productor.

❖ **Multiplicadores de área:** el área de barrido generalmente es una porción típicamente irregular del yacimiento que puede ser limitada por una falla o área de barrido de un pozo vecino. En ASIA 2005 esta área se compara geométricamente con un cuadrado cuya diagonal es la línea que une el inyector con el productor como se puede apreciar en la figura 28.

**Figura 28.** Área del modelo



**Fuente:** BARÓN, J. R.; HERRERA, H.

❖ **Eficiencias areales a irrupción:** la eficiencia areal a tiempo de irrupción, representa la fracción del área inicialmente considerada para el modelo que es realmente barrida durante el proceso de inyección hasta el momento en que el frente de agua alcanza el pozo productor. Esta variable está asociada con los fenómenos de digitación viscosa, cuyo efecto es más fuerte entre más desfavorable (alta) es la razón de movilidad entre el agua y el petróleo ( $M$ ).

De los tres parámetros de ajuste mencionados anteriormente que maneja el software ASIA 2005, únicamente se pudo emplear en el proceso de ajuste histórico con los métodos de Dykstra – Parsons y Stiles el multiplicador de área, a causa de las consideraciones propias de cada técnica; mas adelante explicaremos.

### **2.3. Campo Casabe<sup>15</sup>**

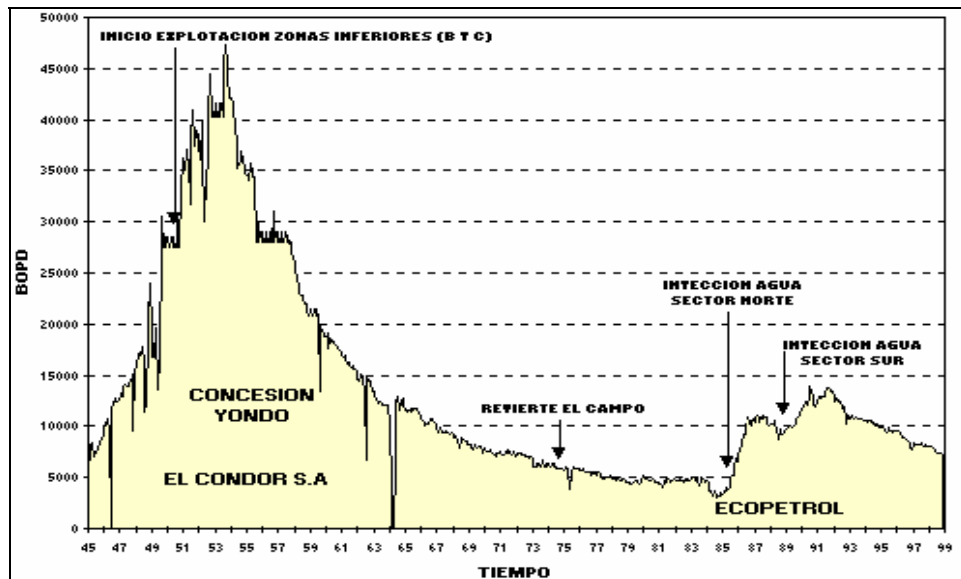
**2.3.1. Reseña histórica.** El gobierno Colombiano otorgó en 1938 la concesión Yondó a la Compañía Colombiana de Petróleos El Cóndor S.A., creada por la Compañía Shell S.A.

El campo Casabe se descubrió con la perforación del pozo Casabe 1, en las arenas A1, completado el 20 de octubre de 1941. Cuatro años más tarde se inició la explotación comercial del campo, la cual se desarrolló a través de 448 pozos con espaciamiento promedio de trece acres.

En febrero de 1954, alcanzó la producción máxima de 47000 BOPD, provenientes de 372 pozos activos. Esta cifra equivalía al 26% de la producción nacional de la época.

La figura 29 muestra la producción del campo desde el inicio en 1945 e indica los eventos más importantes ocurridos durante su explotación.

**Figura 29.** Historia de producción del Campo Casabe



**Fuente:** Pagina Web Ecopetrol S. A. "Oportunidades de inversión, Casabe". 2001

La compañía El Cóndor operó hasta diciembre de 1974, fecha en la cual la concesión revirtió al país y Ecopetrol se hizo cargo de su operación.

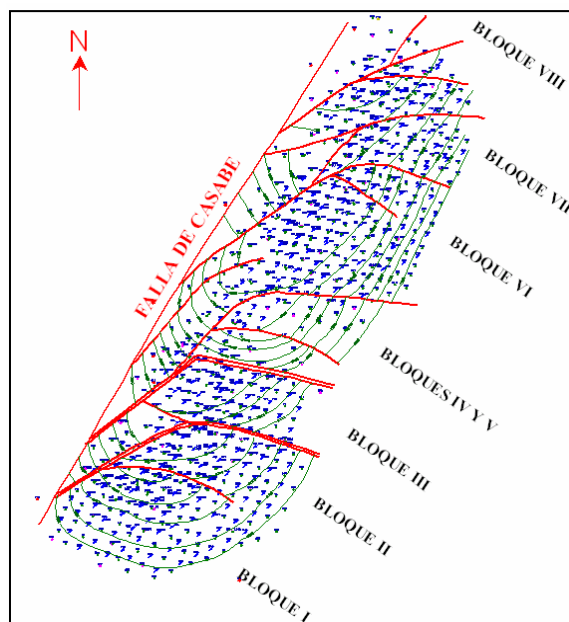
En 1977, se inician los estudios respectivos para el desarrollo secundario del campo y el 17 de febrero de 1982, la Junta Directiva de Ecopetrol aprobó la realización del proyecto "Desarrollo secundario del Campo Casabe mediante inyección de agua", para el recobro de 70.7 MMBO adicionales, aumentando el recobro de un total de 16.9% a 22% en 16 años.

El 21 de junio de 1985 se inicia la recuperación secundaria del campo en el sector norte y en diciembre de 1988 en el sector sur.

Hasta mediados del 2005 el campo tiene una producción promedio de petróleo de 7100 BOPD, con una producción acumulada de aceite a julio de 2005 de 287.5 MMBO.

**2.3.2. Marco geológico regional.** El área del Campo Casabe se caracteriza estructuralmente por la presencia de un monoclinas con buzamiento moderado hacia el Este, afectado por un sistema transgresivo, manifestado por la falla Casabe, que es una falla de tipo inverso, como se observa en la figura 30.

**Figura 30.** Bloques del Campo Casabe



**Fuente:** Ecopetrol S. A., Gerencia de Yacimientos. 2001

Esta falla tiene convergencia hacia el Oeste y rumbo SW-NE, a la cual se asocia un evento de relajación, que dio origen a fallas normales, de dirección

E-W, que a su vez separa la estructura en bloques y que constituye el sistema de entrapamiento en el Terciario.

Esta estructuración se ha aprovechado operativamente para el desarrollo del campo, el cual se ha dividido en ocho bloques de Sur a Norte, cada uno limitado por fallas normales.

**2.3.3. Historia de presiones.** El campo originalmente se encontraba a una presión de casi 200 psi por debajo de su presión de burbuja en la Formación Mugrosa (Arenas B), descendiendo rápidamente debido a su comportamiento de yacimiento volumétrico con mecanismo de producción de gas en solución. En la tabla 1 se puede observar el comportamiento de la presión del yacimiento para las Arenas Inferiores, Zona B.

**Tabla 2.** Datos básicos de presión, Campo Casabe

PARAMETRO	FORMACIÓN MUGROSA
Profundidad promedio (ft, BNM)	3500
Presión original (psi)	2003
Presión de burbuja (psi)	2200
Presión antes de inyección (psi)	800
Presión actual (psi)	1500

**Fuente:** Ecopetrol, Gerencia de Yacimientos. 2001

La inyección de agua ha generado el incremento de la presión del yacimiento, por debajo de la presión inicial en la Zona B. La presión al inicio de inyección era de 800 psi y la presión actual es de 1500 psi, 700 psi menor a la presión de saturación, 2200 psi.

**2.3.4. Historia de inyección.** El campo inició oficialmente explotación en junio de 1945, de arenas superiores en la columna estratigráfica (Formación Colorado, Zona A), con el Pozo Casabe 1.

En diciembre de 1958 se concluyó el desarrollo primario, habiéndose perforado un total de 448 pozos, separados para las arenas superiores y las arenas inferiores.

En 1979 se realizaron tres pilotos para determinar la factibilidad de llevar a cabo la inyección con agua dulce, en las arenas A y B del campo. Con base en los buenos resultados obtenidos en estos pilotos, se decidió extender la recuperación secundaria a todo el campo, para lo cual básicamente se perforó la totalidad de los pozos inyectoros y se reemplazó aquellos pozos productores que presentaban mal estado mecánico.

En junio 20 de 1985 se inició inyección en el sector Norte, bloques VI, VII y VIII. Al inicio de la inyección, la producción del campo era de 3500 BOPD.

En agosto 25 de 1985 se inauguró oficialmente la planta de inyección de agua, con dos sistemas de inyección denominados de alta y de baja presión. En noviembre de 1988 se inicia la inyección en el sector sur, bloques I, II, III y V.

Hasta la fecha se han perforado un total de 1039 pozos en el Campo Casabe, 448 durante la etapa primaria y los restantes para los tres pilotos de inyección y el proyecto de recuperación secundaria. El esquema de la figura 4 resume el estado actual de los pozos.

Más de la mitad de los pozos perforados en el campo se encuentran inactivos por motivos como baja inyektividad debido a un alto contenido de arcillas sensibles al agua dulce de inyección, penetración parcial en el

cañoneo, taponamiento por sólidos y formación de precipitados por incompatibilidad de fluidos, Canalizaciones debidas a las arenas con alta permeabilidad y fracturamiento hidráulico por altas presiones de inyección, Colapsos relacionados a la inyectividad preferencial y a fracturas que se generan por altas presiones de inyección.

La máxima inyección en el Campo Casabe se presentó en enero de 1991, con 103200 BWPD y una producción de 13500 BOPD, con 490 pozos inyectoros y 349 productores. La máxima producción de aceite en la etapa de inyección se presentó en enero de 1992, con 13800 BOPD y una inyección de agua de 94850 BWPD.

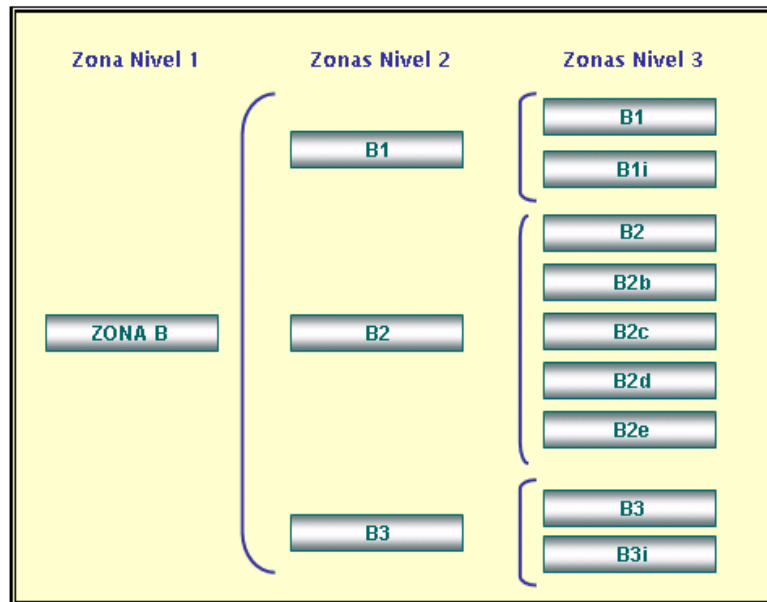
Actualmente continúa el proceso de recobro secundario mediante inyección de agua. Se utilizan modelos regulares de cinco puntos Y Se utiliza agua dulce de la formación La Mesa, en sistema cerrado.

#### **2.4. Ajuste histórico usando los métodos Dykstra – Parsons y Stiles**

Se realizó un ajuste histórico empleando los métodos de Dykstra – Parsons y Stiles, al campo Casabe bloque III (zona B), ya que se le realizó anteriormente un análisis<sup>15</sup> de este tipo empleando el método analítico CGM que maneja el software ASIA, obteniendo muy buenos resultados, y de esta manera posteriormente observar la aplicabilidad de estas técnicas en el proceso de ajuste histórico.

**2.4.1. Campo Casabe bloque III (zona B).** La zona B es el área de interés que esta conformada por las subzonas que se pueden apreciar en la figura 31.

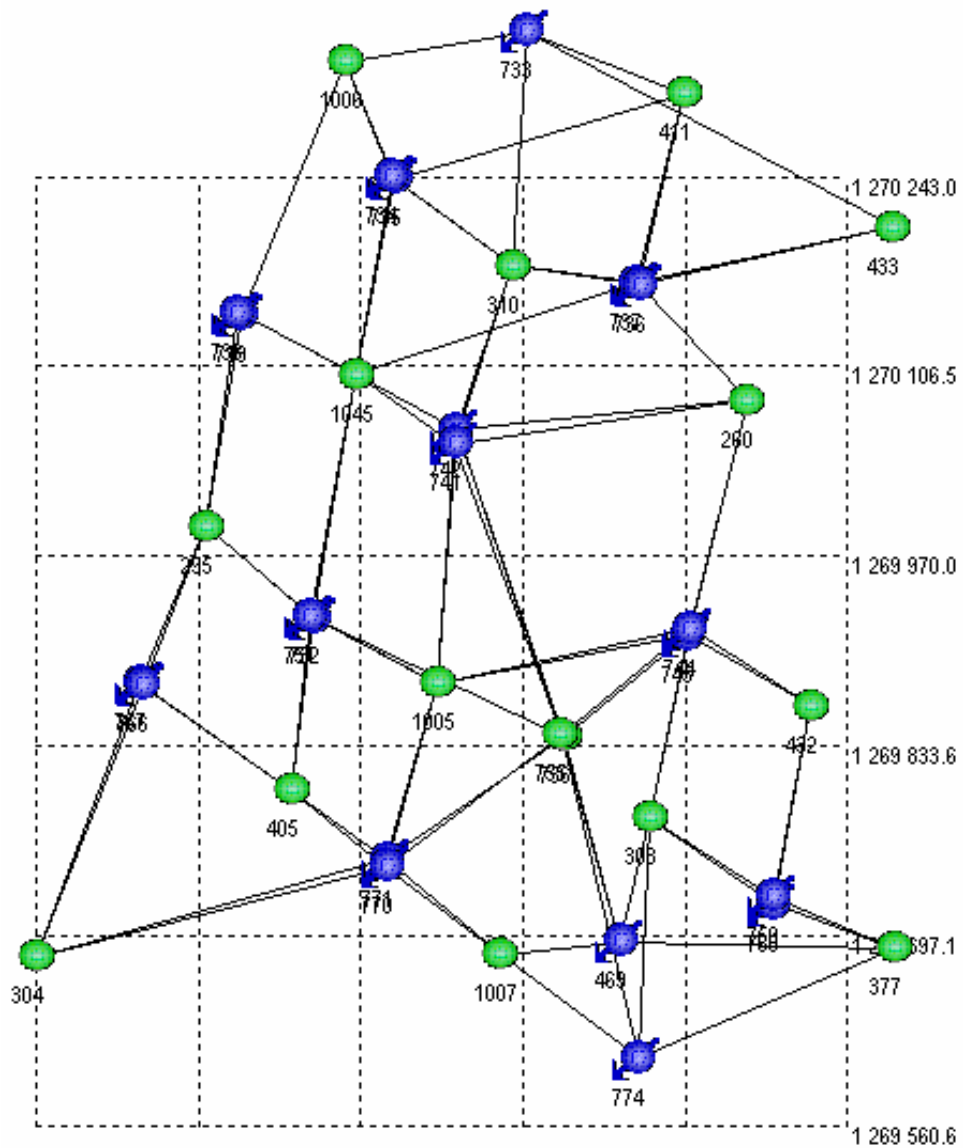
**Figura 31. Zonas de interés.**



**Fuente:** BARÓN, J. R.; HERRERA, H

En esta zona se tuvieron en cuenta para el análisis 21 pozos inyectoros y 17 pozos productores con los cuales se definieron los patrones de inyección representados en la figura 32.

Figura 32. Patrones de inyección



Fuente: BARÓN, J. R.; HERRERA, H.

En la figura anterior los recuadros de color verde representan los pozos productores y los recuadros azules representan los pozos inyectores que se encuentra enfrente al pozo productor que afecta.

**2.4.2. Propiedades petrofísicas.** Las propiedades petrofísicas del bloque III zona B del campo Casabe empleadas en el ajuste histórico se resumen en la tabla 3.

**Tabla 3.** Propiedades petrofísicas del campo Casabe bloque III (zona B).

PROPIEDAD	VALOR
Swirr (fracción)	0.284
Kro @ Swirr (fracción)	1
Sor (fracción)	0.314
Krw @ Sor (fracción)	0.215
EXO (adimensional)	3.1
EXW (adimensional)	2
Viscosidad del agua (cp)	0.6238
Densidad del agua (lb/ft <sup>3</sup> )	62.43
Bw (RB/STB)	1.00982
Viscosidad del aceite	43
Densidad del aceite (lb/ft <sup>3</sup> )	57.899
Bo (RB/STB)	1.07

**Fuente:** Ecopetrol, Gerencia de Yacimientos. 2001

**2.4.3. Resultados del proceso de ajuste histórico.** El proceso de ajuste histórico realizado al campo Casabe bloque III zona B, empleando los métodos analíticos Dykstra – Parsons y Stiles, no se logro llevar a cabo satisfactoriamente. La causa del regular desempeño de los métodos en el proceso de ajuste, se analizó observando en que casos al emplear las

nuevas técnicas se obtuvieron resultados erróneos y estudiando el comportamiento de los parámetros de ajuste por medio de una sensibilidad.

Debido a que los resultados obtenidos por los dos métodos analíticos Dykstra – Parsons y Stiles son tan similares, se presentará el análisis solamente por el método de Dykstra – Parsons.

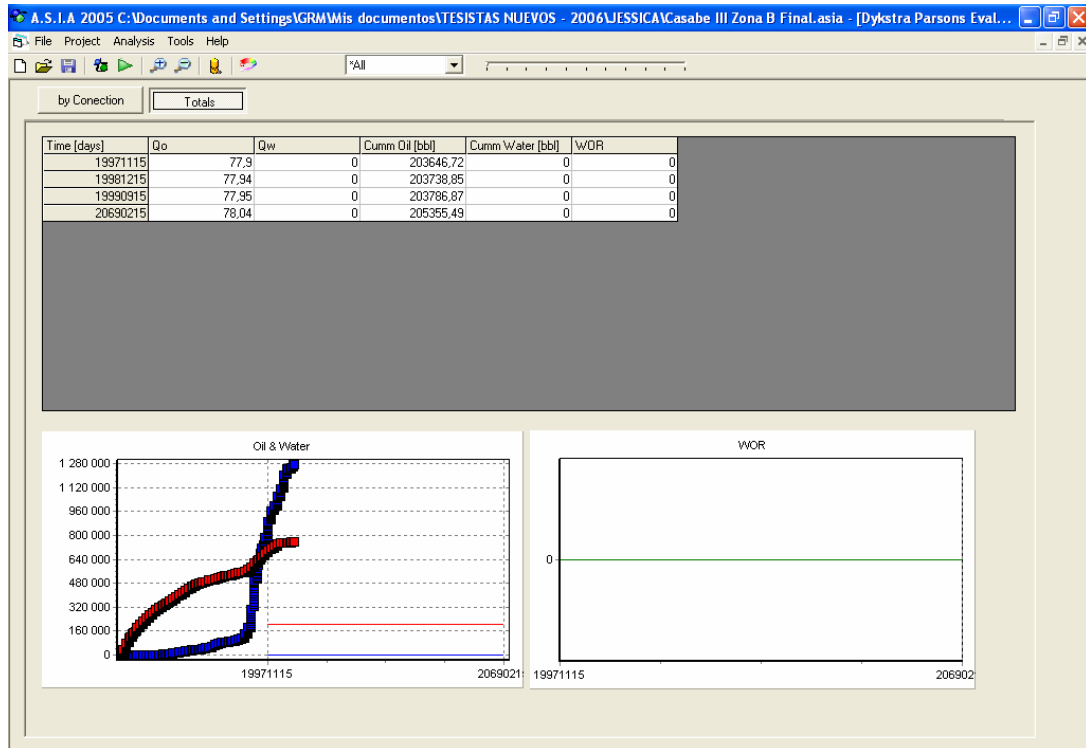
**2.4.3.1. Tasa inyección constante:** esto resulta una limitación para el ajuste de las curvas de producción de aceite y agua, debido a que en un proceso de inyección de agua la tasa de inyección nunca se podrá mantener constante, lo que conlleva a que la curva de producción de agua calculada por los métodos analíticos no puedan describir la curva histórica.

**2.4.3.2. Todos los estratos con igual porosidad:** Debido a que en los yacimientos de hidrocarburo se presentan variaciones en la porosidad de los estratos, al considerarse una única porosidad, en el modelamiento con los métodos Dykstra – Parsons y Stiles, no se ajustará al comportamiento esperado, ya que se puede estar sobrestimando o subestimando el volumen de fluidos.

**2.4.3.3. Grado de heterogeneidad del yacimiento.** Como se menciona en el capítulo anterior los métodos analíticos Dykstra – Parsons y Stiles se emplean en yacimientos que presenten heterogeneidad vertical, lo cual se ve reflejado en que el yacimiento este formado en el sentido vertical, por estratos de distinta permeabilidad. Por tal motivo fue imposible realizar el ajuste histórico en patrones de inyección de agua en los cuales solo estaban conectados los pozos por una capa es decir un sistema homogéneo, como es el caso del patrón de inyección formado por: el pozo productor 377 que se encuentra interconectado por una sola capa con los pozos inyectores 759, 760, 774, 469 arrojando por el método de Dykstra – Parsons la siguiente

tabla de resultados, figura 33 como se puede apreciar la producción de aceite es constante en el tiempo, y sin producción de agua.

**Figura 33.** Resultados por Dykstra – Parsons del pozo productor 377.



Fuente: Software ASIA 2005

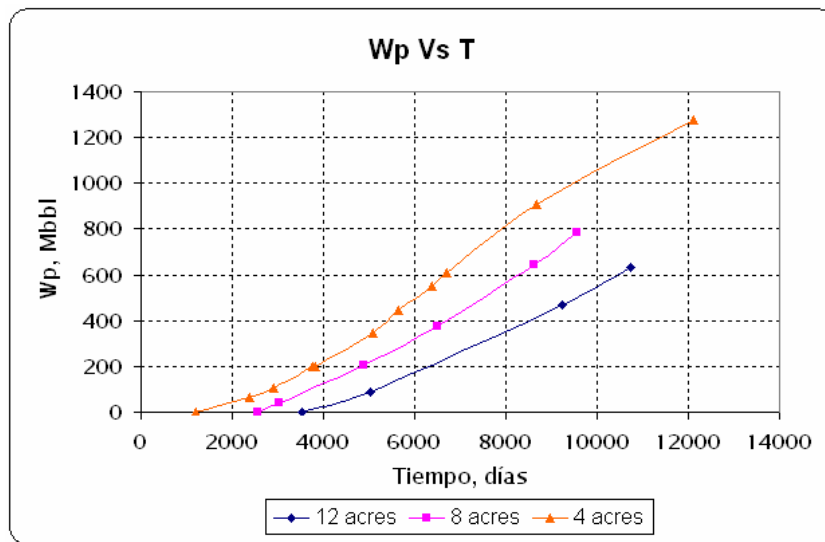
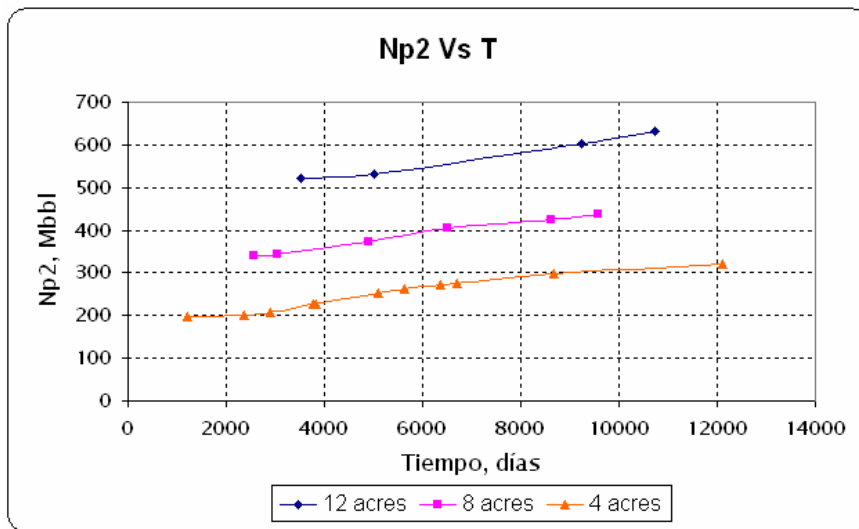
**2.4.3.4. Relación de movilidades agua – aceite ( $M_{w,o}$ ).** En el método analítico de Stiles se supone que el volumen de agua inyectada en cada capa, depende de la capacidad de dicho estrato, lo que equivale a suponer un relación de movilidad unitaria, por lo tanto se introduce un error en los resultados que se obtengan, cuando se utilicen razones de movilidad diferentes.

**2.4.3.5. Multiplicador de área.** Este parámetro solo permite ajustar una de las dos curvas de producción, ya sea la de aceite o la de agua, esto se puede explicar observando las dos situaciones que se pueden presentar al tratar de ajustar empleando este parámetro::

- **Incremento del multiplicador de área.** Al aumentar el área del patrón de inyección los efectos que se obtienen son: aumento de la producción de aceite, disminución de la producción de agua que conlleva a que el tiempo de ruptura del frente de agua en el pozo productor tarde más. Esto debido a que al aumentar el área va a haber más aceite por recuperar y por lo tanto el banco de agua va demorar más en desplazar el banco de aceite y de esta manera se producirá menos agua.

- **Disminución del multiplicador de área.** Al disminuir el área del patrón de inyección los efectos que se obtienen son: disminución de la producción de aceite, aumento de la producción de agua que conlleva a que el tiempo de ruptura del frente de agua en el pozo productor tarde menos, como se observa en la figura 34. Esto debido a que al disminuir el área va a ver menos aceite por recuperar y por lo tanto el banco de agua va demorar menos en desplazar el banco de aceite y de esta manera se producirá mas agua.

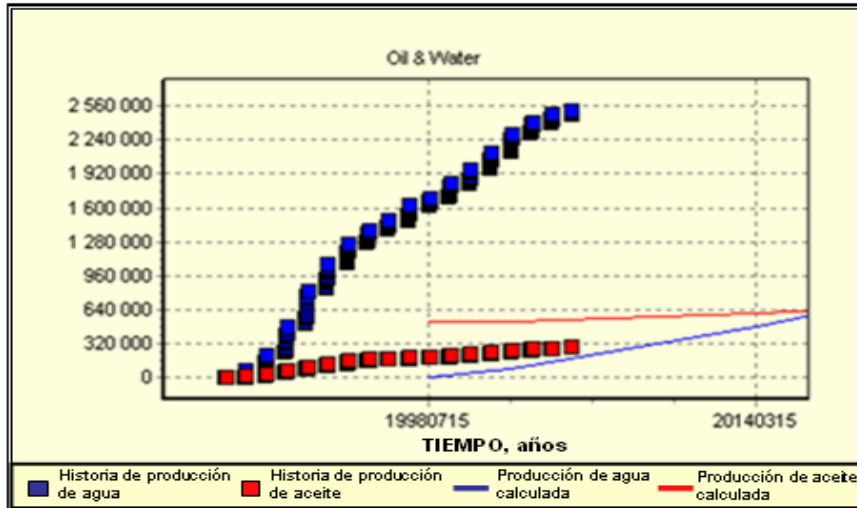
**Figura 34.** Sensibilidad del multiplicador de área.



**Fuente:** Software ASIA 2005

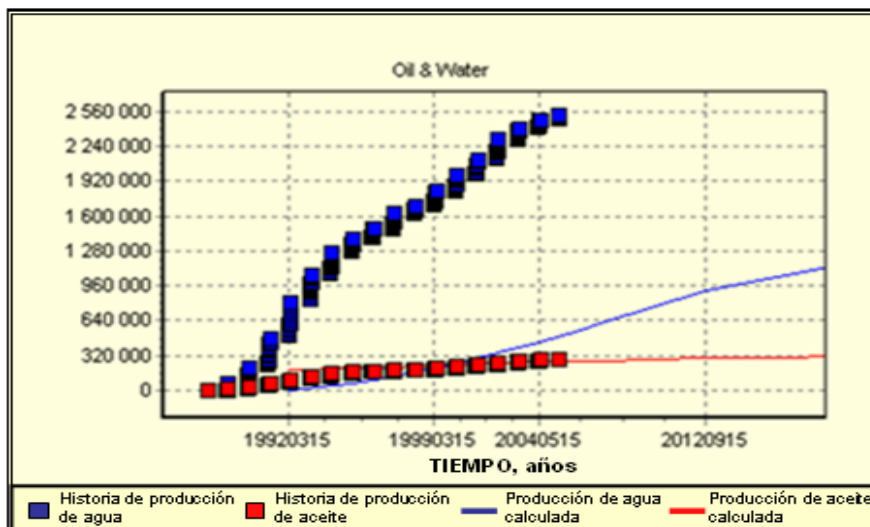
Este es el caso del pozo productor 1045 que se encuentra conectado con los pozos inyectores 734, 738, 741, 751, en las figuras 35, 36 se observa los resultados del patrón sin ajustar y el ajuste que se logra al variar el multiplicador de área con el método de Dykstra – Parsons.

**Figura 35.** Gráfica de producción de aceite y agua Vs. Tiempo del pozo productor 1045, sin ajustar.



**Fuente:** Software ASIA 2005.

**Figura 36.** Gráfica de producción de aceite y agua Vs. Tiempo del pozo productor 1045, después de disminuir el multiplicador de área.



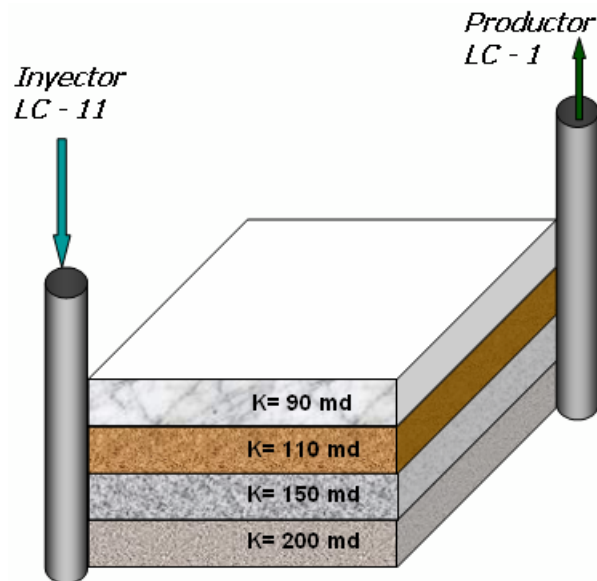
**Fuente:** Software ASIA 2005.

## 2.5. Predicción con Dykstra – Parsons y Stiles

Debido a que los métodos analíticos Dykstra – Parsons y Stiles presentan poca aplicabilidad en el proceso de ajuste histórico por los motivos anteriormente mencionados, se decidió determinar si estas técnicas presentan un buen funcionamiento en el proceso de predicción.

Para ello se construyó un modelo de prueba, que consiste en un cuarto de patrón de inyección de cinco puntos como se puede apreciar en la figura 37, con las propiedades que se presentan en la tabla 4.

**Figura 37. Modelo de prueba**



**Fuente:** BARÓN, J. R.; HERRERA, H.

**Tabla 4.** Propiedades del modelo de prueba.

PROPIEDAD	VALOR
Espesor (ft)	40
Área (acres)	20
Longitud entre pozos (ft)	933.38
Porosidad (%)	20
Swi (fracción)	0.31
Sor (fracción)	0.23
Krw @ Sor	0.13
Kro @ Swir	0.9
$\mu_o$ (cp)	20
$\mu_w$ (cp)	0.5
Relación de movilidades ( $M_{w,o}$ )	5.78
OOIP (Bbl)	796223

**Fuente:** BARÓN, J. R.; HERRERA, H.

La predicción se realizó al modelo de prueba descrito anteriormente, empleando los métodos CGM, Dykstra – Parsons y Stiles que se encuentran en el software ASIA 2005. Teniendo en cuenta que el método Craig - Geffen – Morse, que originalmente maneja el software ASIA, se encuentra validado para procesos de predicción, se confrontará su desempeño contra los nuevos métodos analíticos Dykstra – Parsons y Stiles, y de esta manera poder determinar la aplicabilidad de estos métodos en el proceso de predicción.

La predicción se realizó para un tiempo de 14 años, tuvo en cuenta una serie de parámetros los cuales se encuentran en la tabla 5.

**Tabla 5.** Parámetros a tener en cuenta en el proceso de predicción.

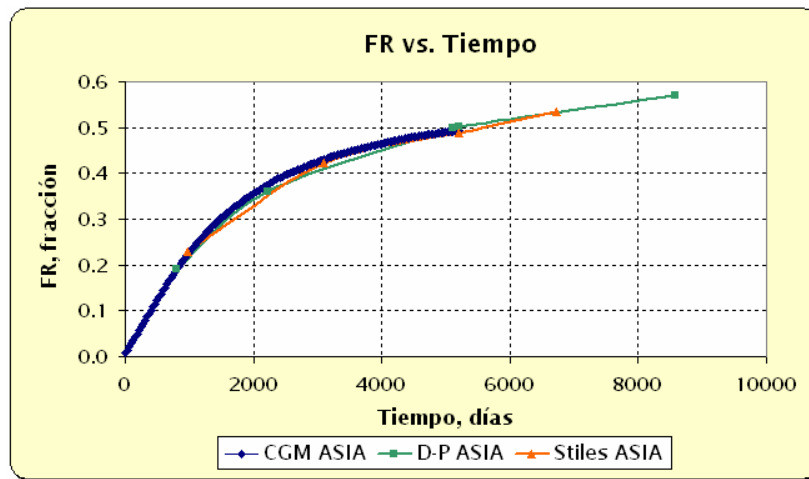
MÉTODOS	PARAMETROS						
						Exp. de la ec. Hirasaky	
	Ea (fracción)	Ei (fracción)	ED (fracción)	VP (ft <sup>3</sup> )	OOIP (Bbl)	No	Nw
<b>CGM ASIA</b>	1	1	0.56	1238758	796223	2	2
<b>D - P ASIA</b>	0.809	0.915	0.67	1241280	797842	2	2
<b>Stiles ASIA</b>	0.788	0.873	0.67	1241280	797842	2	2

**Fuente:** BARÓN, J. R.; HERRERA, H.

Para que el método CGM (ASIA) prediga de una manera ideal, es decir que considere un barrido completo del yacimiento, es necesario emplear una eficiencia areal de 1, y así pueda ser semejante su comportamiento al de los métodos Dykstra – Parsons y Stiles.

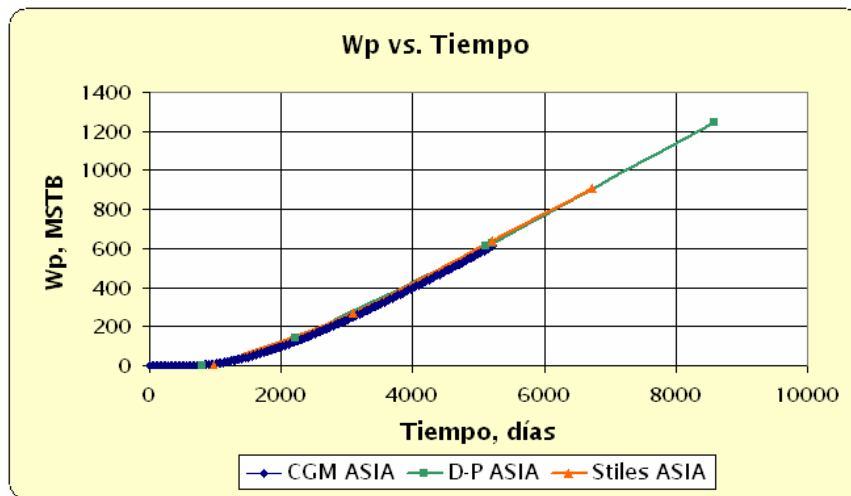
Los resultados que se obtuvieron de la predicción en cuanto al factor de recobro y a la producción acumulativa de agua, se pueden observar en la figura 38, 39.

**Figura 38.** Predicción del factor de recobro, del modelo de prueba.



Fuente: BARÓN, J. R.; HERRERA, H.

**Figura 39.** Predicción de la producción de agua, del modelo de prueba



Fuente: BARÓN, J. R.; HERRERA, H.

A partir de los resultados obtenidos al comparar las diferentes predicciones alcanzadas para el modelo de prueba, se puede determinar que el desempeño de los métodos analíticos Dykstra – Parsons y Stiles en el proceso de predicción es aceptable, con lo cual se puede tener confianza en los resultados que arroje en simulador ASIA 2005 a la hora de predecir el comportamiento de un yacimiento heterogéneo.

### **3. EFECTO DE LA SATURACIÓN DE GAS INICIAL EN EL RECOBRO POR INYECCIÓN DE AGUA**

#### **3.1. Introducción**

Para el estudio del efecto de la saturación inicial de gas en yacimientos sometidos a inyección de agua, es necesario conocer la cantidad, representada en saturación, de la fase gaseosa presente en yacimiento al inicio de la inyección. Para calcular esta cantidad de gas en el medio poroso se tienen en cuenta factores importantes como tipo de empuje del yacimiento (energía del yacimiento) y las características de los fluidos presentes en él. Las ecuaciones de balance de materia (EBM) representan de manera sencilla las variables involucradas en el cálculo de la cantidad de fluidos en yacimiento.

Luego de cuantificar el gas, representado por la saturación de gas inicial, se estudiará el efecto que genera esta saturación de gas  $S_g$  en yacimiento, sobre el factor de recobro alcanzado en estos procesos de recobro secundario por inyección de agua.

El análisis sobre el efecto de la saturación de gas inicial concluirá sobre un estudio a un campo base (Casabe Bloque III) para evaluar el efecto del gas y su comportamiento en la predicción de petróleo producido sobre datos reales de campo.

### 3.2. Saturación inicial de gas en yacimiento

La saturación de gas inicial es el espacio disponible para el gas en el medio poroso, siempre y cuando se presente capa inicial de gas o “gas libre”, así:

$$G = V_p * S_{gi} * B_g \quad (131)$$

Si se conoce la cantidad de gas en el yacimiento, representada por la saturación de gas, se puede conocer las potenciales reservas de gas contenidas en la formación.

Sin embargo, si se desconoce la Saturación de gas, pero el aceite en el yacimiento es conocido, se puede saber cuanto gas hay inicialmente en formación. La ecuación de petróleo crudo en el yacimiento a cualquier instante de la vida del mismo, tiene diferentes formas de acuerdo con el tipo o tipos de empuje que actúan sobre este, siendo los siguientes los más comunes:

- a. Yacimientos Saturados
- b. Empuje por Gas en Solución o Agotamiento
- c. Empuje por Agotamiento y Capa de gas Inicial
- d. Empuje por Agotamiento y Empuje de Agua sin Capa de Gas
- e. Todos los Empujes

Por lo que concierne a este proyecto, el recobro secundario por inyección de agua se inicia conociendo muchos aspectos del yacimiento, entre estos aspectos resaltamos, datos de producción, tipo de empuje que presenta el yacimiento explotado y otros datos como WOR, GOR, API del crudo; de esta manera se tendrá una idea de cuanto gas puede encontrarse in situ al inicio de la inyección de agua. Aunque teóricamente se puede calcular la saturación de gas inicial, al

emplear la ecuación 132 basada en un balance de materia<sup>16</sup> a cualquier tiempo t, para yacimientos que presentan empuje por capa de gas o por gas en solución.

$$S_g = (1 - S_w) \left[ 1 - \left( 1 - \frac{N_p}{N} \right) \frac{B_o}{B_{oi}} \right] \quad (132)$$

Donde:

$S_g$  = Saturación de gas @ cualquier tiempo t

$S_w$  = Saturación de agua @ t

$N_p$  = Petróleo producido @ t

$N$  = Petróleo Original In Situ

$B_o$  = Factor Volumétrico del aceite @ t

$B_{oi}$  = Factor Volumétrico de aceite Inicial

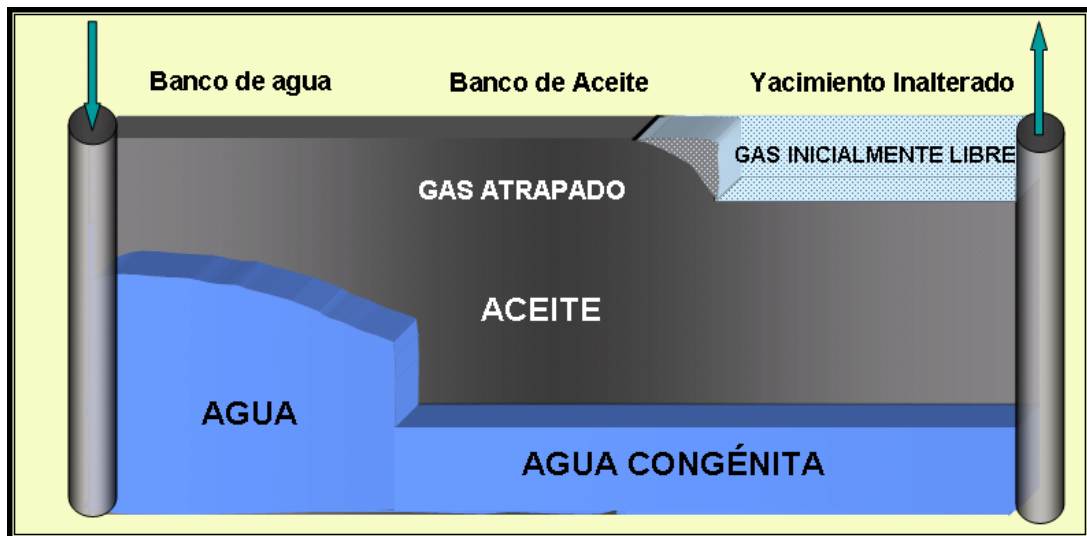
Esta ecuación supone que el gas está distribuido uniformemente por todo el espacio poroso a dicho tiempo t de la vida productiva del yacimiento.

Al conocer la cantidad de gas inicial presente en la formación, mostraremos como afecta, tanto de manera teórica como practica el comportamiento de la producción de hidrocarburos líquidos sometidos a procesos waterflooding.

### **3.3. Efecto de la saturación inicial de gas en procesos de inyección de agua.**

En un yacimiento parcialmente agotado, es posible encontrar una saturación de gas inicial antes de comenzar la inyección de agua. La inyección de agua en un sistema lineal producirá en la formación un banco de aceite o zona de mayor saturación de aceite adelante del banco de agua inyectada. El banco de aceite, en movimiento desplazara una parte del gas libre delante de ella, atrapando el resto como se observa en la figura 40.

**Figura 40.** Perfil de la Saturación durante una inyección de agua



**Fuente:** WILLHITE, G. Paul. Waterflooding.

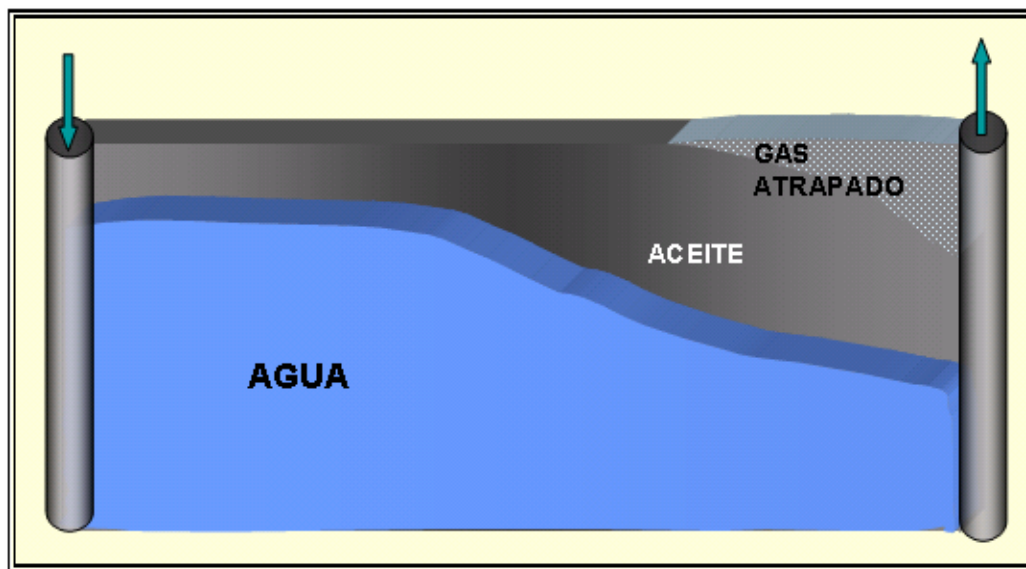
El volumen de gas que queda atrapado puede influir en la producción de aceite dependiendo si la presión que se alcanza con la inyección de agua, es suficiente o no para redissolver el volumen de gas presente, por lo tanto, el efecto que provocara la saturación de gas inicial en un proceso de inyección de agua depende de si se presenta los siguientes fenómenos:

- Redisolución del gas atrapado
- Presencia de gas atrapado

**3.3.1. Redisolución del gas atrapado.** En un proceso de inyección de agua usualmente se emplean tasas de inyección altas que se sean factibles dentro de las consideraciones económicas que presente el proyecto, lo cual permite que se incremente la presión del yacimiento y por lo tanto se redissuelva el gas atrapado

(figura 41) que quedo después de que el banco de aceite desplazó el gas móvil del volumen de gas presente inicialmente, en el banco de aceite.

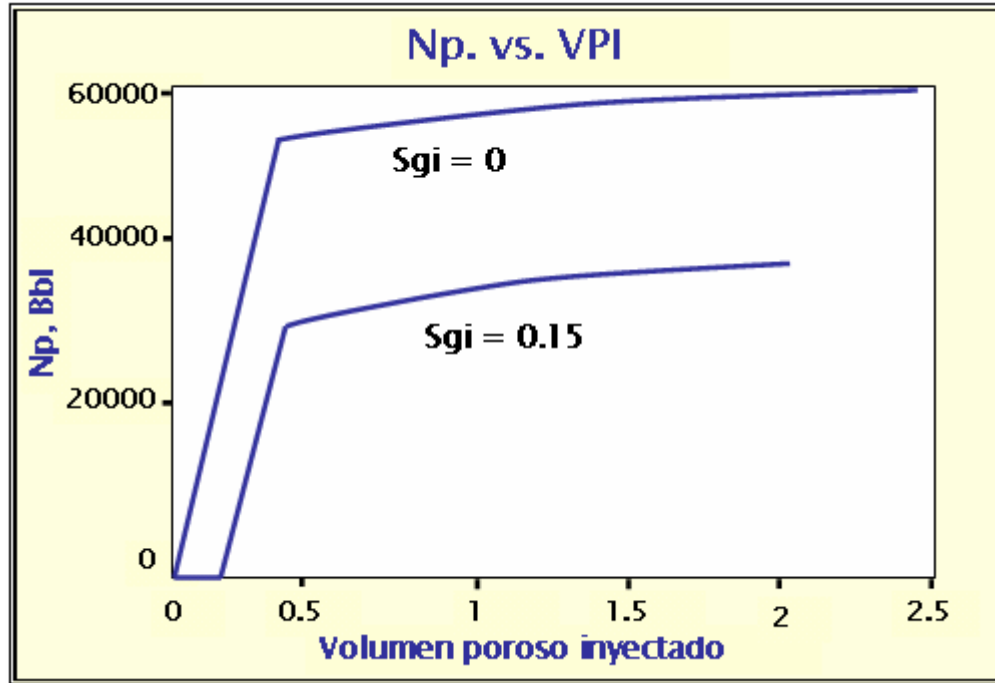
**Figura 41.** Distribución del gas atrapado en yacimiento en procesos de inyección de agua.



**Fuente:** BARÓN, J. R.; HERRERA, H.

El efecto que observaron<sup>17</sup> (WILLHITE, 1986) se representa en la figura 42, en donde se puede apreciar que a medida que aumenta la saturación de gas inicial ( $S_{gi}$ ), el volumen poroso inyectado necesario para lograr que el banco de aceite llegue al pozo productor aumentará, es decir que la producción de aceite debido a la inyección de agua tardará mucho mas tiempo, que cuando no se presenta saturación de gas inicial, además la producción de aceite acumulada disminuirá.

**Figura 42.** Efecto de la saturación de gas inicial en la producción de aceite.



**Fuente:** WILLHITE, G. Paul. Waterflooding.

**3.3.1.1. Presión de redisolución.** Consideremos que la saturación del gas atrapado en el margen delantero (figura 40) de la zona de aceite sea  $S_{gt}$ , con una saturación de aceite correspondiente de  $S_o$  y una saturación de agua congénita,  $S_{wc}$ .

El gas existente en una unidad de espacio de poroso expresado en condiciones estándar es:

$$\left(\frac{S_{gt}}{B_g}\right) + \left(\frac{S_o}{B_o}\right) R_s = S_g \quad (133)$$

Considerando que un volumen de aceite adicional,  $\Delta S_o$ , saturado con gas a una mayor presión entra al volumen unitario e incrementa la presión hasta ese mismo nivel. Consecuentemente, una parte del gas atrapado se comprime y disuelve. La saturación de aceite resultante es  $S_o$ , y el aceite tiene un factor volumétrico de formación de  $B'_o$  con una relación gas disuelto – aceite de  $R'_s$ . El gas atrapado, ahora a una mayor presión,  $S'_{gt}$ , tiene un factor volumétrico de formación de  $B'_g$ . El balance de volúmenes da:

$$S_o \frac{B'_o}{B_o} + \Delta S_o + S'_{gt} + S_{wc} = 1 \quad (134)$$

El balance de gas en este volumen unitario, expresado en condiciones estándares, da:

$$\frac{S_{gt}}{B_g} + \frac{S_e}{B_o} R_s + \frac{\Delta S_o}{B'_o} R'_s = \frac{S'_{gt}}{B'_g} + \frac{S'_o}{B'_o} R'_s \quad (135)$$

Combinan las ecuaciones 134 y 135 para eliminar el término  $\Delta S_o$  y para despejar  $S'_{gt}$ , se tiene:

$$S'_{gt} = B'_g \left[ \frac{S_{gt}}{B_g} - \frac{S_o}{B_o} (R'_s - R_s) \right] \quad (136)$$

La ecuación 136 puede resolverse para determinar el nivel de presión en el que la saturación de gas atrapado queda disuelta por completo, es decir cuando:

$$S'_{gt} = 0 \quad (137)$$

Entonces:

$$\frac{S_{gt}}{B_o} - \frac{B_o}{S_o}(R'_s - R_s) = 0 \quad (138)$$

La ecuación 138, puede resolverse por ensayo y error hasta determinar la presión del banco de aceite necesario para disolver el gas atrapado. La deducción anterior supone que también pueden utilizarse los datos de solubilidad del gas y del factor de volumen del yacimiento petrolífero con presiones decrecientes, para representar eventos que ocurren a una mayor presión. Típicamente, un aumento de presión del 10 al 20% basta para disolver cualquier gas atrapado en el banco de aceite.

**3.3.2. Presencia de gas atrapado.** Varios autores han demostrado experimentalmente que el recobro de aceite mejorará en presencia de una saturación de gas atrapado ya sea que el gas quede encerrado dentro del banco de aceite o que simplemente reduzca el espacio disponible para el aceite, este fenómeno se ha tratado de explicar por medio de dos teorías propuestas por F. Cole (1969) que son las siguientes:

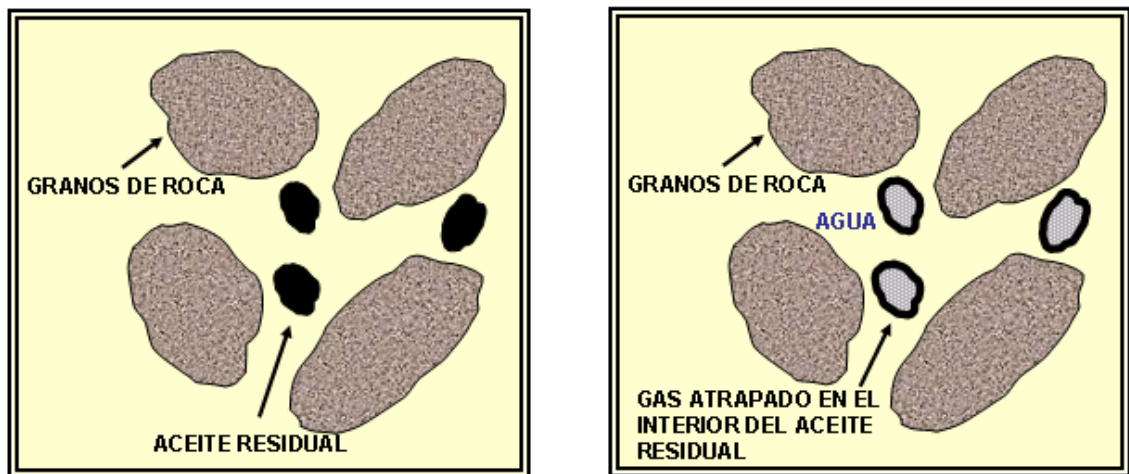
- Primera teoría.
- Segunda teoría.

**3.3.2.1. Primera teoría<sup>18</sup>.** La inyección de agua en un sistema lineal producirá en la formación un banco de aceite adelante del agua inyectada. El banco de aceite, en movimiento desplazará una parte del gas libre delante de ella, atrapando el resto.

El movimiento del aceite residual hará aumentar la presión de este gas atrapado por encima de la presión que tenía al quedar atrapado. Esto debido a que al existir

tres fases en el medio poroso, la tensión interfacial aceite-gas es menor que la tensión gas-agua, haciendo que el gas se “encierre” dentro del aceite residual, lo que llevará a que las partículas de aceite residual sean mas grandes que cuando no existe presencia de gas, como se puede observar en la figura 43. Al someter el banco de aceite a la inyección de agua, las moléculas de aceite reducirán de tamaño por simple mecánica de fluidos, de este modo al existir una burbuja de gas dentro de la molécula de aceite residual, el volumen total del gas dentro del aceite residual es igual a la disminución del aceite residual en el yacimiento.

**Figura 43.** Efecto de la saturación de gas libre en el  $S_{or}$  (Primera teoría propuesta por Cole).



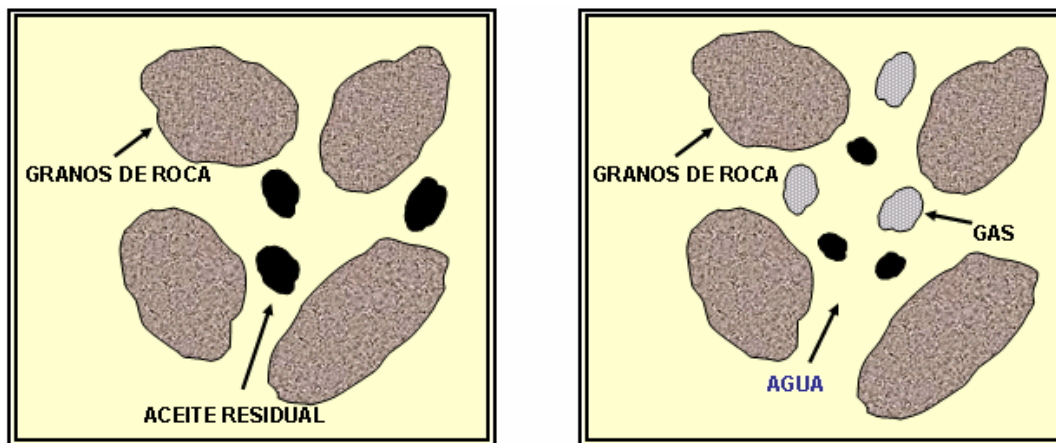
**Fuente:** Cole, F. 1969

La cantidad en la que aumentará la presión del gas antes de que el frente de invasión lo alcance, dependerá del ancho del banco de aceite, de la permeabilidad al aceite y del gasto. Al aumentar la presión, el gas disminuye el volumen, debido tanto a la compresión como a la solución.

Se descubrió también que el efecto de una saturación de gas inicial sobre el desplazamiento de aceite depende del volumen de gas atrapado existente en el frente de invasión. Si no queda gas en un elemento de la roca en el momento en el que el frente de invasión llega a éste, no habrá influencia sobre el desplazamiento de aceite.

**3.3.2.2. Segunda teoría<sup>18</sup>.** La saturación de aceite se reducirá en presencia del gas, ya que quedara menos espacio para ser ocupado por el aceite residual en un proceso de inyección de agua, donde la roca es mojada por agua en el espacio poral mas grande, como se puede observar en la figura 44.

**Figura 44.** Efecto de la saturación de gas libre en el  $S_{or}$ , (Segunda teoría).



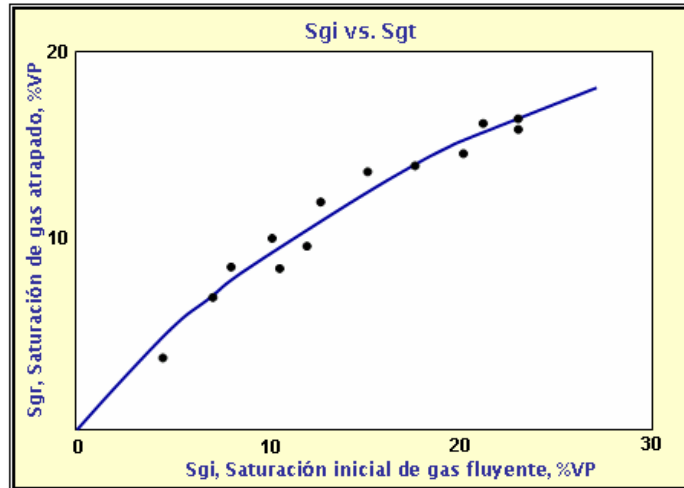
**Fuente:** Cole, F. 1969

**Efecto del gas atrapado sobre el factor de recobro por medio de inyección de agua.** Un número importante de experimentos se han llevado a cabo respecto al efecto de la saturación de gas atrapado sobre el factor de recobro en la inyección de agua<sup>8</sup>. Estos estudios incluyen la medición de gas fluyente, las subsecuentes

saturaciones de gas atrapado y de aceite residual remanentes. Cabe aclarar que los estudios se realizaron bajo ciertas condiciones, principalmente que no ocurra en un grado importante compresión ni solución de gas, ya sea durante el entrapamiento de la fase gaseosa o del subsecuente barrido por agua.

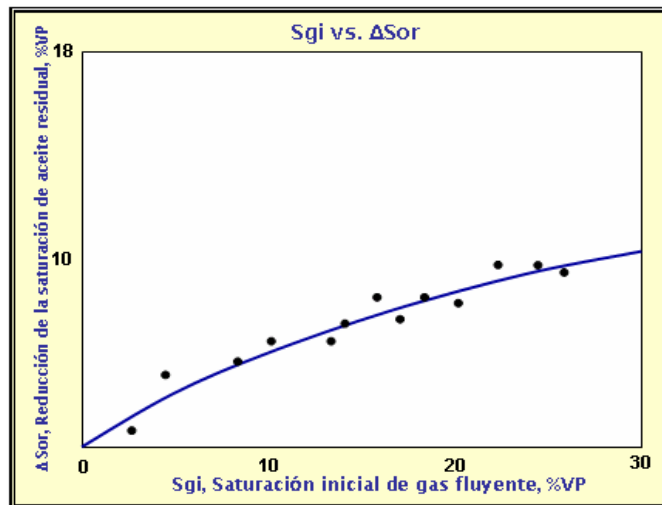
Las figuras 45, 46, 47, relacionan una saturación de gas fluyente con una de gas atrapado y el efecto de la saturación de gas inicial sobre la reducción de la saturación de aceite residual para las rocas preferiblemente mojadas por agua. *Kyte et al.*<sup>19</sup> encontraron un efecto diferente en rocas preferiblemente mojadas por aceite. Dedujeron que la reducción de la saturación de aceite causada por el gas atrapado depende de la estructura de los poros de la roca, de la viscosidad del aceite y del volumen de agua circulado y que por lo tanto, no puede determinarse una correlación simple entre el gas atrapado y el aceite residual. A partir de los datos existentes, parece que en las rocas preferiblemente mojadas por aceite, el aceite que permanece después de la inyección de un volumen de agua igual a muchas veces el volumen de los poros, no depende de la presencia de una saturación de gas inicial.

**Figura 45.** Relación de la Saturación de gas inicial y la saturación de gas atrapado.



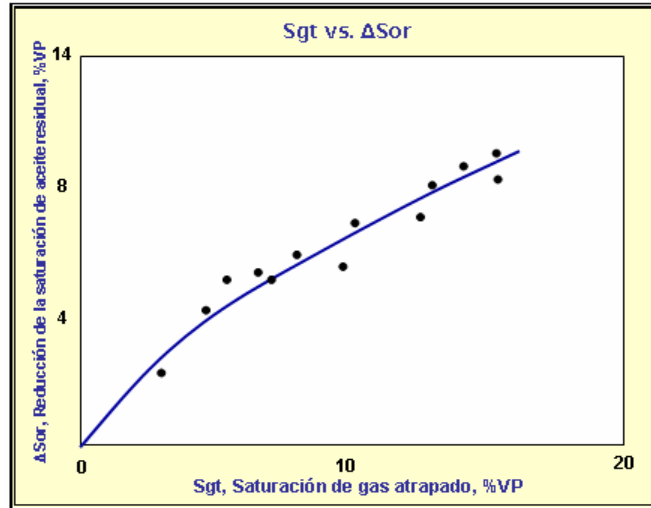
**Fuente:** AHMED, T; Reservoir Engineering, Handbook. 2ª Ed. GPC.

**Figura 46.** Efecto de la saturación inicial de gas sobre la recuperación de aceite por medio del barrido con agua.



**Fuente:** AHMED, T; Reservoir Engineering, Handbook. 2ª Ed. GPC.

**Figura 47.** Efecto de la saturación de gas atrapado sobre la recuperación de aceite por la inyección de agua.



**Fuente:** AHMED, T; Reservoir Engineering, Handbook. 2ª Ed. GPC.

Las anteriores dos correlaciones gráficas pueden ser expresadas matemáticamente por las siguientes dos expresiones:

$$S_{gt} = a_1 + a_2 S_{gi} + a_3 S_{gi}^2 + a_4 S_{gi}^3 + \frac{a_5}{S_{gi}} \quad (139)$$

Y además:

$$\Delta S_{or} = a_1 + a_2 S_{gt} + a_3 S_{gt}^2 + a_4 S_{gt}^3 + \frac{a_5}{S_{gt}} \quad (140)$$

Donde:

$S_{gi}$ : Saturación de gas inicial

$S_{gt}$ : Saturación de gas atrapado

$\Delta S_{or}$ : reducción de la Saturación de Aceite Residual.

A continuación en la tabla 6 se presentan los valores de los coeficientes  $a_1 - a_5$ , empleados en las ecuaciones 139 y 140.

**Tabla 6.** Valores de los coeficientes  $a_i$  de las ecuaciones 139 y 140.

<b>Coeficientes</b>	<b>Ecuación 139</b>	<b>Ecuación 140</b>
<b>A<sub>1</sub></b>	0.305017211	0.26936065
<b>A<sub>2</sub></b>	0.4764700	0.41062853
<b>A<sub>3</sub></b>	0.69469046	0.29560322
<b>A<sub>4</sub></b>	-1.8994762	-1.4478797
<b>A<sub>5</sub></b>	-4.1603083*10 <sup>-4</sup>	-3.0564771*10 <sup>-4</sup>

**Fuente:** AHMED, T; Reservoir Engineering, Handbook. 2ª Ed. GPC.

### **3.4. Redisolución dinámica del gas atrapado en la inyección de agua: análisis PVT**

El análisis anterior propuesto en por Craig (1971) muestra teóricamente como puede afectarse el recobro de aceite por parte de una capa inicial de gas, aclarando que esta se encuentra dispersa a lo largo del medio poroso del yacimiento sometido a inyección de agua. El efecto que tendrá esta saturación de gas sobre el factor de recobro está directamente implicado con la reducción del aceite residual en el medio poroso, esto conllevará a un incremento en el petróleo recuperable y por esto un incremento también en el factor de recobro. El efecto del gas inicial sobre el recobro de aceite se remarca cuantitativamente mediante la

ecuación 140 de este capítulo. Aquí se calcula la reducción de la saturación de aceite residual de manera directa al conocer la cantidad de gas presente en el yacimiento, sin tener en cuenta que a medida que el frente de agua avanza por el medio poroso, la cantidad de gas en el yacimiento se va reduciendo debido a dos efectos principales que ocurren en el proceso, el desplazamiento del gas hacia los pozos productores y la redisolución por el aumento de la presión.

Al entrar el agua de inyección al espacio poroso del yacimiento, este experimentará un aumento de la presión proporcional a la entrada de agua hacia el medio. El frente de agua irá desplazando cierta porción de ese gas libre y además ayudará a que otra porción del gas se redisuelva en el crudo presente en el yacimiento. A medida que este frente de desplazamiento avanza a través del estrato, la cantidad de gas irá disminuyendo su efecto sobre el factor de recobro por el hecho de que cada vez habrá más agua y menos gas presente en yacimiento; decimos con esto que al ser la inyección de agua un proceso dinámico, los efectos que se puedan producir por las distintas variables involucradas en este proceso también lo serán, como es el caso de el efecto estudiado en este capítulo.

Este estudio puede ser expresado cuantitativamente a partir de una expresión matemática que indique la saturación de gas a cualquier presión  $P < P_b$ ; ecuación 132 obtenida mediante un balance de materia.

Con la ecuación 132 se sabe cuanto gas existe al inicio de la inyección; a partir de aquí, la saturación de gas cambiará en la medida en que el frente avanza, porque se presentará un cambio tanto en la saturación de agua ( $S_w$ ) debido a el ingreso de agua en la formación, como el factor volumétrico del aceite debido al aumento de la presión del yacimiento. Este cambio con el tiempo o la presión de la saturación de gas puede desarrollarse a lo largo del proceso mediante el ingreso de ciertos datos convenientes en el software ASIA, a saber, una tabla de datos

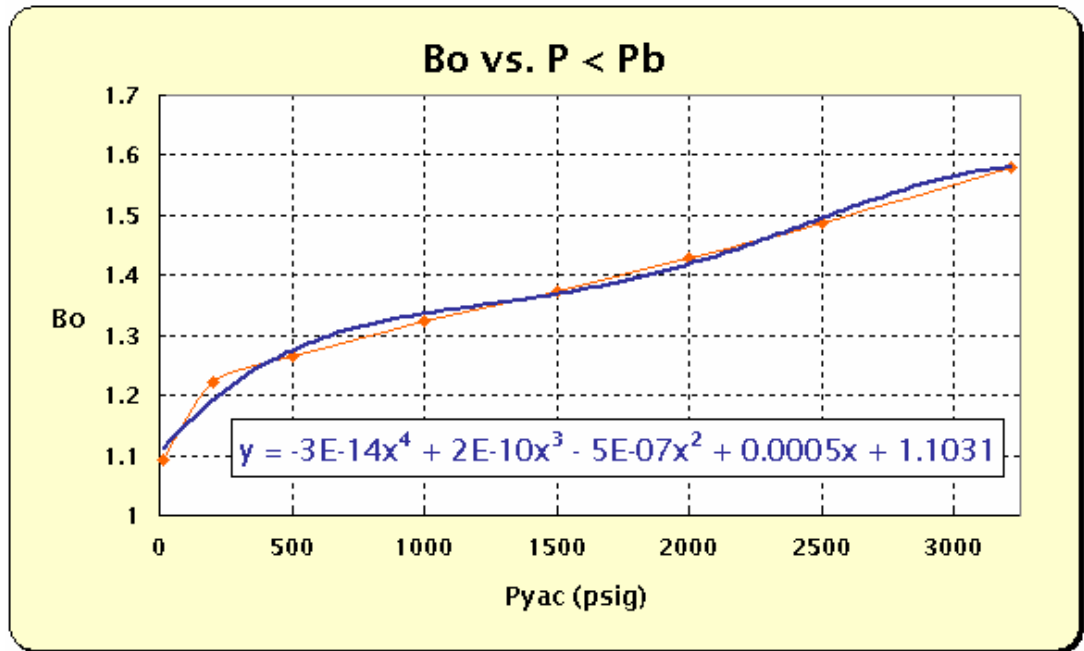
PVT del yacimiento a analizar nos proveerá de información respecto a ciertas variables involucradas por debajo del punto de burbuja, como son factores volumétricos de formación, solubilidad de gas en el aceite, presión de yacimiento, entre otras. Estas variables se pueden combinar convenientemente para obtener expresiones matemáticas que podrían ser usadas en la predicción del fenómeno aquí planteado.

Si se grafica una curva  $B_o$  vs. Presión de Yacimiento (figura 48), se obtendrá una línea de tendencia de ecuación polinómica con forma:

$$B_o = a_1 + a_2P + a_3P^2 + a_4P^3 \quad (141)$$

Esta ecuación representa el cambio del factor volumétrico con respecto a la presión de yacimiento si  $P < P_b$ , dicha expresión podrá usarse para variar este factor volumétrico en la ecuación, 132 que variará a su vez la saturación de gas en la medida en que la presión de yacimiento se eleve por causa de la inyección de agua.

**Figura 48.** Gráfico típico de Bo vs. P cuando  $P < P_b$ .



**Fuente:** BARÓN, J. R.; HERRERA, H.

Otra variable del proceso es la saturación de agua en la arena invadida, esta variable se hace un poco más compleja de tratar, ya que no se conoce con certeza cual será la nueva saturación de agua en la formación después de iniciada la inyección. Una forma de resolver este problema es ir a la ecuación de flujo fraccional y de acuerdo a esta, tratar de llegar a la saturación de agua hasta antes de ruptura. Lo anterior resulta muy complicado ya que la ecuación de flujo fraccional no ha sido resuelta de forma clara para procesos de inyección de agua hasta antes de ruptura.

Una solución conveniente para este problema es tratar de relacionar de manera analítica la entrada de agua con el cambio de saturación de agua, aceite y gas en el espacio poroso, es decir, cuantificar el cambio de saturación de agua de

acuerdo al volumen de agua inyectada en el yacimiento; esto también debe estar ligado con el incremento de la presión del yacimiento, de esta manera relacionar el cambio de la saturación de agua con su efecto directo y también con el cambio en el factor volumétrico de formación.

### **3.5. Análisis del efecto de la saturación de gas inicial en procesos de inyección de agua, caso Campo Casabe bloque III.**

Para estudiar el efecto de la saturación de gas inicial en procesos de inyección de agua y de esta manera definir su comportamiento desde el inicio de la inyección hasta el llenado o “fill-up”, se llevó a cabo un análisis sobre el campo base Casabe Bloque III del que se hablo en el capítulo anterior; este análisis consistió en observar la influencia de una saturación de gas inicial sobre el petróleo recuperado hasta que el frente de agua ocupe todo el espacio que inicialmente tenía gas dentro del espacio poroso, a este proceso se le llama fill-up.

Este estudio se hizo dentro de una predicción de los pozos propuestos en un estudio anterior<sup>15</sup>, escogiendo algunos pozos al azar pero que cumplieran con algunas características; por ejemplo, que estén distribuidos a lo largo de todo el campo y que además contasen con todas las formaciones disponibles en el bloque. El análisis se hizo sobre una sensibilidad de gas inicial en estos pozos realizando corridas con el software ASIA 2005, en donde se observo el efecto que ocasiona la presencia de una saturación de gas inicial sobre la producción de aceite hasta la fecha de fill – up. Luego con los resultados de petróleo producido se reemplazó en la ecuación 132 y de esta manera poder lograr encontrar una relación  $S_o = f(S_g)$ , que pueda corregir la nueva saturación de aceite afectada por la saturación de gas al inicio de la inyección de agua.

Para realizar la sensibilidad se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros:

◆ Pozos Analizados: Los pozos productores analizados con sus correspondientes pozos inyectoros que lo afectan se pueden observar en la tabla 7.

**Tabla 7.** Patrones de inyección del campo Casabe bloque III analizados.

POZOS PRODUCTORES	POZOS INYECTORES
302	101 – 102 – 104 – 105
9	102 – 103
1008	101 – 781

**Fuente:** BARÓN, J. R.; HERRERA, H.

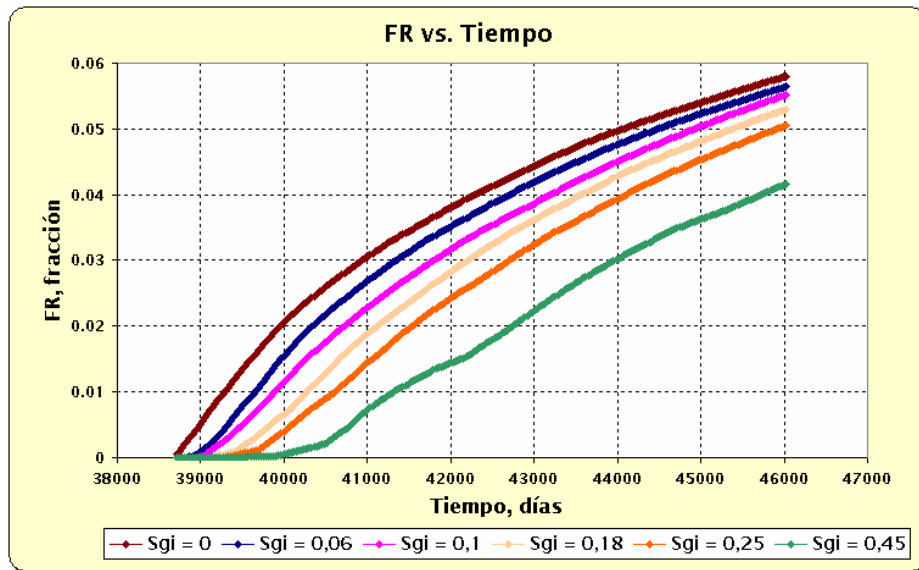
Las arenas productoras que se tuvieron en cuenta en el bloque B son: B1 - B1i - B2 - B2b - B2c - B2d - B2d - B2e - B3 - B3i

◆ Los porcentajes de saturación de gas inicial ( $S_{gi}$ ), que se manejaron fueron los siguientes: 0%, 6%, 10%, 18%, 25%, 45%.

Las predicciones que se realizaron en el software ASIA están extrapoladas a 20 años, esto para garantizar que todos los modelos involucrados en este estudio llegarán a fill-up, y de esta manera tener en cuenta el aceite producido hasta la fecha.

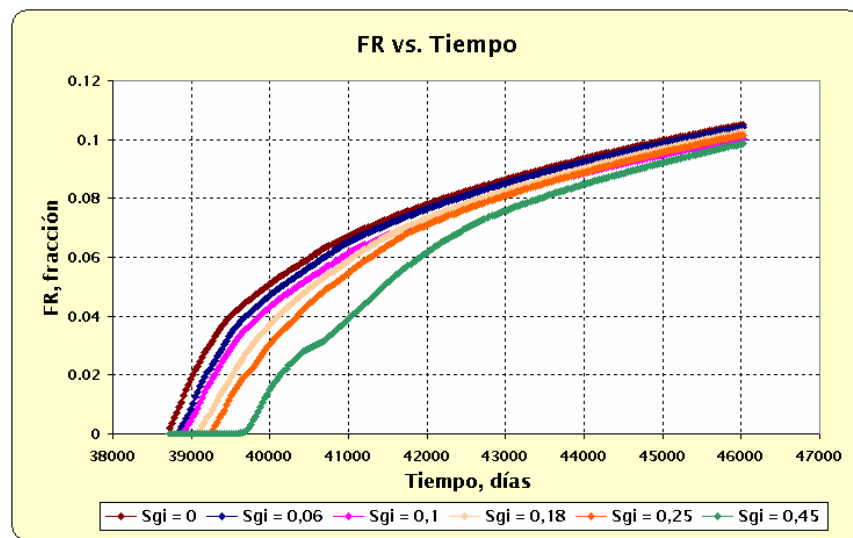
Los resultados gráficos de la sensibilidad realizada para cada uno de los patrones de inyección de la tabla 1 con respecto a la saturación de gas inicial ( $S_{gi}$ ), se observan en las graficas 49, 50, 51.

Figura 49. Sensibilidad a la  $S_{gi}$  para el pozo productor 302.



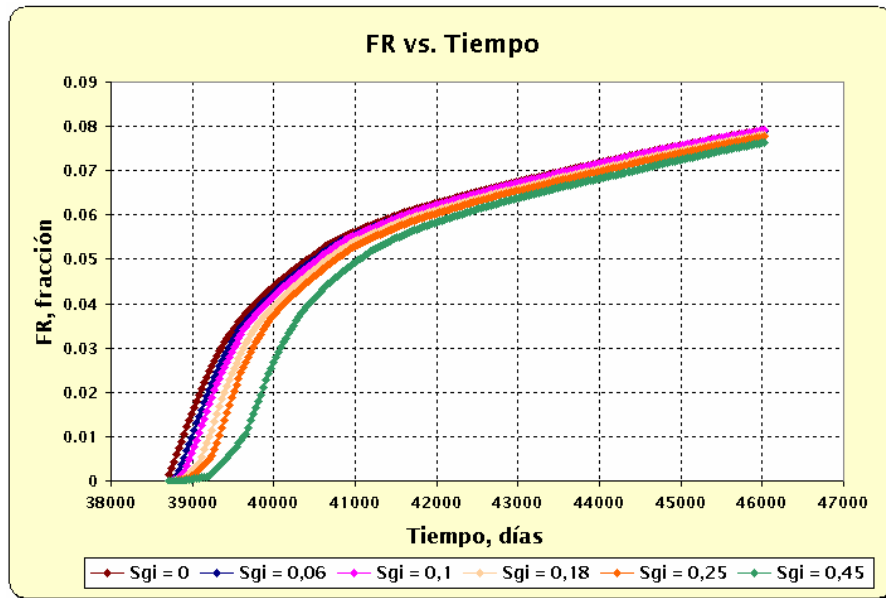
Fuente: BARÓN, J. R.; HERRERA, H.

Figura 50. Sensibilidad a la  $S_{gi}$  para el pozo productor 9.



Fuente: BARÓN, J. R.; HERRERA, H

**Figura 50.** Sensibilidad a la  $S_{gi}$  para el pozo productor 1008.



**Fuente:** BARÓN, J. R.; HERRERA, H

Estos resultados muestran que, como era de esperarse, el factor de recobro disminuye a medida que se aumenta la saturación de gas; esto debido a que, por consideraciones teóricas del método CGM, tarda más en producirse la misma cantidad de aceite por que el frente de agua hace que el petróleo redisuelva todo el gas que ocupaba ese espacio poroso representado por la saturación de gas, y mientras el petróleo pudiera estar produciéndose, se encuentra disolviendo el gas.

Luego de realizar las corridas en el software a las diferentes saturaciones de gas, los resultados obtenidos de este estudio con respecto al petróleo producido por los pozos analizados a tiempo de fill - up, se pueden observar en la tabla 8.

**Tabla 8.** Resultados obtenidos de petróleo producido, en cada patrón de inyección analizado.

<b>S<sub>gi</sub> (Frac.)</b>	<b>Np(Bbl) Pozo 302</b>	<b>Np(Bbl) Pozo 9</b>	<b>Np(Bbl) Pozo 1008</b>
<b>0</b>	139326	78350	33807
<b>0.06</b>	135363	76308	33015
<b>0.1</b>	131911	73517	32576
<b>0.18</b>	126469	63667	31313
<b>0.25</b>	120156	61951	30230
<b>0.45</b>	97969	43728	26443

**Fuente:** BARÓN, J. R.; HERRERA, H

La ecuación 132 utilizada para este estudio depende de la  $S_w$  del campo a analizar, el petróleo producido por el campo y los factores volumétricos tanto inicial como actual. Por procedimientos del software de simulación ASIA 2005, los factores volumétricos en este caso son iguales entre sí ( $B_o = B_{oi}$ ), esta relación tendría como resultado 1 y no afectará el cálculo de petróleo producido.

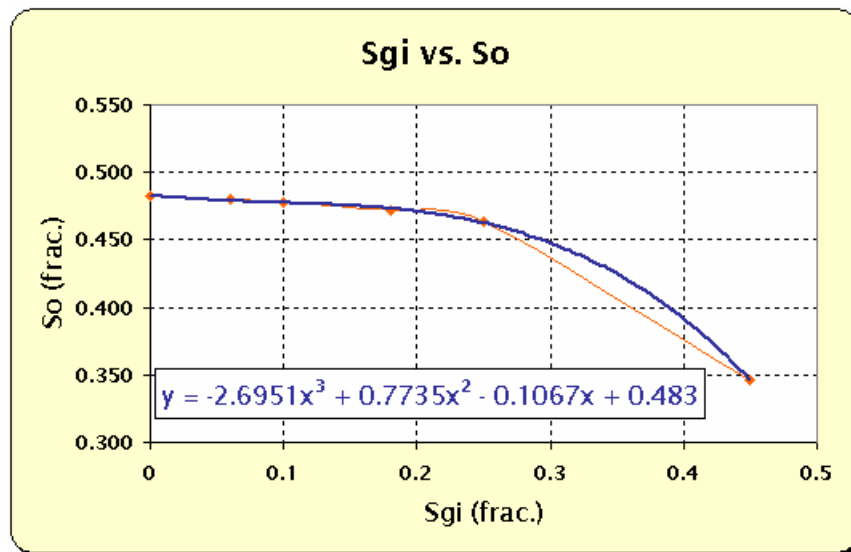
Algunos parámetros que se tuvieron en cuenta fueron los siguientes:

- ◆ Saturaciones de agua inicial (promedia entre todas las formaciones del pozo): 0.49, 0.48, 0.5 respectivamente.
- ◆ Petróleo in-situ:  $V_p \cdot (1 - S_w - S_o)$  para todos los patrones (el software ASIA tiene la opción de hacer este cálculo)

Los resultados de petróleo producido que se encuentran en la tabla 3 y los valores de saturación de agua inicial, se reemplazaron en la ecuación 132 para poder

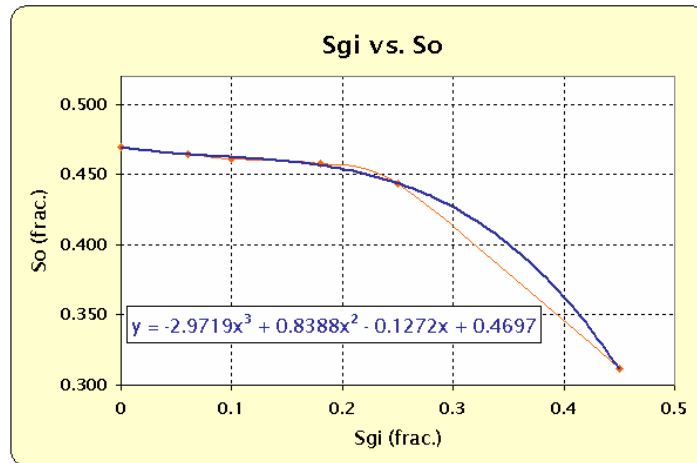
calcular la saturación de aceite a un tiempo  $t$  (representado en este caso por un  $N_p$ ), y de esta manera lograr determinar una correlación con la que se pueda corregir la saturación de aceite debido a la presencia de una saturación de gas inicial, esto se debe a que el software ASIA no reconoce en que magnitud la saturación de gas inicial afecta la producción de aceite hasta el tiempo de fill - up, como se menciona anteriormente en este capítulo. Las correlaciones que se obtuvieron se pueden observar en las figuras 51, 52, 53.

**Figura 51.** Variación de la saturación de aceite con respecto a la saturación de gas inicial para el pozo productor 302.



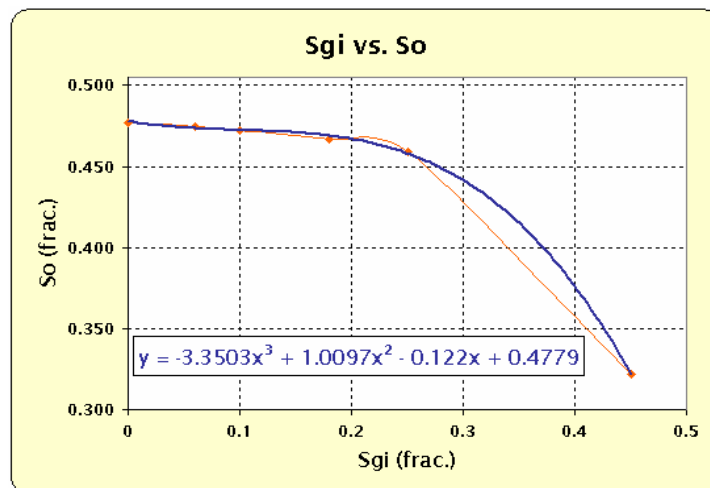
**Fuente:** BARÓN, J. R.; HERRERA, H

**Figura 52.** Variación de la saturación de aceite con respecto a la saturación de gas inicial para el pozo productor 9.



Fuente: BARÓN, J. R.; HERRERA, H

**Figura 53.** Variación de la saturación de aceite con respecto a la saturación de gas inicial para el pozo productor 1008.



Fuente: BARÓN, J. R.; HERRERA, H

Las líneas de tendencia ubicadas en cada gráfico corresponden a la ecuación que corrige a cada pozo analizado del campo completo, es decir, cada pozo tendrá una línea de tendencia diferente (aunque muy similar) que corresponderá al cambio que debe sufrir la saturación de aceite del patrón del pozo analizado de acuerdo a la saturación de gas inicial presentada, todo esto si el pozo es analizado en el software ASIA 2005.

De acuerdo con las ecuaciones de tendencia, una ecuación generalizada de este estudio para este campo en particular puede ser la siguiente:

$$S_o = -3.0058 S_g^3 + 0.874 S_g^2 - 0.1186 S_g + 0.4769 \quad (142)$$

Esta ecuación representa el cambio de la saturación de aceite de acuerdo a un saturación de gas inicial presentada en los pozos del campo Casabe Bloque III.

Esta ecuación podría enriquecer al software de simulación ASIA 2005, de tal manera que arroje resultados más exactos y lo haga más confiable. Recomendamos que este estudio también pueda y deba ser extrapolado a otros campos analizados por este software para mayor confiabilidad. Hay que dejar en claro que esta ecuación sólo es aplicable a los pozos del Bloque III del campo Casabe, ya que esta ecuación depende de la producción del campo analizado y del análisis PVT (para evaluar el factor volumétrico) del crudo.

## 4. CONECTIVIDAD HIDRÁULICA

### 4.1. Introducción

La conectividad hidráulica entre pozos es un parámetro importante de la formación y debe ser considerado en el diseño de los procesos de recobro secundario. La conectividad ha sido considerada como la continuidad del espesor entre los pozos, pero las propiedades de flujo no permanecen constantes entre los mismos.

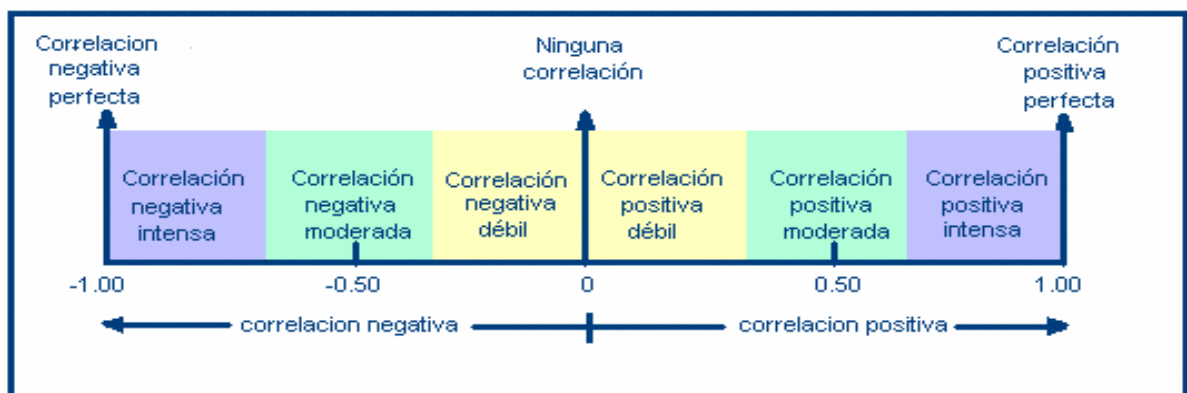
Zonas conectadas hidráulicamente, son porciones del yacimiento que tienen interconexiones de porosidad, permeabilidad y espesor que permiten flujo de fluidos. Se dice que hay conectividad hidráulica entre dos pozos o puntos arbitrarios de un yacimiento, si existe un camino continuo de movimiento de fluidos entre ellos, independiente de su litología y de sus límites de estrato.

Para el buen desempeño de un patrón de inyección, la conectividad hidráulica entre los pozos es uno de los factores más importantes. Al existir conectividad entre pozos, e inyectar agua, existirá un movimiento continuo de fluidos, de inyectores a productores, generando el barrido de hidrocarburos, hacia los pozos productores. Para realizar la validación de la técnica de conectividad hidráulica empleada en el estudio<sup>6</sup> realizado por ICP al campo Casabe bloque III aplicaremos una técnica estadística que utiliza la historia de producción e inyección y la técnica denominada CHEP<sup>2</sup> que emplea datos petrofísicos. ASIA 2005 contiene una aplicación que utiliza propiedades petrofísicas para caracterizar las conexiones y establecer influencias entre pozos, esto puede ser mejorado mediante estudios de conectividad hidráulica usando métodos fácilmente programables como lo es el coeficiente de correlación presentado en este capítulo.

#### 4.1. Coeficiente de correlación<sup>20</sup> ( $r$ )

Originado por el investigador Karl Pearson aproximadamente en el año de 1900, el coeficiente de correlación ( $r$ ) describe la intensidad de la relación entre dos conjuntos de variables. Se denota por la letra  $r$ , se caracteriza por tomar cualquier valor de  $-1.00$  a  $+1.00$ . Un coeficiente de correlación de  $-1.00$  o de  $+1.00$  indica correlación perfecta; si no existe en absoluto relación entre dos variables la  $r$  será cero. La figura 54, representa la intensidad y la dirección del coeficiente de correlación.

**Figura 54.** Intensidad y dirección del coeficiente de correlación



**Fuente:** BARÓN, J. R.; HERRERA, H.

El valor positivo o negativo de  $r$ , depende de la pendiente. Si dos variables son directamente proporcionales, la pendiente será positiva y el coeficiente de correlación también, en caso contrario,  $r$  tomará valores negativos.

La fórmula para  $r$  es:

$$r = \frac{n(\sum XY) - (\sum X)(\sum Y)}{\sqrt{[n(\sum X^2) - (\sum X)^2][n(\sum Y^2) - (\sum Y)^2]}} \quad (143)$$

Donde:

- n : número de pares de observaciones.
- X : variable que se ubica en el eje de las ordenadas.
- Y : variable de se ubica en el eje de las abscisas.
- $\sum X$  : suma de valores de la variable X.
- $\sum Y$  : suma de valores de la variables Y.
- $\sum XY$  : suma del producto de las variables X y Y.
- $\sum X^2$  : suma de valores de X elevados al cuadrado.
- $(\sum X)^2$  : cuadrado de la suma de los valores de X.
- $\sum Y^2$  : suma de valores de Y elevados al cuadrado.
- $(\sum Y)^2$  : cuadrado de la suma de los valores de Y.

**4.2.1. Prueba de hipótesis.** La prueba de hipótesis es un procedimiento basado en la evidencia muestral y en la teoría de probabilidad que se emplea para determinar si la hipótesis es un enunciado razonable y no debe rechazarse o si es irrazonable y debe ser rechazada.

**4.2.1.1. Procedimiento para probar una hipótesis.** Existe un procedimiento de cinco pasos que sistematiza la prueba de hipótesis; al llegar al quinto paso, se está en capacidad de tomar la decisión de rechazar o no la hipótesis.

- **La hipótesis nula y la hipótesis alternativa<sup>20</sup>.** El primer paso es plantear la hipótesis que se probará. Se le denomina hipótesis nula ( $H_0$ ). Por lo general hay un no en la hipótesis nula, que significa que no hay cambio. La hipótesis nula para el problema del coeficiente de correlación-conectividad es:

- $H_0$ : "El coeficiente de correlación indica que no hay conectividad hidráulica"

En términos generales la hipótesis nula se plantea con el objetivo de aceptarla o rechazarla. Hay que recalcar, al llegar a este punto, que si la hipótesis nula se acepta con base en los datos muestrales, en realidad se señala que la información o evidencia no permite rechazarla. Sin embargo, no es posible afirmar que la hipótesis nula es verdadera.

La hipótesis alternativa ( $H_1$ ), describe lo que se considerará si se rechaza la hipótesis nula. Es decir, la hipótesis alternativa es una afirmación o enunciado que se aceptará si los datos muestrales proporcionan amplia evidencia que la hipótesis nula es falsa. Para este caso es:

- $H_1$ : "El coeficiente de correlación indica que hay conectividad hidráulica"

- **Nivel de significación.** Es el riesgo que se asume acerca de rechazar la hipótesis nula cuando en realidad debe aceptarse por ser verdadera. El nivel de significación se denota como  $\alpha$ . También se denomina nivel de riesgo. Este

último es un término más adecuado, ya que es el riesgo que existe de rechazar la hipótesis nula cuando en realidad es verdadera. El nivel de significación usado para el proyecto es  $\alpha = 5\%$ .

- **El valor estadístico de prueba.** Es un valor determinado a partir de la información muestral, que se utiliza para aceptar o rechazar la hipótesis nula.

El valor estadístico de prueba (t) se calcula con la fórmula:

$$t = \frac{r\sqrt{n-1}}{\sqrt{1-r^2}} \quad \text{Con } n-1 \text{ grados de libertad} \quad (144)$$

Donde:

$r$  : Coeficiente de correlación.

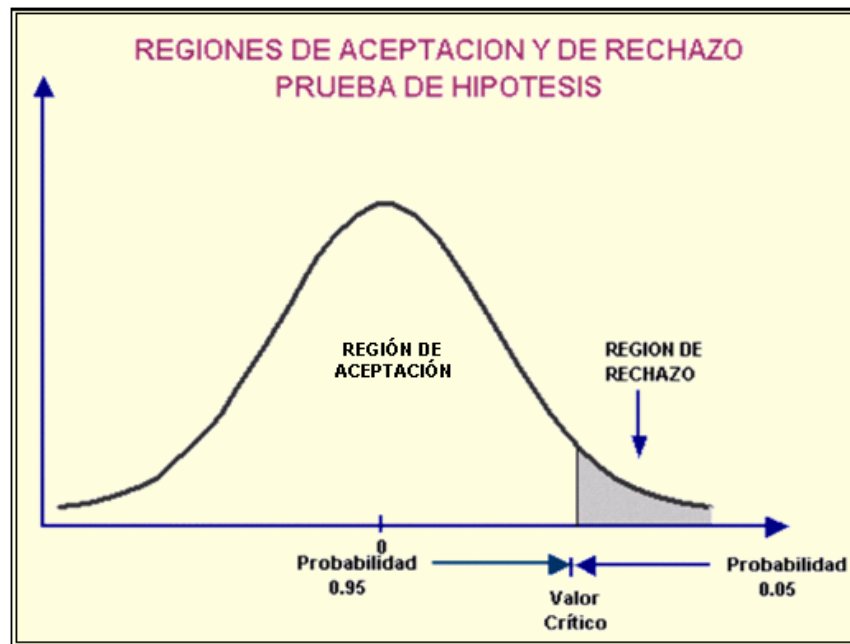
$n$  : Número de datos o tamaño muestral.

- **La regla de decisión.** Una regla de decisión simple es una afirmación de las condiciones bajo las que se acepta o rechaza la hipótesis nula. El área de rechazo define la ubicación de todos los valores que son demasiado grandes o demasiado pequeños por lo que la probabilidad de que ocurra según una hipótesis nula verdadera es muy remota. En la Figura 55 se muestran las regiones de aceptación y rechazo para la prueba de hipótesis.

La distribución probabilística usada es la *t de student*. Será necesario un mayor valor de t calculado para rechazar la hipótesis nula que para muestras grandes utilizando una distribución normal. En otras palabras, debido a que hay más variabilidad en las medidas muestrales calculadas a partir de las muestras más pequeñas, se tiene menos confianza en los estimadores resultantes.

Para el cálculo del valor crítico (V.C.) se usa la tabla que aparece en el Anexo B, con nivel de significación 5% y un grado de libertad. El valor crítico, depende del número de datos o tamaño muestral.

**Figura 55.** Regiones para la prueba de hipótesis.



**Fuente:** BARÓN, J. R.; HERRERA, H.

- **Toma de la decisión.** El quinto y último paso en la prueba de hipótesis es la toma de la decisión, aceptar o rechazar la hipótesis nula. Basándose en la información de los valores estadísticos de prueba y valor crítico, se toma la decisión.

Cuando el valor estadístico de prueba es menor que el valor crítico,  $t < V.C$ , se da un valor de cero (0) en la matriz de decisión, en caso contrario uno (1). El valor

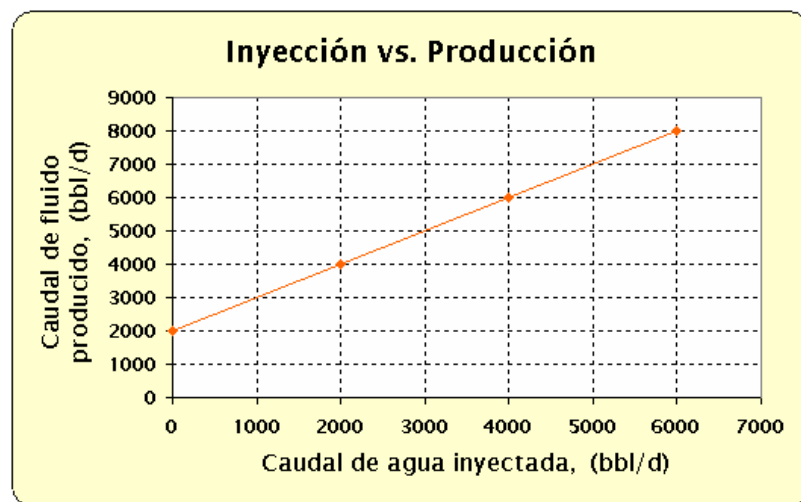
uno (1) indica que se rechaza la hipótesis nula, en consecuencia, se acepta la hipótesis alternativa, es decir, se cree que hay conectividad hidráulica. Los valores de cero (0) aceptan la hipótesis nula, no hay conectividad hidráulica entre pozos.

**4.2.2. Coeficiente de Correlación vs. Conectividad Hidráulica.** Asumiendo un yacimiento isotrópico, con sello hidráulico, con presión promedio de yacimiento mayor a la presión de burbuja ( $S_g=0$ ), factor volumétrico de uno y con un pozo productor y otro inyector de agua, surge una pregunta:

- ¿Existe conectividad hidráulica entre los pozos?

Para solucionar esta pregunta es necesario graficar la inyección de agua vs. La producción de fluido total, y se obtiene la Figura 56.

**Figura 56.** Comportamiento ideal inyección vs. Producción



Fuente: BARÓN, J. R.; HERRERA, H.

De la figura 56 se puede deducir:

- Por cada barril de agua inyectado se produce un barril de petróleo, ya que la pendiente es igual a uno.
- La diferencia entre caudal de fluido producido ( $q_i$ ) y caudal de agua inyectada ( $i_w$ ) es el aporte de fluido por producción primaria.
- El coeficiente de correlación es uno.
- La pendiente es positiva.

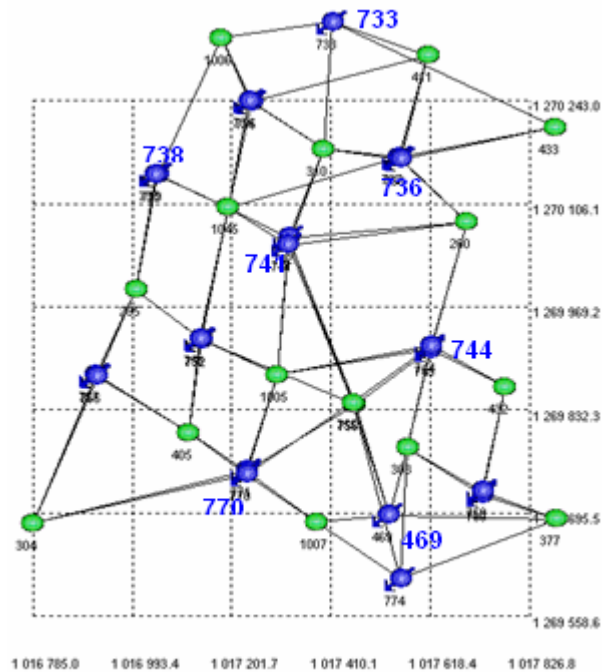
Esto obliga a pensar que hay movimiento continuo de fluidos del pozo inyector al pozo productor, existiendo conectividad hidráulica entre ellos. Generalizando se puede decir, que el coeficiente de correlación entre las variables caudal de agua inyectado y el caudal de fluido producido permite hallar la conectividad hidráulica entre pozos. Estas características se aprovechan para determinar la conectividad hidráulica entre los pozos del bloque. Se debe resaltar que el coeficiente de correlación con valores de uno es solo para un yacimiento que tiene un comportamiento ideal; en casos reales  $r$  nunca alcanzará dicho valor. Las principales causas de no tener valores de correlación igual a uno son:

- Los pozos inyectores y productores están conectados hidráulicamente con más de un pozo, en la mayoría de los casos.
- En yacimientos reales, como el del Campo Casabe, un barril de agua inyectado no desplazará un barril de fluido, ya que la segregación gravitacional hace que parte del agua inyectada valla a acumularse en la parte más baja de la formación.

### 4.2.3. Conectividad Hidráulica sobre Casabe Bloque III

Antes de analizar y evaluar la conectividad hidráulica del campo Casabe Bloque III (figura 57), por este procedimiento estadístico, se tuvo en cuenta que este análisis sólo se realizará por pozo inyector; esto debido a que se quiere encontrar conexiones entre pozos inyectores y productores en ese sentido de flujo de fluidos, es decir, que la conectividad hidráulica se evaluará por la conexión entre un inyector que se encuentre hidráulicamente conectado a un productor para que se efectúe el desplazamiento de aceite en ese sentido de flujo.

**Figura 57.** Pozos campo Casabe Bloque III con Inyectores analizados con Conectividad Hidráulica.



**Fuente:** Software ASIA 2005.

Se hizo de esta manera porque se busca relacionar de acuerdo a otro parámetro influyente sobre el ajuste histórico realizado a algunos pozos productores del campo Casabe Bloque III (descrito en el Cap. 2 de este trabajo) se escogieron pozos inyectores que representaran conexiones con varios de estos pozos productores analizados anteriormente; además de otras características (historias de inyección, distribución de arenas, ubicación geográfica, propiedades petrofísicas, etc.); además de la disponibilidad de la información requerida. Los pozos inyectores escogidos son: **CSB 469, CSB 733, CSB 736, CSB 738, CSB 741, CSB 744, CSB 770** (Ver figura 57). Estos pozos fueron escogidos por presentar todas las características adecuadas para este objetivo. Sobre estos pozos mencionados se analizará también la técnica de Conectividad Hidráulica Entre Pozos (CHEP) y se generarán unas conclusiones sobre el trabajo realizado y los resultados obtenidos.

**4.2.3.1. Resultados.** De acuerdo con datos de producción e inyección del campo Casabe Bloque III<sup>13</sup>, el análisis de la conectividad hidráulica de pozos de este campo arrojó los resultados mostrados en la tabla 9; los pozos inyectores están resaltados y debajo de ellos los pozos productores con los cuales tiene arenas interconectadas:

**Tabla 9.** Estudio de Coeficiente de Correlación para pozos del Campo Casabe Bloque III.

Pozo	R	N	T	V.C.	Decisión
<b>Iny. CSB 469</b>					
<b>1007</b>	0.9187	137	27.144295	1.9776	1
<b>755</b>	0.9744	146	52.2944538	1.9765	1
<b>756</b>	0.9045	146	25.5393002	1.9765	1

<b>308</b>	0.9034	147	25.4715202	1.9763	1
<b>377</b>	0.9898	147	84.2987839	1.9763	1
<b>Iny, CSB 733</b>					
<b>310</b>	0.9829	182	71.9067318	1.9732	1
<b>433</b>	0.9468	154	36.3923091	1.9756	1
<b>1006</b>	0.9806	181	67.0464863	1.9732	1
<b>411</b>	0.9867	182	81.7854985	1.9732	1
<b>Iny. CSB 736</b>					
<b>260</b>	0.9945	173	125.601199	1.9739	1
<b>310</b>	0.9889	173	87.3976519	1.9739	1
<b>433</b>	0.9843	130	63.4771238	1.9785	1
<b>411</b>	0.9712	173	53.4780319	1.9739	1
<b>Iny. CSB 738</b>					
<b>295</b>	0.9228	148	29.0485085	1.9762	1
<b>1045</b>	0.9759	140	52.7567746	1.9772	1
<b>Iny. CSB 741</b>					
<b>755</b>	0.9775	155	57.5874475	1.9755	1
<b>1005</b>	0.9721	88	38.682784	1.9876	1
<b>260</b>	0.9916	162	97.8014239	1.9748	1
<b>310</b>	0.9916	162	97.8117329	1.9748	1
<b>1045</b>	0.9952	162	129.384106	1.9748	1
<b>Iny. CSB 744</b>					

755	0.9247	155	30.1526554	1.9755	1
308	0.8416	160	19.6527479	1.975	1
432	0.8712	160	22.386487	1.975	1
1005	0.8815	87	17.320364	1.9879	1
260	0.9528	160	39.5757004	1.975	1
<b>Iny. CSB</b> 770					
1007	0.8635	156	21.3162029	1.9751	1
755	0.9962	174	150.903194	1.9764	1
304	0.9848	25	27.8596862	1.9673	1
405	0.983	180	71.7962185	1.9892	1
1005	0.9677	106	39.3342855	1.9752	1

**Fuente:** BARON, J.R; HERRERA, H.

Como se puede ver en los resultados, todas las decisiones obtenidas de acuerdo al coeficiente de correlación resultaron favorables, es decir que existe conectividad hidráulica entre todos los pozos productores e inyectores analizados; el próximo análisis realizado por otra técnica, puede corroborar o refutar esta sentencia, o a su vez, mostrar el grado de conectividad hidráulica (Buena - Regular - Pobre) de acuerdo a otros parámetros de análisis.

#### **4.3. CHEP<sup>21,22</sup> (Conectividad Hidráulica Entre Pozos)**

La Conectividad Hidráulica Entre Pozos o más conocida como CHEP, ha sido definida como la medida de trayectoria continua entre un medio poroso que conecta a dos pozos, esta trayectoria debe poseer propiedades como porosidad,

permeabilidad y espesores en comunicación, que favorezcan el flujo de fluidos en el medio poroso. La conectividad hidráulica ayuda a tener una idea de la trayectoria más probable del flujo de fluidos a través del yacimiento.

**4.3.1. Técnica CHEP: Definición matemática.** Una propuesta práctica para definir la conectividad hidráulica entre pozos es relacionando el caudal de producción real de cada fluido sobre el caudal de producción o inyección a condiciones ideales o teóricas, así:

$$\text{CHEP} = \frac{[\text{Caudal de Producción de petróleo}]_{\text{Real}}}{[\text{Caudal de Producción o Inyección}]_{\text{Teórico}}} \quad (145)$$

Donde:

CHEP: Conectividad Hidráulica Entre Pozos [Adimensional]

Caudal de Producción o Inyección: Caudales de producción de aceite y/o agua [Bbl].

Esta definición matemática del concepto de CHEP presenta dos modelos, lineal y radial, de acuerdo a la geometría. Las ecuaciones prácticas que representan estos dos modelos son las siguientes:

Para el modelo lineal:

$$\text{CHEP} = \frac{2}{\left[ \frac{1}{K_{r(0-1)} \cdot A_{(0-1)}} + \frac{1}{K_{r(1-2)} \cdot A_{(1-2)}} \right]} \cdot K_{r_{\max}} \cdot A_{\max} \quad (146)$$

Para el modelo radial:

$$\text{CHEP}_r = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\left[ \frac{\ln\left(\frac{0.5 \cdot r_e}{r_w}\right)}{\text{Kr}_{(0-1)} \cdot h_{(0-1)}} + \frac{\ln 2}{\text{Kr}_{(1-2)} \cdot h_{(1-2)}} \right]} \cdot \text{Kr}_{\max} \cdot h_{\max} \quad (147)$$

Donde:

CHEP: factor de conectividad hidráulica entre pozos [adimensional]

$\text{Kr}_{\max}$ : Máximo valor de permeabilidad de los valores de las secciones del modelo, [md]

$A_{\max}$ ,  $h_{\max}$ : Máximo valor de área y espesor entre las secciones del modelo, [ $L^2$ , L]

$\text{Kr}_{(a-b)}$ : Permeabilidades de las distintas secciones del modelo, [md]

$A_{(a-b)}$ ,  $h_{(a-b)}$ : Áreas y espesor correspondientes de las secciones del modelo, [ $L^2$ , L]

$r_e$ ,  $r_w$ : Radio efectivo del modelo y radio de pozo respectivamente, [L, L]

Luego de utilizar la técnica del coeficiente de correlación para evaluar la conectividad hidráulica entre pozos mediante datos de producción e inyección, la metodología denominada CHEP puede corroborar estos resultados utilizando parámetros petrofísicos, como son permeabilidades, espesores y distancias entre pozos. Esta última técnica también da una idea de que tan heterogéneo es el medio poroso del yacimiento analizado.

El factor CHEP varía en un rango de valores entre cero y uno ( $0 < \text{CHEP} < 1$ ); los valores cercanos a cero indican que el medio poroso es bastante heterogéneo, así como los valores cercanos a 1 significa gran homogeneidad del medio poroso.

**4.3.2. Técnica CHEP sobre Casabe Bloque III.** La ecuación 147 presentada anteriormente, será utilizada para desarrollar la técnica CHEP en el campo base Casabe Bloque III, esto con el fin de validar la técnica del coeficiente de correlación utilizada para evaluar la conectividad hidráulica entre pozos del campo base mencionado; esto permitirá concluir sobre la aplicabilidad de esta técnica sobre todos los pozos del campo Casabe y si es posible, sobre cualquier campo sometido a inyección de agua.

El análisis CHEP se realizó a los pozos sobre los cuales se efectuó también el estudio de conectividad hidráulica por coeficiente de correlación, de acuerdo con las razones expuesta anteriormente (Ítem 4.2.3).

Las propiedades de los pozos inyectores analizados se encuentran en la tabla10.

**Tabla 10.** Propiedades de pozos inyectores del campo Casabe Bloque III.

<b>Productor</b>	<b>CSB 469</b>	<b>CSB 733</b>	<b>CSB 736</b>	<b>CSB 738</b>	<b>CSB 741</b>	<b>CSB744</b>	<b>CSB770</b>
<b>Arenas</b>	B2- B2b	B2-B2b- B2c	B1-B1i- B2	B1-B1i	B1- B1i-B2	B1-B1i	B1-B1i- B2
<b>K [md]</b>	63,6- 24	322- 323-364	37-186- 164	121- 291	57,6- 277- 61,8	36,6- 26,4	100- 262-119
<b>h [ft]</b>	52-8	29-24-	38-50-	49-	44-57-	28-21	52-63-

		05	78	89,5	42		73
<b>r<sub>w</sub> [ft]</b>	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

**Fuente:** ECOPETROL-ICP. 2005.

Para una mejor representación del fenómeno físico mostrado a través de la conectividad hidráulica entre pozos, la ecuación 147 de CHEP en flujo radial fue la escogida para realizar esta tarea. Es físicamente más probable que en los pozos de un campo real la dirección que describe el agua de inyección y el fluido producido sea radial en vez de lineal; esta es la principal razón por la cual se escogió la ecuación de CHEP de flujo radial.

**4.3.2.1. Resultados.** El análisis de conectividad hidráulica usando la técnica de Conectividad Hidráulica Entre Pozos se realizó a los 7 pozos inyectores del Campo Casabe Bloque III descritos anteriormente, relacionándolos con pozos productores con los cuales presentan formaciones comunes, estos pozos productores se describen en las tablas 11. Esto se hizo analizando tanto las conexiones inyector-productor como cada una de las arenas que comunican a estos pozos; se hizo de esta manera debido a que el estudio de conectividad hidráulica relaciona las permeabilidades y espesores de cada una de las formaciones entre los pozos y no promedios entre ellas; es decir, no se toma la permeabilidad promedio del pozo inyector y el productor para el estudio CHEP entre estos dos pozos, sino que por cada arena común presente entre ellos, se analiza la conectividad hidráulica con un cálculo CHEP por separado y así se obtiene un estudio mas completo de cual puede ser la trayectoria de los fluidos entre los pozos por cada una de las formaciones que los intercomunican.

Los resultados por pozo inyector del análisis de conectividad hidráulica usando la técnica CHEP se darán, como se ha dicho, tanto como por pozo productor, como por cada arena común entre ellos, así:

**Tablas 11.** Propiedades de los Pozos Productores

Pozo	Arenas	K [md]	r <sub>e</sub> Inyector [ft]	Espesor [ft]	CHEP
<b>Iny. CSB 469</b>					
<b>1007</b>	B2-B2b	20 -18,3	502,8	15 - 4	0,398 – 0,347
<b>308</b>	B2-B2b	173,9 - 48,8	318,8	45 - 33	0,339 – 0,064
<b>377</b>	B2	71,4	1155	42,5	0,255
<b>755</b>	B2	189,2	547,3	70	0,268
<b>756</b>	B2b	48	535,6	22	0,086
<b>Iny. CSB 733</b>					
<b>1006</b>	B2- B2b- B2c	406-239- 320	767,5	33,5 - 31,8 - 75	0,267- 0,217-0,31
<b>310</b>	B2- B2b- B2c	154-61-84	554,3	30 – 22,5 – 78,5	0,54- 0,313- 0,438
<b>411</b>	B2- B2b- B2c	25-51-67	675	19 – 11 – 64,5	0,185- 0,077- 0,325

433	0.9867	182	81.7854985	1.9732	1
<b>Iny. CSB 736</b>					
260	B1-B1i	215,8- 105,4	528,3	62,8 - 40	0,715 - 0,841
310	B1-B1i - B2	58-254- 154	533,5	50 - 67,5 - 30	0,514- 0,57-0,783
411	B2	25,1	489,9	19	0,206
433	B2	221,2	1075,1	54	0,171
<b>Iny. CSB 738</b>					
1045	B1-B1i	273 - 614	519	22,6 - 64,3	0,396- 0,275
295	B1i	77,9	523,7	77,5	0,765
<b>Iny. CSB 741</b>					
1005	B1-B1i -B2	121- 252- 134	569	52- 43- 39	0,43-0,79- 0,48
1045	B1-B1i -B2	273- 614- 100	445	22,6-64,3- 22,3	0,207- 0,20-0,35
260	B2	189,2	1234,5	70	0,213
310	B1-B1i -B2	58,5- 255- 154	486,7	50-67,5- 30	0,89- 0,851-0,42
755	B2	189,2	820	70	0,0957
<b>Iny. CSB 744</b>					
1005	B1-B1i	122-252	1067,4	52-43	0,1745- 0,041
260	B1	215,8	590,3	62,8	0,045

<b>308</b>	B1-B1i	78,5-183	475,4	40,5-56,5	0,344- 0,059
<b>432</b>	B1	70	539,6	34,5	0,203
<b>755</b>	B1-B1i	75-187,3	593	26,3-35,2	0,258- 0,028
<b>Iny. CSB 770</b>					
<b>1005</b>	B1-B1i -B2	52 - 43 - 39	482,7	52-43-39	0,84-0,93- 0,822
<b>1007</b>	B1-B1i -B2	25,5 - 51 - 15	521,7	25,5-51- 15	0,822- 0,754-0,17
<b>304</b>	B1-B1i -B2	38,5 - 56 - 39,5	1485,2	38,5-56- 39,5	0,85- 0,785- 0,831
<b>405</b>	B1-B1i -B2	33,5 - 61 - 39	439,1	33,5-61- 39	0,894- 0,915-0,83
<b>755</b>	B1-B1i -B2	26,3 - 35,2- 70	798,3	26,3-35,2- 70	0,433- 0,414-0,19

**Fuente:** ECOPETROL-ICP.

De manera general, podemos observar que los valores de CHEP varían en un amplio rango de valores (entre 0.89 y 0.03), esto podría interpretarse como una marcada heterogeneidad entre las propiedades petrofísicas (sobre todo permeabilidad y espesor) de las arenas involucradas en este estudio.

Para que un análisis de este tipo sea relevante en la descripción de un campo petrolífero, es necesario tener la mayor cantidad de datos posible acerca de las características de las formaciones del campo a analizar, esto ayuda a que al tener

una mejor caracterización del yacimiento, podamos hacer análisis más profundos en las decisiones del campo, esto de acuerdo a estudios (como el de Conectividad Hidráulica aquí mostrado) que se hagan sobre él.

#### **4.4. Comparativo entre coeficiente de correlación y CHEP: evaluación de la conectividad hidráulica entre pozos**

Al analizar los resultados entre al coeficiente de correlación y CHEP para valuar la conectividad hidráulica; se obtuvieron resultados que, comparados con otros estudios sobre Conectividad Hidráulica Entre Pozos, arrojan resultados aceptables y sobre los cuales se pueden obtener algunas conclusiones. Citando bibliografía referente a CHEP<sup>21,22</sup>, los estudios de esta técnica realizados a campos petrolíferos colombianos muestran que buenos valores de CHEP son los que se encuentran con valores entre 0,3 y hasta cercanos a 1; es decir, en el estudio aquí realizado obtener valores en el rango descrito anteriormente confirmarán los obtenidos por el método de coeficiente de correlación. Esto debido a que la técnica estadística de coeficiente de correlación depende en gran medida de la cantidad y calidad de los datos de inyección y producción; en este caso, al poseer una gran cantidad de datos de este tipo, el coeficiente de correlación mostró resultados en donde los cuales la primera impresión en cuanto a resultados es que todos los pozos estaban conectados, ya que los resultados oscilan entre 0,85 y 0,99. Como la técnica CHEP fue utilizada para corroborar estos resultados, el grado de conectividad hidráulica será evaluado comparando los resultados de ambas técnicas en simultáneo. Este procedimiento se facilita mediante una tabla de resultados finales (tabla 12), por pozo inyector en donde se comparan los resultados de Coeficiente de Correlación vs. Conectividad Hidráulica Entre Pozos (CHEP).

**Tabla 12.** Coeficiente de Correlación vs. CHEP en Casabe Bloque III

Pozo Inyector	Coeficiente Correlación	CHEP	Conectividad Hidráulica
<b>CSB 469</b>			
1007	0.9187	0,398 – 0,347	Buena (2)
755	0.9744	0,339 – 0,064	Buena - Pobre
756	0.9045	0,255	Regular
308	0.9034	0,268	Regular
377	0.9898	0,086	Regular
<b>CSB 733</b>			
310	0.9829	0,267-0,217-0,31	Buena - Buena - Buena
433	0.9468	0,54-0,313-0,438	Buena – Regular – Buena
1006	0.9806	0,185-0,077-0,325	Regular – Pobre – Buena
411	0.9867	0,082-0,152-0,244	Pobre – Regular – Regular
<b>CSB 736</b>			
260	0.9945	0,715 - 0,841	Muy Buena – Muy Buena
310	0.9889	0,514-0,57-0,783	Buena – Buena – Muy Buena
433	0.9843	0,206	Regular
411	0.9712	0,171	Pobre
<b>CSB 738</b>			
295	0.9228	0,396-0,275	Regular – Pobre
1045	0.9759	0,765	Buena
<b>CSB 741</b>			
755	0.9775	0,43-0,79-0,48	Buena – Muy Buena –

			Buena
<b>1005</b>	0.9721	0,207-0,20-0,35	Regular – Regular – Buena
<b>260</b>	0.9916	0,213	Regular
<b>310</b>	0.9916	0,89-0,851-0,42	Muy Buena (2) – Buena
<b>1045</b>	0.9952	0,0957	Regular
<b>CSB 744</b>			
<b>755</b>	0.9247	0,1745-0,041	Pobre – Pobre
<b>308</b>	0.8416	0,045	Muy Pobre
<b>432</b>	0.8712	0,344-0,059	Regular – Muy Pobre
<b>1005</b>	0.8815	0,203	Pobre
<b>260</b>	0.9528	0,258-0,028	Regular – Pobre
<b>CSB 770</b>			
<b>1007</b>	0.8635	0,84-0,93-0,822	Buena (3)
<b>755</b>	0.9962	0,822-0,754-0,17	Muy Buena(2) – Regular
<b>304</b>	0.9848	0,85-0,785-0,831	Muy Buena (3)
<b>405</b>	0.983	0,894-0,915-0,83	Muy Buena (3)
<b>1005</b>	0.9677	0,433-0,414-0,19	Buena – Buena – Regular

**Fuente:** Barón, J.R.; Herrera, H.

A partir de estos resultados, podemos decir que los factores mas influyentes en cuanto a la determinación de que tanta conexión existe entre pozos inyectores y productores en un campo es en definitiva las propiedades petrofísicas entre los pozos y los incrementos de producción debido a nuevas tasas de inyección de los inyectores; es decir, si las propiedades petrofísicas son adecuadas y las tasas de

inyección bien diseñadas de acuerdo a la producción que se quiera incrementar, la conectividad hidráulica entre estos pozos será bastante favorable.

## 5. CONCLUSIONES

- El software de simulación ASIA (Advanced System for Injection Analysis), mediante sus nuevos métodos analíticos de predicción Dykstra-Parsons y Stiles, constituirá una herramienta más poderosa para realizar predicciones en procesos de inyección de agua; esto porque presentará más alternativas teóricas que se acomoden a las características del yacimiento a ser analizado por este software de simulación.
- De acuerdo con los resultados obtenidos, los nuevos métodos analíticos del software ASIA no son recomendables para realizar ajuste histórico sobre curvas de producción de agua y aceite; sin embargo, se puede llegar a un ajuste de aceite acumulado sobre el acumulado histórico de aceite y partir de ahí hacia una predicción de aceite acumulativo hasta determinado periodo de tiempo. Los aspectos más importantes para que esta característica sea una limitante del software de simulación ASIA son las múltiples consideraciones teóricas que presentan los métodos analíticos Dykstra-Parsons y Stiles.
- La saturación de gas inicial constituye una variable significativa por demás en los procesos de inyección de agua puesto que altera de manera importante los cálculos de simulación realizados por ASIA, citando aquí la variación en la saturación de aceite y por tanto el petróleo producido y factor de recobro; un estudio más profundo de este efecto y su posterior programación dentro del software podrían potenciar la utilización y alcance de este software de simulación.
- La técnica de Coeficiente de Correlación resulta muy útil en la determinación de conectividad hidráulica por representar las variaciones en la producción de aceite

reflejadas por cambios en la inyección; esto debido al método estadístico utilizado que relaciona directamente las tasas de producción e inyección de los pozos implicados en el estudio.

## RECOMENDACIONES

- Con la finalidad de lograr que los métodos analíticos Dykstra – Parsons y Stiles se puedan aplicar en un proceso de ajuste histórico en el software ASIA 2005, se recomienda establecer variaciones en la tasa de inyección mediante un presión diferencial constante, como lo maneja el método de Craig – Geffen – Morse.
- Se recomienda realizar un análisis complementario de las técnicas analíticas Dykstra – Parsons y Stiles que estudie alternativas posibles y permitan aplicar una variación de la porosidad de una formación a otra, de esta manera obtener un mejor resultado del proceso de ajuste histórico en ASIA 2005.
- Un estudio de predicción usando los métodos Dykstra-Parsons y Stiles en campos donde existan altas heterogeneidades y se desarrollan proyectos de inyección de agua sería muy conveniente para el software de simulación ASIA, en este proyecto se puede observar como el software trabaja con mayor éxito bajo yacimientos con evidentes y numerosas diferencias de permeabilidades entre sus arenas productoras; esto debido a que las condiciones teóricas bajo las cuales se desarrollaron estos métodos analíticos serán similares a las presentadas en estos campos.
- La programación de otros métodos analíticos de predicción y ajuste en el software ASIA dotaría al software de simulación de una alta aplicabilidad sobre cualquier campo petrolífero sometido a inyección de agua; un estudio de yacimiento sobre cual método analítico sería más conveniente usar para predicción y/o ajuste no sería necesario ya que ASIA proporcionaría todos estos métodos de análisis y también todas las condiciones y resultados que estos métodos generan.

- Una recomendación importante involucrada en este proyecto, que también sería conveniente citar aquí, es la de adaptar al software de simulación ASIA el comportamiento de la presión con el tiempo y de igual manera una entrada de datos PVT, esto proveería de otras múltiples herramientas al software, además de la aquí citada: la necesidad del cambio en el  $B_o$  del crudo con la presión, para el estudio del efecto de una saturación de gas inicial en yacimiento.
- Tanto las técnicas de Coeficiente de Correlación como CHEP podrían ser complementadas con otros métodos estadísticos para obtener una mayor fiabilidad en cuanto a los resultados de Conectividad Hidráulica; sería de gran ayuda una mayor discretización de yacimiento analizado.

## REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

1. SMITH, J; COBB, W. Waterflooding. Dallas, 1995
2. HUTCHINSON, C.A.; POLASEK, T.L. Jr. y DODGE, C.F.: "Identification, Classification and Prediction of reservoir nonuniformities affecting production operations". JPT; Marzo 1961. 223-230.
3. ZIETO, G.A.: "Interbedding of shale breaks and reservoir heterogeneities". JPT; Octubre 1965. 1223-1228.
4. WARREN, J.E. y PRICE, H.S.: "Flow in heterogeneous porous media," Soc. Pet. Eng. J. (Septiembre 1961) 153 -169.
5. LAW, J.: "Statistical approach to the Interstitial heterogeneity of sand reservoirs", Trans., AIME (1944) 155, 202 – 222.
6. DYKSTRA, H. y PARSONS, R. L.: "The Prediction of Oil Recovery by Waterflood", Secondary Recovery of Oil in the United States, 2<sup>nd</sup> Ed., API (1950) pp. 160-174.
7. SCHMALZ, J.E. Y RAHME, H.D.: "The variation of waterflood performance with variation in permeability profile," Prod. Monthly (1950) 15, No. 9, 9 -12.
8. MANUCCI, J. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales.

9. GOMEZ, M. y NARANJO, C. Sistematización de los modelos matemáticos usados en los métodos de predicción del comportamiento de la inyección de agua. Tesis de Grado UIS. 1993.
10. SMITH, J; COBB, W. Waterflooding. Dallas, 1995
11. GOMEZ P. L. G., Recobro Secundario Desplazamiento con Agua. 1989.
12. AHMED, T; Reservoir Engineering Handbook, GPC. 2001.
13. STILES, W.E.: "Use of permeability distribution in Waterflood calculations", Trans., AIME (1949) 186, pp. 9 – 13.
14. RODRIGUEZ, S. L. Análisis de la Distribución de la inyección de Agua en el Área 7 del La Cira – Infantas, utilizando el software ASIA 3.2. Tesis de Grado UIS. 2005.
15. CASTRO, R. Caracterización del sistema de inyección producción para el bloque III del campo Casabe. ICP. 2006.
16. PEREZ, R. "Ingeniería de Yacimientos de Petróleo". Universidad de Zulia. 1964.
17. WILLHITE, G. P.; Waterflooding. SPE. Textbook Series. 1986.
18. CRAIG, F. Jr. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. SPE of AIME. Dallas, 1971.

- 19.** KITE, J.R., STANCLIFT, R.J., STEPHAN, S.C. Jr., and RAPOPORT, L.A.; "Mechanism of Water Flooding in the Presence of Free Gas," Trans. AIME (1956) 207, 215-221.
  
- 20.** MANSON, R. y LIND, D. Estadística para administración y economía. México: Alfa omega. 1999.
  
- 21.** FRANCO, L; Conectividad Hidráulica Entre Pozos en modelos de Recobro por Inyección de Agua. Tesis de Grado. UIS, 1997.
  
- 22.** CARREÑO, J.E.; FUENTES, R.E.; Utilización de la Conectividad Hidráulica Entre Pozos como Parámetro en el desarrollo de un programa de mejoramiento de la eficiencia de recobro en el Campo La Cira, zona C. Tesis de Grado. UIS, 2000.

## BIBLIOGRAFÍA

1. AHMED, T; Reservoir Engineering Handbook, GPC. 2001.
2. CARREÑO, J.E.; FUENTES, R.E.; Utilización de la Conectividad Hidráulica Entre Pozos como Parámetro en el desarrollo de un programa de mejoramiento de la eficiencia de recobro en el Campo La Cira, zona C. Tesis de Grado. UIS, 2000.
3. CASTRO, R. Caracterización del sistema de inyección producción para el bloque III del campo Casabe. ICP. 2006.
4. CRAIG, F. Jr. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. SPE of AIME. Dallas, 1971.
5. DYKSTRA, H. y PARSONS, R. L.:” The Prediction of Oil Recovery by Waterflood”, Secondary Recovery of Oil in the United States, 2<sup>nd</sup> Ed., API (1950) pp. 160-174.
6. FRANCO, L; Conectividad Hidráulica Entre Pozos en modelos de Recobro por Inyección de Agua. Tesis de Grado. UIS, 1997.
7. GOMEZ P. L. G., Recobro Secundario Desplazamiento con Agua. 1989.
8. HOLMGREN, C.R.: “Some Results of Gas and Water Drives on a Long Core,” Trans. AIME (1948), 179,103.

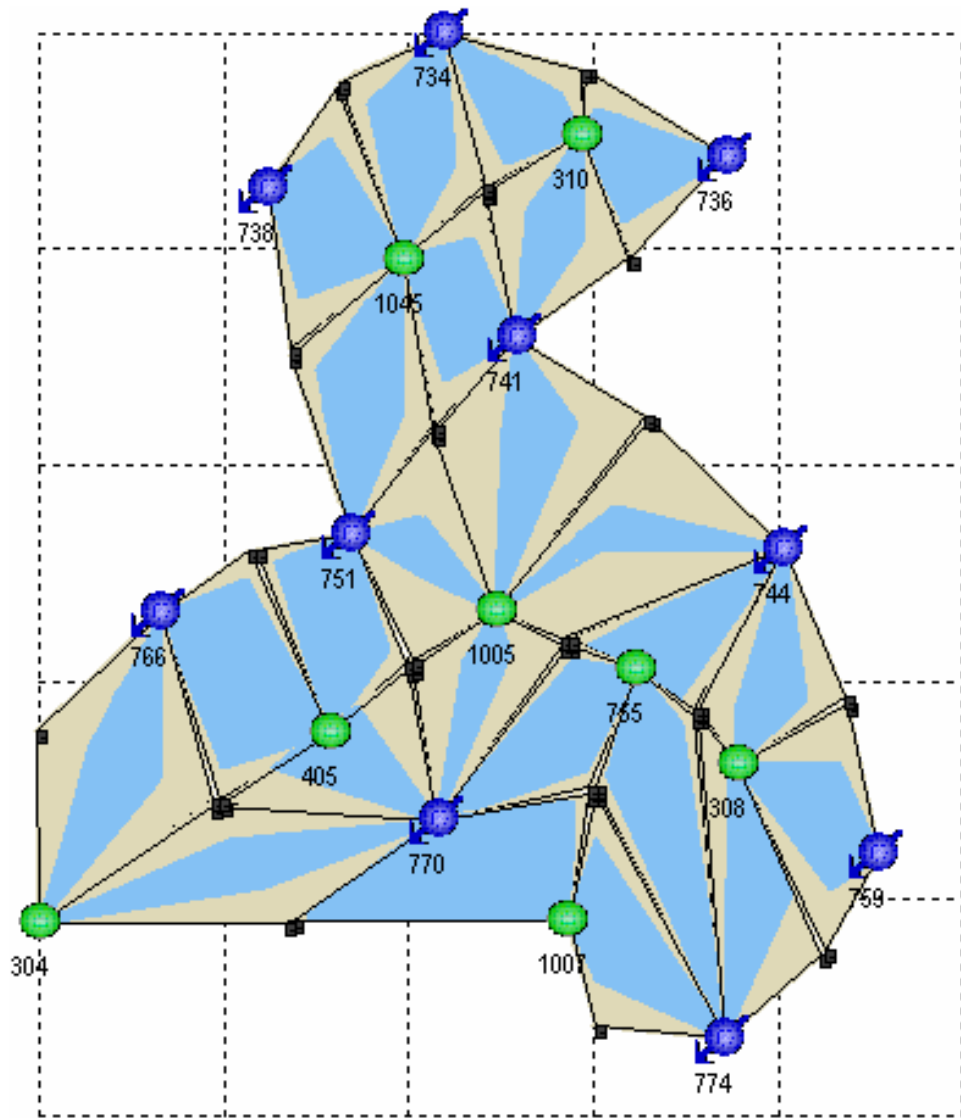
9. HUTCHINSON, C.A.; POLASEK, T.L. Jr. y DODGE, C.F.: "Identification, Classification and Prediction of reservoir nonuniformities affecting production operations". JPT; Marzo 1961. 223-230.
10. KITE, J.R., STANCLIFT, R.J., STEPHAN, S.C. Jr., and RAPOPORT, L.A.; "Mechanism of Water Flooding in the Presence of Free Gas," Trans. AIME (1956) 207, 215-221.
11. LAW, J.: "Statistical approach to the Interstitial heterogeneity of sand reservoirs", Trans., AIME (1944) 155, 202 – 222.
12. MANUCCI, J. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales.
13. MANSON, R. y LIND, D. Estadística para administración y economía. México: Alfa omega. 1999.
14. GOMEZ, M. y NARAMJO, C. Sistematización de los modelos matemáticos usados en los métodos de predicción del comportamiento de la inyección de agua. Tesis de Grado UIS. 1993.
15. PEREZ, R. "Ingeniería de Yacimientos de Petróleo". Universidad de Zulia. 1964.
16. RODRIGUEZ, S. L. Análisis de la Distribución de la inyección de Agua en el Área 7 del La Cira – Infantas, utilizando el software ASIA 3.2. Tesis de Grado UIS. 2005.
17. SMITH, J; COBB, W. Waterflooding. Dallas, 1995

- 18.** SCHMALZ, J.E. Y RAHME, H.D.: "The variation of waterflood performance with variation in permeability profile," Prod. Monthly (1950) 15, No. 9, 9 -12.
- 19.** STILES, W.E.: "Use of permeability distribution in Waterflood calculations", Trans., AIME (1949) 186, pp. 9 – 13.
- 20.** WILLHITE, G. P.; Waterflooding. SPE. Textbook Series. 1986.
- 21.** WARREN, J.E. y PRICE, H.S.: "Flow in heterogeneous porous media," Soc. Pet. Eng. J. (Septiembre 1961) 153 -169.
- 22.** ZIETO, G.A.: "Interbedding of shale breaks and reservoir heterogeneities". JPT; Octubre 1965.1223-1228.

## **ANEXOS**

## ANEXO A

### MANUAL DE USUARIO ASIA 2005



## **1. CREACIÓN DE UN PROYECTO EN ASIA 2005**

La forma de iniciar un proyecto en ASIA 2005, es mediante el ingreso de datos usando una plantilla de texto que se suministra con el instalador de ASIA, es muy practico ya que se puede ingresar una gran cantidad de pozos al mismo tiempo, además resulta eficaz cuando la información de coordenadas y las propiedades petrofísicas ya existen en algún tipo de archivo de fácil manipulación como lo es una hoja de calculo de Microsoft Excel. A continuación se detallan la manera de comenzar a trabajar en ASIA 2005.

### **1.1. Ingreso de datos mediante archivos externos.**

El primer paso es llenar la plantilla de datos utilizando Microsoft Excel de manera semejante a como se indica en la figura 1.1. Es importante respetar tanto el orden de las columnas como las unidades especificadas y también se debe especificar si el pozo es inyector (INJ) o productor (PROD) para que los pueda reconocer, además debe llevar un nombre que identifique el pozo dentro del campo p.e.j well"781", ya que ASIA 2005 buscará la información de la plantilla en este orden.

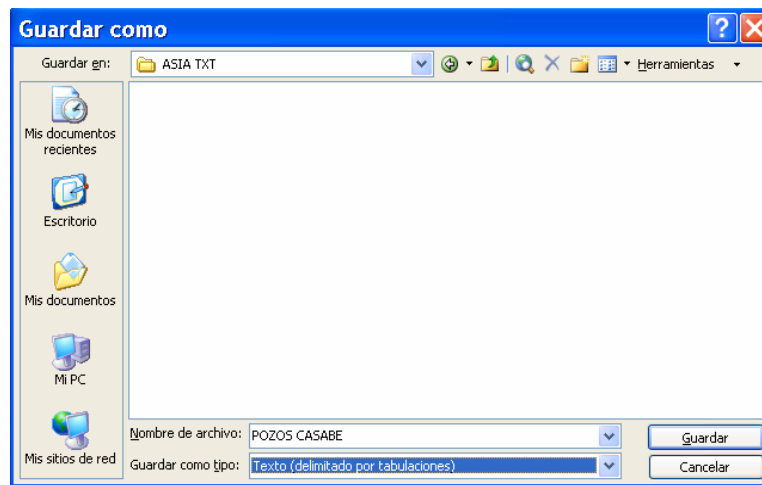
**Figura 1.1** Plantilla de datos para ingresar un pozo a ASIA 2005

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	POZO	Arena	X [m]	Y [m]	Z [ft]	PHI [Fracción]	H Neto [ft]	SW [Fracción]	PERMEAB [md]
2	WELL	781	INJ						
3	SAND	B1	1017024	1269603	3699.6	0.2104	35	0.535	38.74
4	SAND	B1i	1017024	1269603	3887	0.2166	59.5	0.4285	48.26
5	SAND	B2	1017024	1269603	4025.4	0.1979	41	0.468	25.12
6	SAND	B2b	1017024	1269603	4218.6	0.1852	21	0.5165	16.16
7	SAND	B2c	1017024	1269603	4355.6	0.2071	71	0.531	34.94
8	SAND	B2d	1017024	1269603	4444.2	0.1712	20	0.665	9.91
9	SAND	B2e	1017024	1269603	4582	0.2034	24	0.536	30.54
10	SAND	B3	1017024	1269603	4693.6	0.217	21	0.4735	115.93
11	SAND	B3i	1017024	1269603	4838	0.2085	32.5	0.54	36.38

**Fuente:** Software ASIA 2005

Una vez se ha construido la plantilla para los pozos es necesario salvarla como archivo de texto separado por tabulaciones, para esto se debe seleccionar en el menú archivo de Microsoft Excel la opción “Guardar como...”, tal como ilustra la figura 1.2.

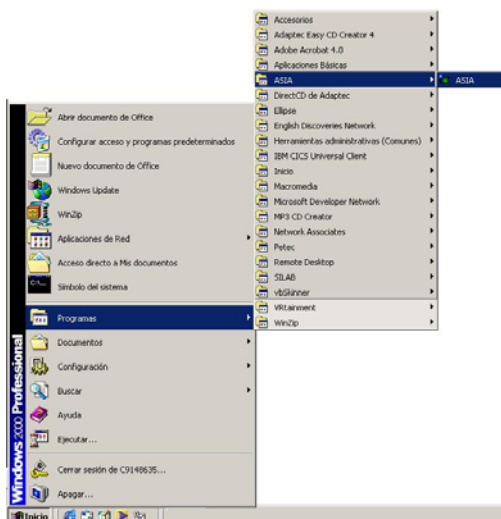
**Figura 1.2** Operación salvar como archivo de texto de Microsoft Excel



**Fuente:** Software ASIA 2005

Una vez editada(s) la(s) plantilla(s) de entrada, usted estará listo para iniciar un proyecto de ASIA 2005. Para esto, haga Doble Click en el ejecutable de ASIA 2005 o haga click en el menú inicio como lo indica la figura 1.3.

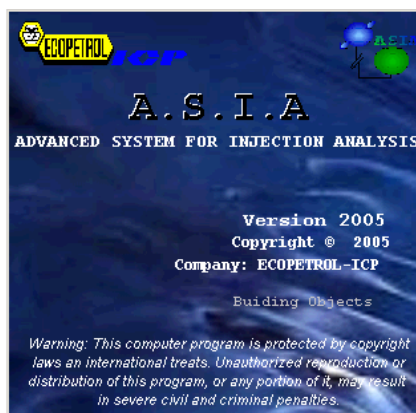
**Figura. 1.3** Iniciando el entorno de ASIA 2005



**Fuente:** Software ASIA 2005

Inmediatamente aparecerá una ventana de inicio que le indicará si la carga de ASIA se está efectuando correctamente.

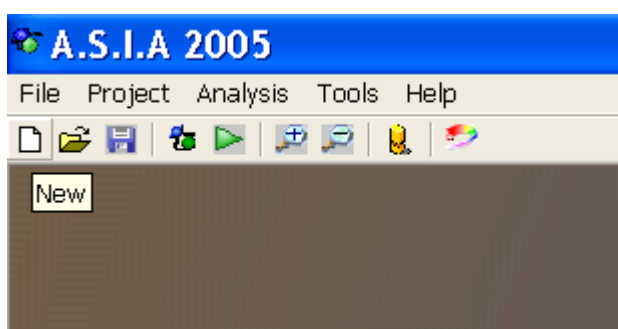
**Figura 1.4** Ventana de inicio de ASIA 2005



**Fuente:** Software ASIA 2005

A continuación de la ventana de inicio se presentará la ventana principal de ASIA 2005 desde la cual se manejan todas las opciones del programa. Para crear un proyecto basta con hacer click en el menú New y de esta manera poder agregar los pozos, tal como lo indica la figura 1.5.

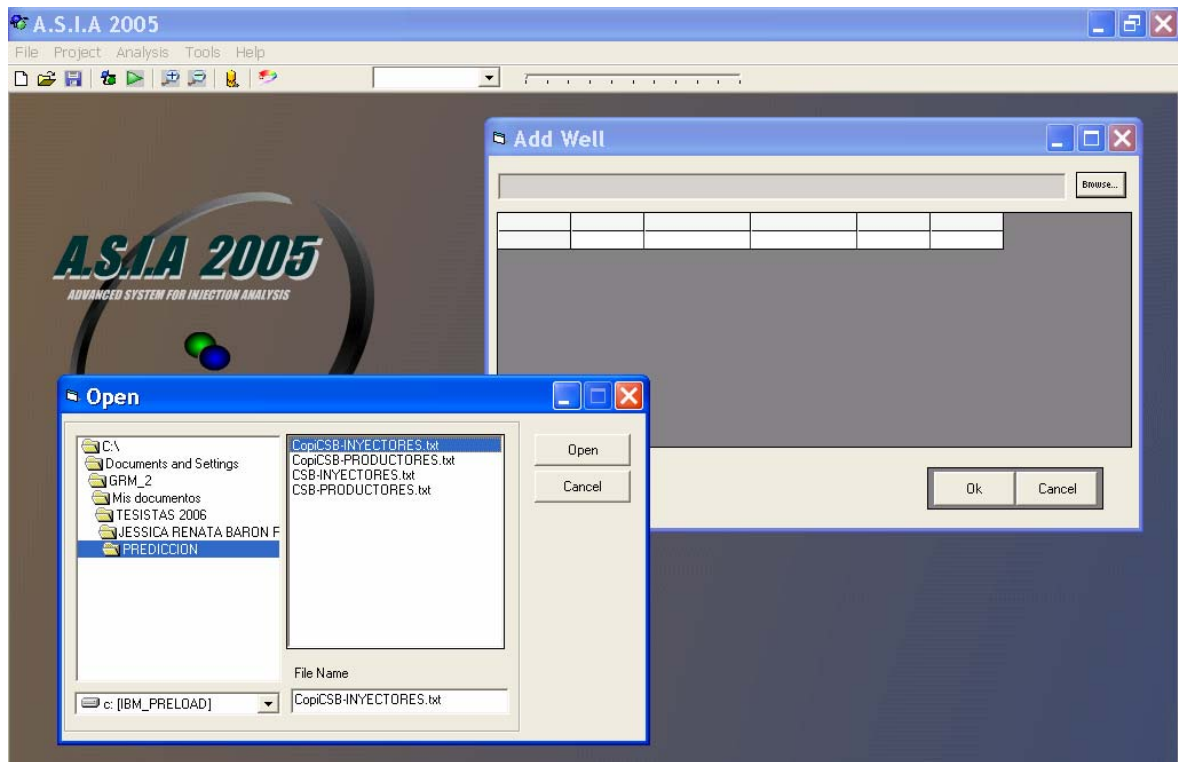
**Figura 1.5** Menú Agregar pozo



**Fuente:** Software ASIA 2005

A continuación de esto se mostrará la ventana de carga de datos, en la cual el usuario puede agregar los pozos que van a hacer parte de su análisis.

Figura 1.6 Carga de la plantilla de datos



The 'Add Well' dialog box displays a table with the following data:

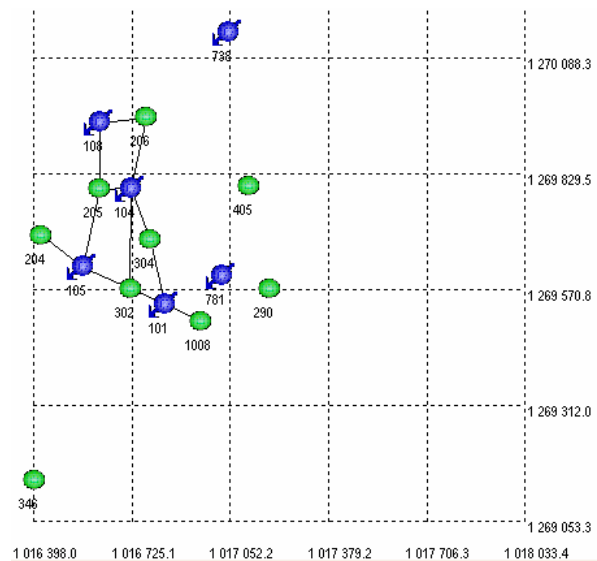
POZO	Arena	X [m]	Y [m]	Z [ft]	PHI [Fracci	H Neto [ft]	SW [
WELL	781 INJ						
SAND	B1	1017024	1269603	3699.6	0.2104		35
SAND	B1i	1017024	1269603	3887.0	0.2166		59.5
SAND	B2	1017024	1269603	4025.4	0.1979		41
SAND	B2b	1017024	1269603	4218.6	0.1852		21
SAND	B2c	1017024	1269603	4355.6	0.2071		71
SAND	B2d	1017024	1269603	4444.2	0.1712		20
SAND	B2e	1017024	1269603	4582.0	0.2034		24
SAND	B3	1017024	1269603	4693.6	0.2170		21
SAND	B3i	1017024	1269603	4838.0	0.2085		32.5

Fuente: Software ASIA 2005

Una vez ha cargado los datos desde el archivo de texto, usando el botón <Open>

es necesario pulsar el botón <OK> en la ventana Add Well. Esta acción finalmente hará que se muestre un plano XY sobre el cual se dibuja el pozo recién ingresado. Es importante anotar que ASIA 2005 dibujará inicialmente cada pozo como se indico en el archivo de texto, si es un Inyector (circulo azul) y si es un pozo Productor (circulo verde).

### 1. Figura 1.7 Pozos ejemplo recién cargados



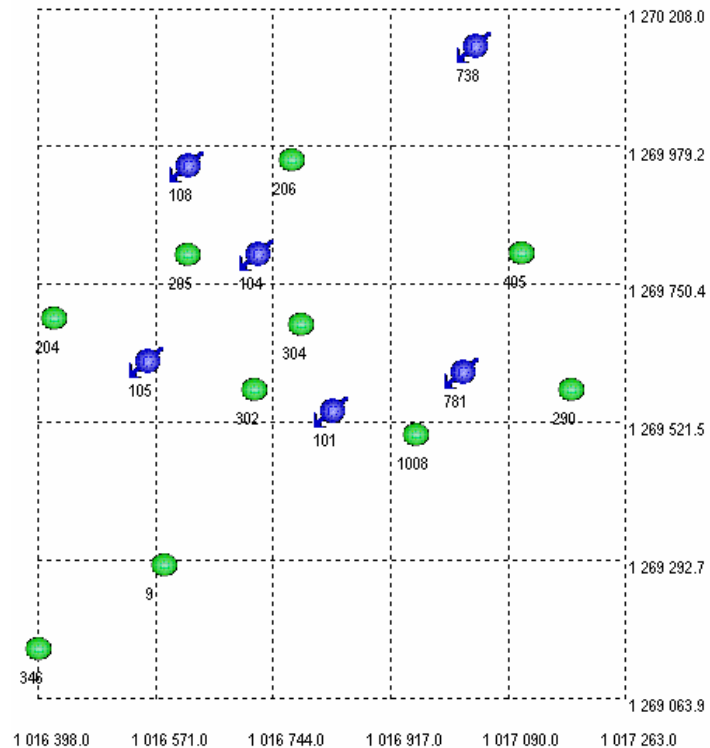
**Fuente:** Software ASIA 2005

La plantilla de ingreso de pozos es flexible, ya que le permite cargar más de un pozo a la vez. En el directorio donde se instale la aplicación se copiarán también las plantillas de ejemplo, para que ponga en practica los pasos anteriormente descritos.

## 2. SALVAR Y RECUPERAR INFORMACIÓN DE UN PROYECTO

Después de realizar varias veces el proceso descrito en el capítulo 1, el plano del campo lucirá de una forma semejante a la figura 2.1.

**Figura 2.1** Plano con varios pozos

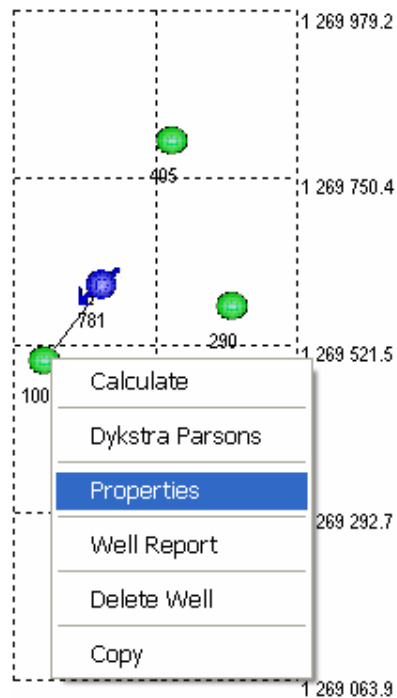


**Fuente:** Software ASIA 2005

En la figura se observa además del pozo 781 a los pozos 290, 101 y 1008, entre otros los cuales se cargaron siguiendo la metodología ya descrita. El programa en el momento de la carga de los pozos, identifica si el pozo es inyector o productor.

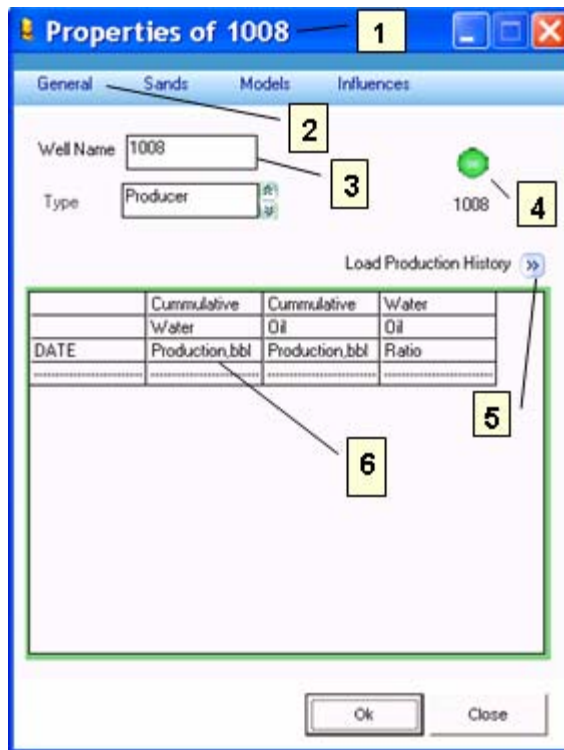
Asia 2005 le permite visualizar las propiedades de cada uno de los pozos, para lo cual debe hacer click sobre el botón derecho del mouse y Haga click en el submenú <Propiedades> (Figura 2.2).

**Figura 2.2** Sub menú <Propiedades>



**Fuente:** Software ASIA 2005

**Figura 2.3** Ventana de propiedades ficha pozo.



**Fuente:** Software ASIA 2005

La figura 2.3 muestra la primera ventana de propiedades, la cual está compuesta por las siguientes partes:

1. Barra de título: Como se observa en la figura 2.3, la barra de título indica de cuál pozo son las propiedades que están cargadas en dicha ventana.
2. Ficha Pozo: La ventana de propiedades está conformada por cuatro fichas que son: general, arenas, modelos, distribución. En la primera se establecen las propiedades inherentes al pozo. En la ficha arenas se configuran las propiedades de las arenas asociadas. Las otras dos fichas se explicarán mas adelante.

3. Cuadro de nombre: En el cuadro de nombre es posible cambiar el nombre del pozo, se recomienda usar nombres cortos o números para identificar cada pozo.

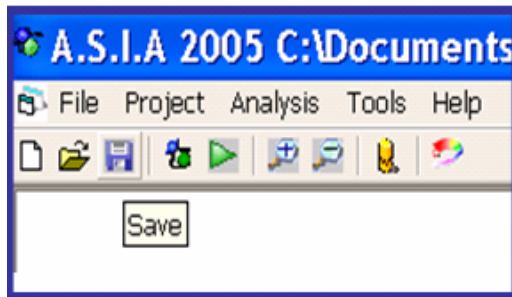
4. Icono del pozo: presenta una ampliación del icono que representa al pozo en el plano, cuando se le cambie el nombre al pozo o cuando se pulse la barra de configuración, el icono se deberá actualizar automáticamente.

5. Botón Cargar Historia: Al pulsar este botón aparecerá una caja de dialogo Abrir Archivo (Estándar de Windows) la cual le permitirá cargar la historia de Inyección o Producción según sea el caso. Dicha historia es un archivo de texto separado por tabulaciones o por espacios que debe contener la información en orden cronológico. Para mayor claridad en el directorio en el cual se instale la aplicación también se instala un archivo de texto para cada una de los casos.

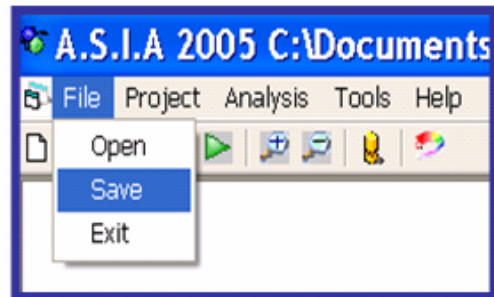
6. Visor de Historia: Tal como se observa en la figura 2.3, el visor de historia es una grilla que permite visualizar los datos de la Historia de Inyección o producción que se cargaron según se explicó en el numeral 5.

Después de cargar la historia de cada pozo, es absolutamente necesario ejecutar la operación de guardar si no se desea tener que repetir los pasos anteriores. Para esto, haga click en el correspondiente botón de la barra de herramientas como lo muestra la figura 2.4 o en el menú Archivo/Guardar como... como se ve en la figura 2.5.

**Figura. 2.4** Botón Guardar



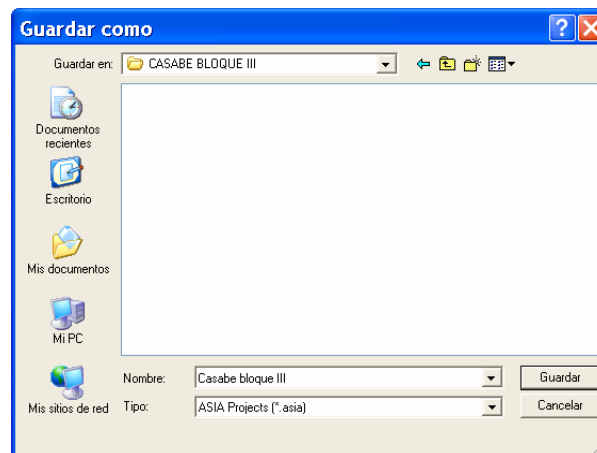
**Figura. 2.5** Menú archivo / Guardar



**Fuente:** Software ASIA 2005

Cuando ejecute la operación Guardar como..., aparecerá en pantalla un cuadro de diálogo en el cual el usuario debe establecer el nombre del proyecto, por ejemplo este nombre puede ser el nombre del campo que se esta estudiando. La extensión de archivo que maneja ASIA 2005 es “.asia”, así que si el proyecto se llama “Casabe bloque III”, el programa lo registrará como “Casabe bloque III.asia”.

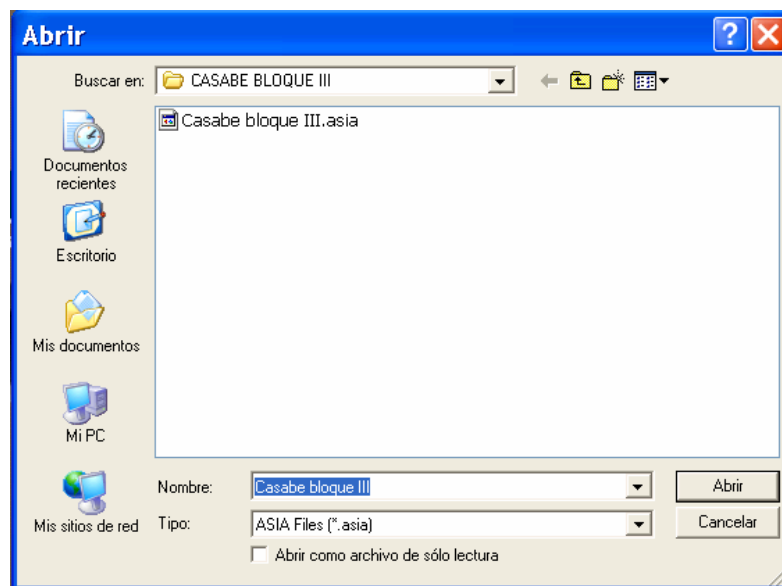
**Figura 2.6** Ventana <Salvar Proyecto>



**Fuente:** Software ASIA 2005

Así mismo en el menú Archivo/Abrir o en el icono de la barra de Herramientas, justo al lado izquierdo del botón usado para guardar, se presenta la opción para abrir archivos, esta opción le permitirá cargar un proyecto (\*.asia) de tal manera que lo pueda modificar a partir de su ultima edición.

**Figura 2.7** Ventana <Abrir Proyecto>



**Fuente:** Software ASIA 2005

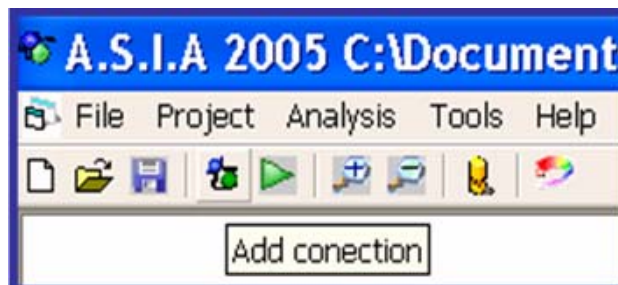
### 3. ESTABLECER CONEXIONES ENTRE POZOS

Como ya se ha visto en los capítulos anteriores, cada pozo está conformado por una colección de arenas. En el presente capítulo se mostrará cómo establecer y configurar las propiedades de una conexión.

En ASIA 2005 se denomina modelo a la unión de un pozo Inyector con un productor por una determinada arena.

ASIA 2005 sólo le permite realizar conexiones entre pozos si y solamente si uno de los dos es productor y el otro inyector, nunca entre productores ni tampoco entre Inyectores.

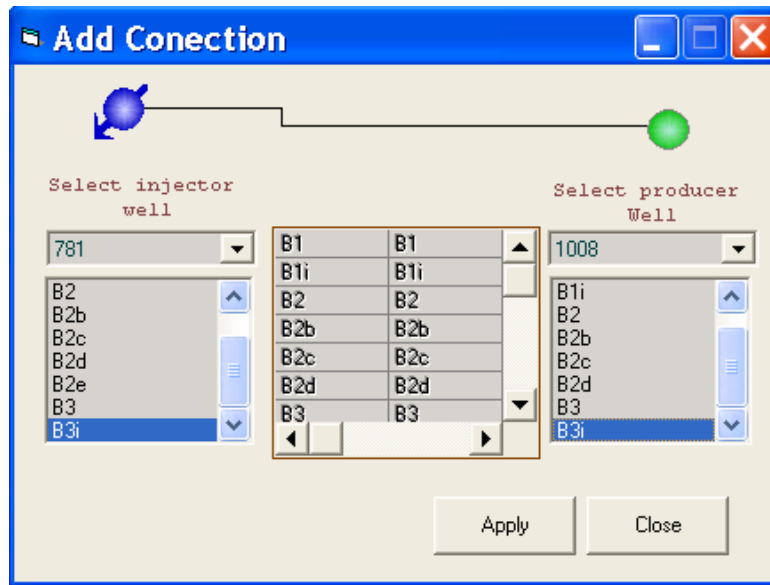
**Figura 3.1** Botón agregar conexión.



**Fuente:** Software ASIA 2005

En la figura 3.1 se puede observar el icono de la barra que permite acceder a la ventana diseñada para realizar conexiones. Así mismo es posible acceder a esta opción desde el menú Proyecto/Agregar Conexión. En la figura 3.2 se puede observar la caja de diálogo que permite realizar esta labor.

**Figura 3.2** Cuadro de diálogo agregar conexión.



**Fuente:** Software ASIA 2005

La ventana que se presenta en la figura 3.2 está compuesta principalmente por dos listas desplegables. La del lado izquierdo sólo permite seleccionar pozos inyectores y la del lado derecho, sólo productores. En la parte inferior de las listas desplegables se encuentran dos cuadros de lista los cuales se actualizarán con los nombres de las arenas existentes para cada pozo.

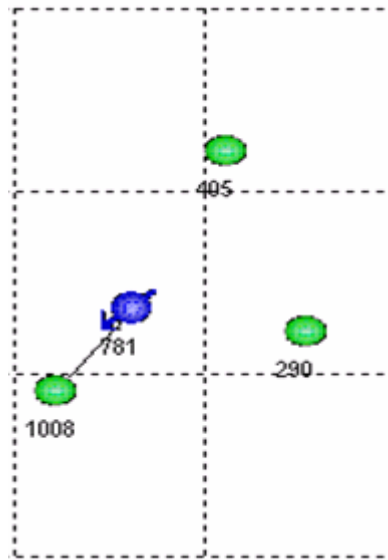
En el caso ilustrado en la figura 3.2 se observa claramente que se ha seleccionado el pozo inyector 781, el cual presenta las arenas B1, B1i, B2, B2b, B2c, B2d, B2e, B3 y B3i. Además, se seleccionó el pozo productor 1008, que tiene las mismas arenas a excepción de la arena B2e. También se puede ver que se han seleccionado todas las arenas en común de los dos pozos. Finalmente el usuario debe pulsar el botón <Aplicar> para crear la conexión.

Los modelos se distinguen por un nombre característico que está dado por los nombres del pozo inyector, del productor y de la(s) arena(s) que los conectan. A continuación se presentan a manera de ejemplo el nombre de un modelo.

- 781/1008 B3i

Siempre el nombre del modelo va a estar conformado por el nombre del pozo inyector seguido del nombre del pozo productor, luego de lo cual va un espacio y el nombre de las arenas que intervienen en la conexión. En el ejemplo se puede observar el nombre de una arena, lo que significa que la conexión se da entre los dos pozos por esa arena.

**Figura 3.3** Conexión 781 / 1008



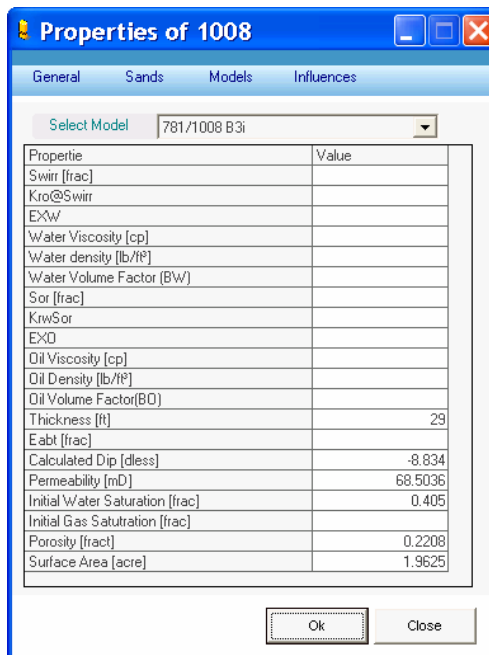
**Fuente:** Software ASIA 2005

La línea negra que se aprecia en la figura 3.3 indica que por lo menos hay una conexión establecida entre los pozos 1008 y 781.

A cada uno de los patrones se le debe configurar una serie de propiedades que tienen que ver principalmente con características interfaciales, de los fluidos, petrofísicas, entre otras. Dichas propiedades deben estar completas y correctamente ingresadas para asegurar una ejecución satisfactoria.

La figura 3.4 muestra la ficha modelo de la ventana de propiedades, en la que se presenta la información requerida para cada uno de los modelos. Se observa que hay algunos términos diferentes a cero, estos corresponden a propiedades calculadas a partir de la información que se ingresó en la plantilla de entrada de datos.

**Figura 3.4** Ventana de propiedades ficha modelos



**Fuente:** Software ASIA 2005

Los demás datos deben ingresarse manualmente y corresponden a información que debe investigarse previamente.

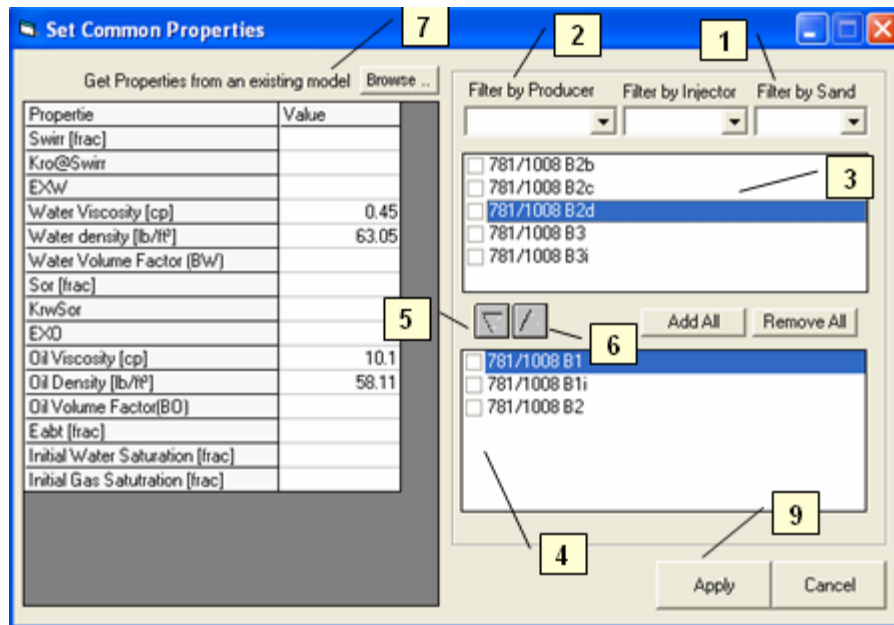


A medida que se ingresan datos es necesario ejecutar regularmente la operación de guardar para que la información quede correctamente salvada. En el eventual caso que se presente un incidente como un fallo de energía o un bloqueo en el equipo, sólo se podrá recuperar el estado del proyecto en la última operación de salvado.

Cabe aclarar que la tabla que muestra la figura 3.4 es propia del modelo que se encuentra especificado en la parte superior de la misma, en este caso 781/1008 B3i. Es decir, si en un proyecto como el ilustrado en la figura 3.3 cada inyector afecta al productor, por ejemplo, en tres diferentes arenas, entonces se tendrían nueve diferentes modelos en dicho proyecto y por tanto la mencionada tabla debería llenarse nueve veces con las propiedades que le correspondan a cada uno.

Como es apenas obvio, el llenar el volumen de información que esto implica puede resultar tedioso, por lo que ASIA 2005 proporciona una ventana que puede facilitar en algún grado esta labor, y a la cual se tiene acceso desde el menú Proje/Se common properties.

**Figura 3.5** Asignación de propiedades comunes



**Fuente:** Software ASIA 2005

En la figura 3.5 se presentan enumeradas las partes que conforman la ventana que le permite asignar el valor de una propiedad que sea común para varios modelos. Lo primero que debe decidir el usuario es cuál o cuáles propiedades tienen numéricamente el mismo valor. Además, y como es obvio, cuál o cuáles modelos comparten dicha similitud.

El primer cuadro de lista (numeral 3 en el gráfico), muestra todos los patrones existentes para el proyecto actual, si se desea seleccionar uno o varios patrones es necesario hacer click en el recuadro blanco que aparece a la izquierda del nombre. Una vez seleccionado(s) el o los patrones se debe hacer Click en el botón seleccionar (numeral 5 en el gráfico), ocasionando que los patrones seleccionados pasen del primer cuadro de lista al segundo cuadro de lista (numeral 4 en el

gráfico). Tal proceso siempre podrá realizarse de manera inversa seleccionando el modelo y haciendo click en el botón enumerado como 6.

Una vez se han seleccionado los patrones, el siguiente paso es digitar el valor de las propiedades comunes. Para el caso de la figura 3.5 se ingresaron valores para las propiedades de viscosidad y densidad, tanto del agua como del aceite. Ya ingresados los valores, sólo resta hacer click en el botón <Aplicar> (numeral 9 en la figura), para que dichos valores queden correctamente asignados a los patrones seleccionados, en este caso **781/1008 B1, 781/1008 B1i, 781/1008 B2**.

La función de las persianas numeradas como 1 y 2 en el gráfico 3.5, es filtrar el cuadro de lista 1 (numeral 3 en el gráfico) de acuerdo al criterio deseado. Esto va a facilitar la búsqueda y la selección de los modelos a configurar.

La función de la persiana superior (numeral 7 en el gráfico) es cargar en la grilla las propiedades de algún modelo existente que ya esté configurado. Es decir, si se pretende configurar un modelo que tenga una gran cantidad de propiedades iguales a otro modelo ya existente, entonces lo lógico es poder cargar los valores ya digitados de las propiedades, y no tener que digitarlos de nuevo.

Para finalizar se aclara que cualquier cambio realizado en esta última ventana (figura 3.5), solamente se hará efectiva en el momento que se pulse el botón <Aplicar>.

## 4. INFLUENCIA DE POZOS Y DISTRIBUCIÓN VERTICAL DE AGUA

Una vez se han establecido los valores de las propiedades de cada modelo se requiere establecer valores iniciales para las influencias y para la distribución vertical de agua. El objetivo de este capítulo será explicar estos dos conceptos y su importancia a la hora de realizar un ajuste.

### 2. 4.1 Influencia

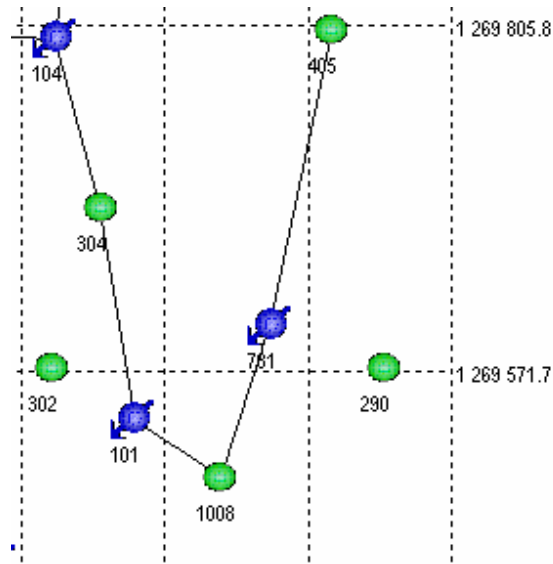
Se define por influencia un valor numérico que cuantifica el impacto que ejerce el pozo inyector sobre el pozo productor. En la práctica significa que si en un pozo inyector se presenta algún evento, este se verá reflejado en cierto grado en el pozo productor.

Inicialmente este valor debe ser estimado de acuerdo al comportamiento observado en el campo y apoyado en un análisis exhaustivo de las curvas de inyección producción, sin embargo, estos análisis sólo indican una tendencia, y debe ser el usuario finalmente, con criterios de ingeniería, quien establezca un valor numérico inicial para esta propiedad.

En ASIA 2005, la influencia es una propiedad del pozo productor, por lo que solamente estará disponible en la ventana de propiedades de los mismos. Las influencias prestan particular utilidad para refinar el ajuste de la curva de producción.

En la figura 4.1 se muestra el patrón de inyección 1008 que se ha usado como ejemplo a lo largo de este manual, allí se puede observar que las líneas que unen los pozos inyectores con los pozos productores.

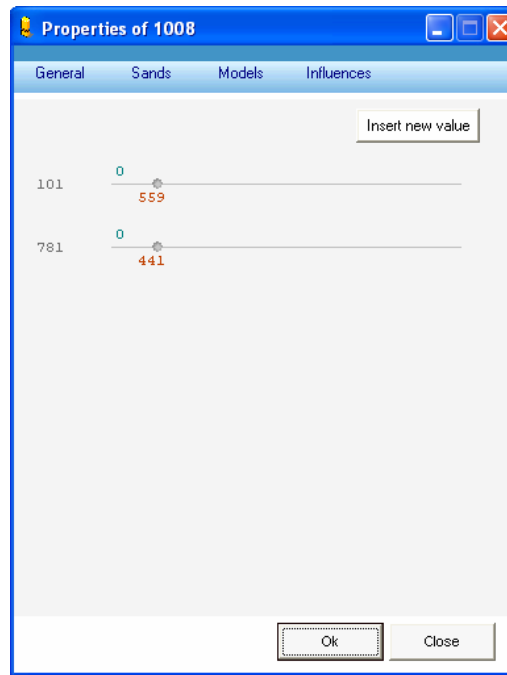
**Figura 4.1** Patrón de Inyección 1008



**Fuente:** Software ASIA 2005

En la figura 4.2 se ilustra la ventana de propiedades del pozo 1008, en la cual se observa la ficha influencias con los valores de influencia inicialmente estimados para este patrón de inyección.

**Figura 4.2** Valores de influencia iniciales para el patrón 1008



**Fuente:** Software ASIA 2005

## 4.2 Distribución vertical

La distribución vertical es una medida de la capacidad de recibir agua de cada una de las arenas, ya sea en virtud de sus propiedades petrofísicas o del estado mecánico del pozo. Esta propiedad debe ser asignada a cada uno de los modelos que componen una conexión inyector – productor, y puede ser constante o variable en el tiempo, según se desee.

**4.2.1 Distribución Vertical Constante.** La distribución vertical constante es un valor promedio que se asigna, ya sea con base en observaciones de registros de inyección, o infiriéndolo a partir de las propiedades de las arenas. Estos

porcentajes se establecen en la ventana de propiedades tal como se muestra en la figura.

**Figura 4.3** Valores de distribución vertical Constante



**Fuente:** Software ASIA 2005

En la figura 4.3 se muestra la ventana de propiedades del pozo 1008, allí se aprecia que existen dos listados. El listado superior muestra todos los pozos inyectoros con los que tiene conexión (en nuestro caso sólo muestra al 101 y 781, ya que no se han involucrado más pozos en este ejemplo).

**Nota:** Es deseable que los valores de distribución no se dejen en cero, preferiblemente usar valores muy pequeños para casos en los que la inyectividad

sea muy baja, o de lo contrario, eliminar ese modelo, que no tiene repercusión sobre la producción de fluidos.

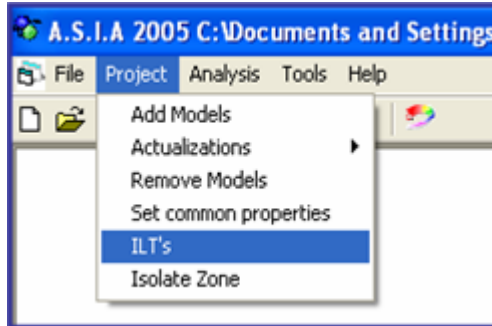
**4.2.2 Distribución vertical variable.** El software ASIA 2005 presenta la posibilidad de tener en cuenta el comportamiento en el tiempo de los registros de inyección (ILT). Existen aspectos de cuidado a la hora de introducir esta información al software, ya que es necesario un riguroso control de calidad debido a posibles inconsistencias que se pueden presentar en este tipo de información principalmente como lo son: errores en medición, calibración de las herramientas, cambio del método de medición del registro, etcétera.

Para el caso de ASIA 2005, el porcentaje de inyección vertical es una propiedad de cada modelo. Es común que dos modelos de un mismo pozo inyector compartan la misma información de inyección vertical, por ejemplo, PG-04/PG-19 B1 y PG-04/PG-40 B2, sin embargo, ASIA la solicita como información independiente.

Mientras no se indique que se desea usar distribución vertical variable en el tiempo, ASIA asumirá que debe tomar el valor de inyección vertical constante que se introduce en la ventana de propiedades (tal como ya se explico).

Para introducir una tabla de distribución vertical debe hacer click en el menú project y posteriormente en el sub menú ILT's, tal como lo indica la figura 4.4.

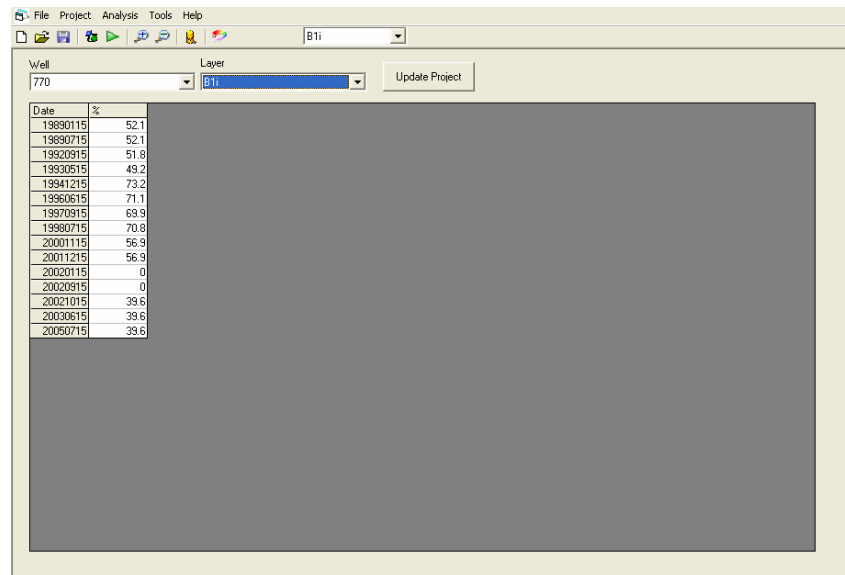
**Figura 4.4** Menú de acceso a la ventana de administración y visualización de los registros de inyección



**Fuente:** Software ASIA 2005

Una vez se ha hecho la selección indicada en la figura, se visualizará la ventana de edición de la distribución vertical, tal como se muestra en la siguiente figura.

**Figura 4.5** ventana de administración y visualización de los registros de inyección

A screenshot of the A.S.I.A 2005 software interface showing the 'Vertical Distribution' window. The window title is 'A.S.I.A 2005'. The menu bar includes 'File', 'Project', 'Analysis', 'Tools', and 'Help'. The 'Well' dropdown is set to '770' and the 'Layer' dropdown is set to 'B11'. There is an 'Update Project' button. A table displays injection records with columns 'Date' and '%'.

Date	%
19890115	52.1
19890715	52.1
19920915	51.8
19930515	49.2
19941215	73.2
19960615	71.1
19970915	69.9
19980715	70.8
20001115	56.9
20011215	56.9
20020115	0
20020915	0
20021015	39.6
20030615	39.6
20060715	39.6

**Fuente:** Software ASIA 2005

Es necesario seleccionar un pozo inyector usando las listas desplegables que se observan en la parte superior izquierda de la ventana, luego de lo cual se mostrarán la distribución vertical para cada dato de fecha. Inicialmente se cargan los valores promedio extendidos a todas las fechas, pero el objetivo de esta ventana es precisamente que se ingresen los valores leídos de las herramientas de medición a su respectivo tiempo, con el pre-procesamiento requerido.

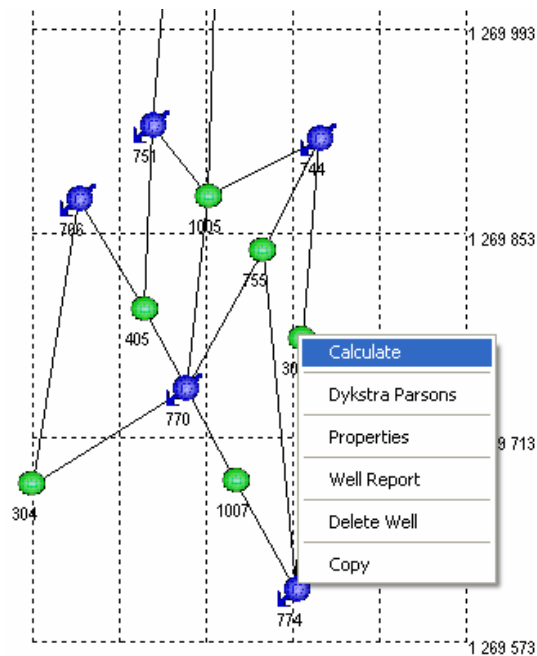
## 5. CALCULO DE UN POZO PRODUCTOR

Antes de calcular un pozo se debe verificar que toda la información que se requiere, se encuentre correctamente cargada. A continuación se listan todos los ítems a verificar.

- La historia de producción del pozo a calcular.
- La Historia de Inyección de todos los pozos inyectores que afectan al productor.
- Los valores de todas las propiedades de los modelos relacionados con el pozo productor.
- Los valores de Influencia de pozo de todos los inyectores relacionados con el pozo productor.
- Los valores de distribución de agua para todos los modelos relacionados con el pozo productor.

Una vez verificada toda esta información, se recomienda ejecutar la operación de salvar cambios para prevenir que se pierda información, si algo resulta mal durante el cálculo del pozo. Una vez se han atendido estas recomendaciones se puede ordenar a ASIA 2005 que calcule un pozo.

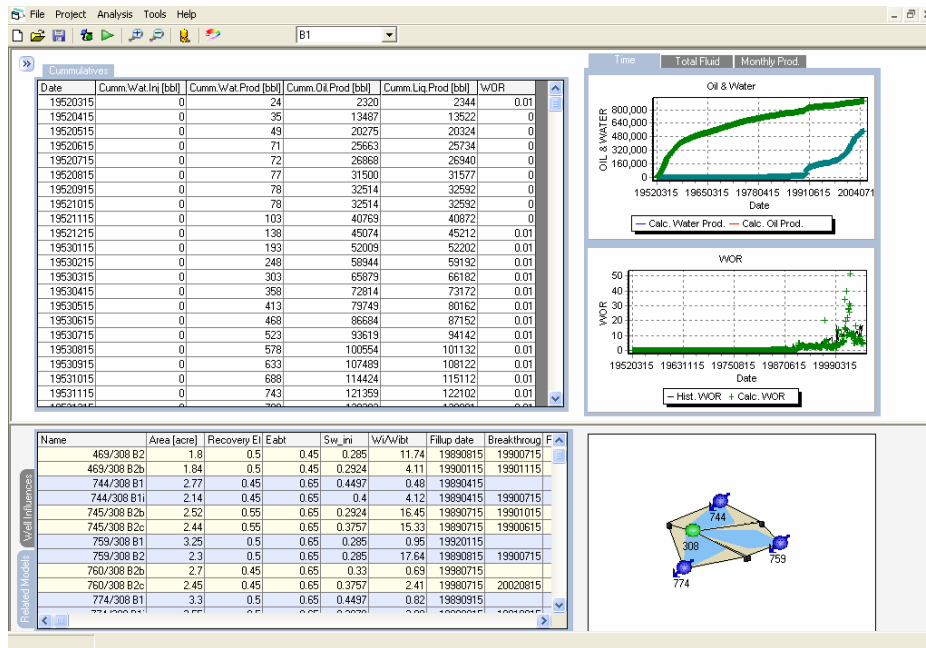
**Figura 5.1** Calcular pozo



**Fuente:** Software ASIA 2005

Para calcular un pozo haga click con el botón derecho del Mouse sobre el pozo que de interés y a continuación seleccione la opción calcular, tal como lo indica la figura 5.1, con lo que se cargará la ventana que presenta los resultados numéricos y gráficos.

**Figura 5.2** Ventana de cálculos y gráficos

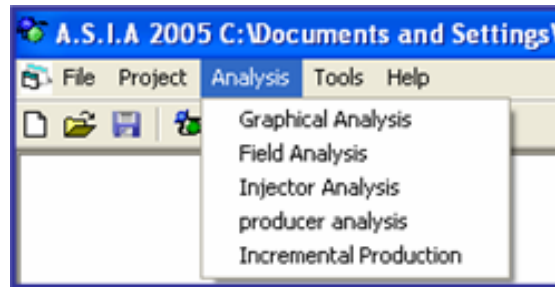


**Fuente:** Software ASIA 2005

El proceso de cálculo se tarda algunos segundos y la barra de avance en la barra de herramientas muestra el estado de la operación. En la figura 5.2 se muestra los resultados del ajuste para el pozo 308. Para mayor información acerca de la manera de interpretar los resultados, consultar el manual técnico.

Para un mejor análisis del proceso de cálculo, ASIA 2005 proporciona una opción de análisis mas específico. Para acceder a dicha ventana haga click en el menú Analysis y según sea la necesidad puede seleccionar las opciones graphical analysis, field analysis, Inyector analysis, producer analysis como se puede observar en la figura 5.3.

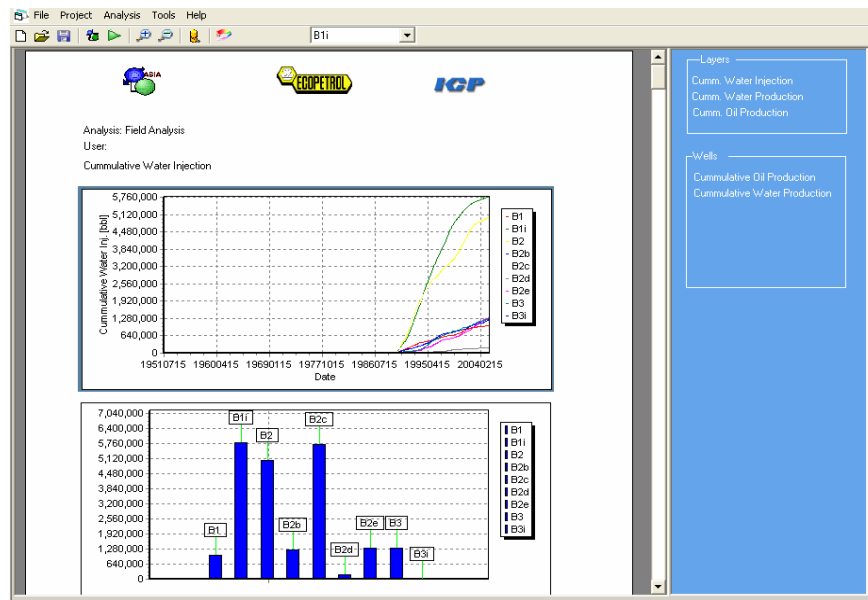
**Figura 5.3** Ventana de analysis



**Fuente:** Software ASIA 2005

Al seleccionar la opción de field analysis se obtendrá un análisis grafico de todo el campo discriminado por arenas y por pozos seleccionando la opción en la columna derecha, como se puede observar en la figura 5.4.

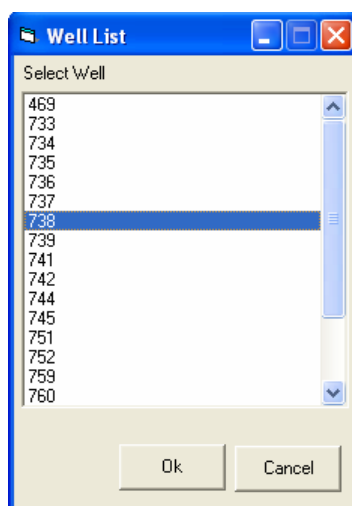
**Figura 5.4** Ventana de Field analysis



**Fuente:** Software ASIA 2005

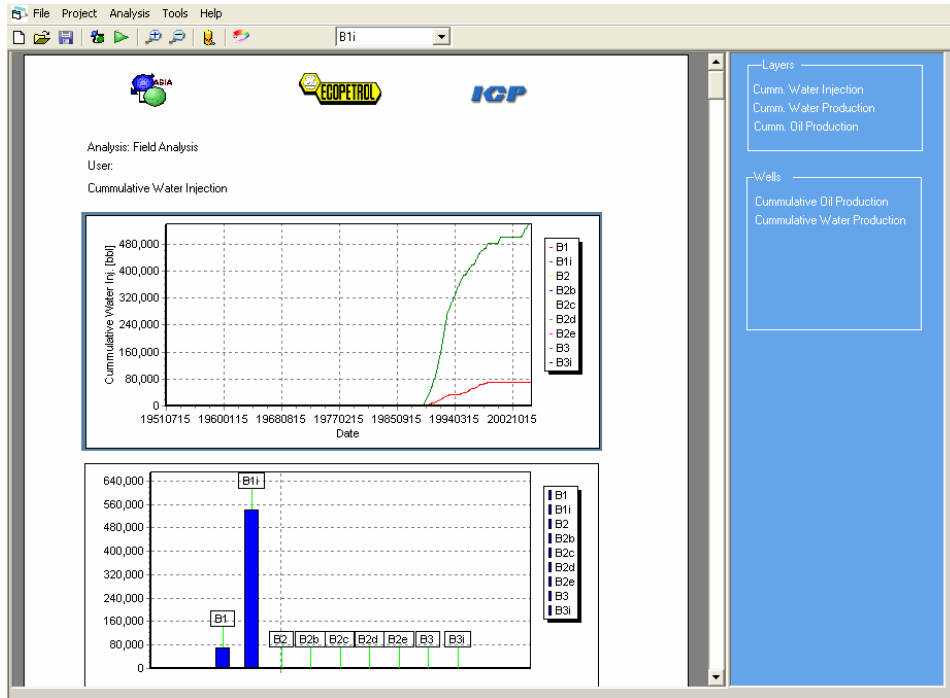
Al seleccionar la opción de inyector analysis, aparecerá una ventana para seleccionar que pozo inyector desea analizar como se observa en la figura 5.5, luego de hacer click en OK, se obtendrán los resultados discriminados por arenas y por pozos, como se puede observar en la figura 5.6.

**Figura 5.5** Selección del pozo inyector a analizar.



**Fuente:** Software ASIA 2005

**Figura 5.6** Ventana de inyector analysis

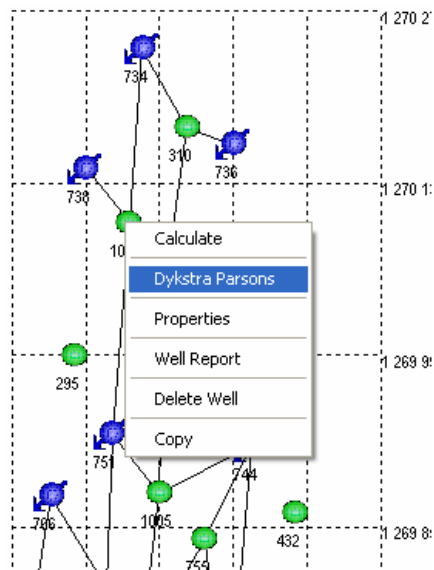


**Fuente:** Software ASIA 2005

Al seleccionar producer analysis, se obtendrá un análisis específico para un pozo productor que se seleccione, el procedimiento es el mismo empleado para en análisis pozo inyector explicado anteriormente.

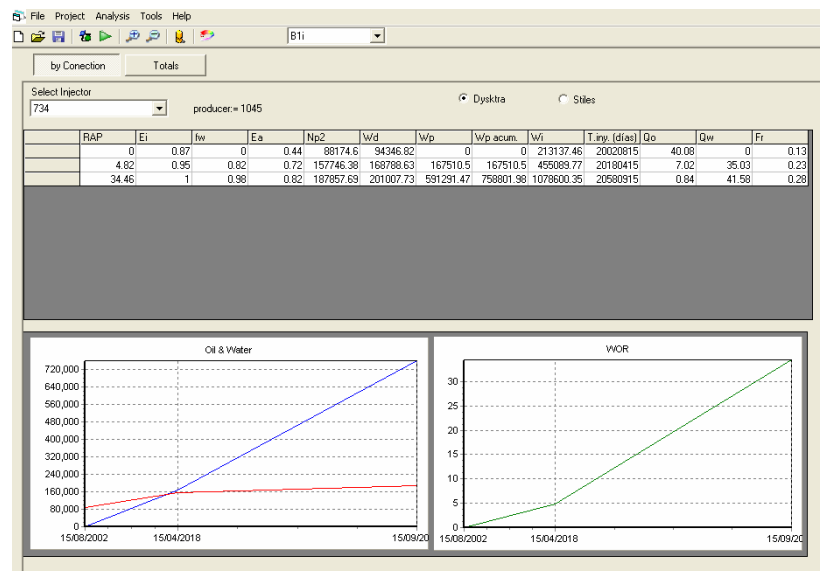
Si se desea realizar el cálculo de un pozo empleando el método de Dykstra – Parsons o Stiles se debe hacer click con el botón derecho del Mouse sobre el pozo que de interés y a continuación seleccione la opción Dykstra Parsons, tal como lo indica la figura 5.7, con lo que se cargará la ventana que presenta los resultados numéricos y gráficos, como se puede observar en la figura 5.8 y 5.9.

**Figura 5.7** calcular pozo por Dykstra – Parsons



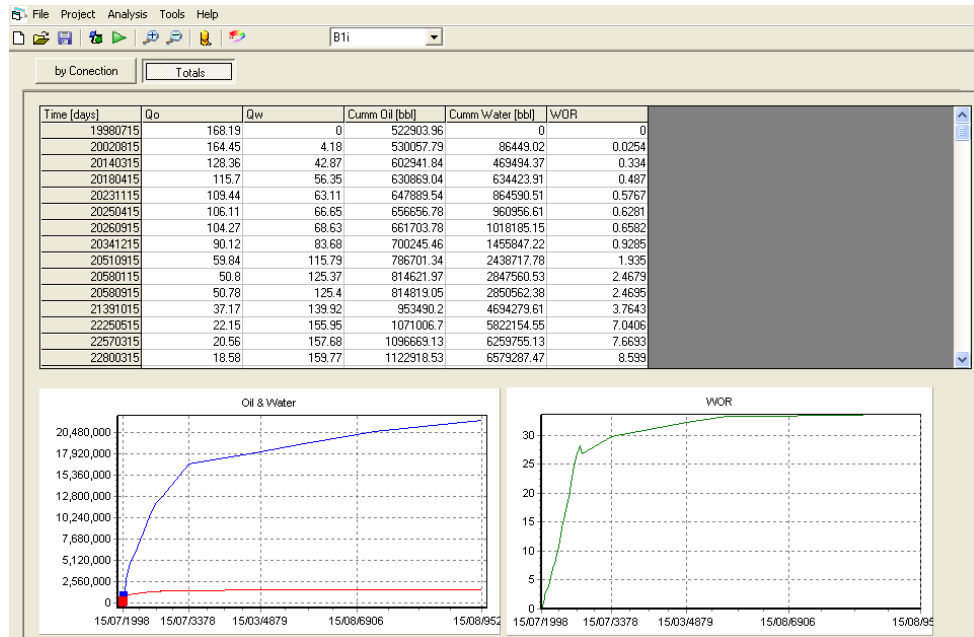
**Fuente:** Software ASIA 2005

**Figura 5.8** Ventana de cálculos y gráficos por conexión.



**Fuente:** Software ASIA 2005

Figura 5.9 Ventana de cálculos y gráficos por patrón.



Fuente: Software ASIA 2005

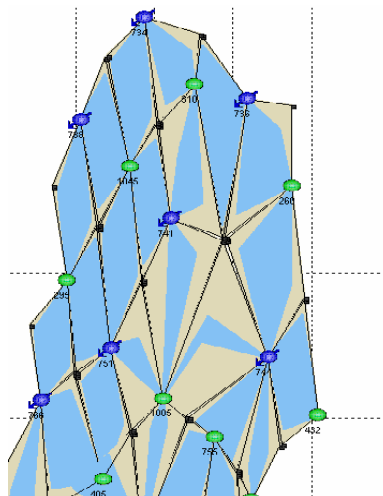
## 6. OPCIONES DE AJUSTE

El proceso de ajuste en software ASIA 2005 maneja una serie de parámetros de ajuste que son:

1. Influencias
2. Multiplicador de área
3. Eficiencia de recobro

El multiplicador de área se varía utilizando los punteros (son los dos puntos negros que hay entre pozo inyector y pozo productor), que se deben colocar de acuerdo al punto medio de presión entre los pozos, y de esta manera delimitar de los modelos, como se puede observar en la figura 6.1.

**Figura 6.1** Multiplicador de área



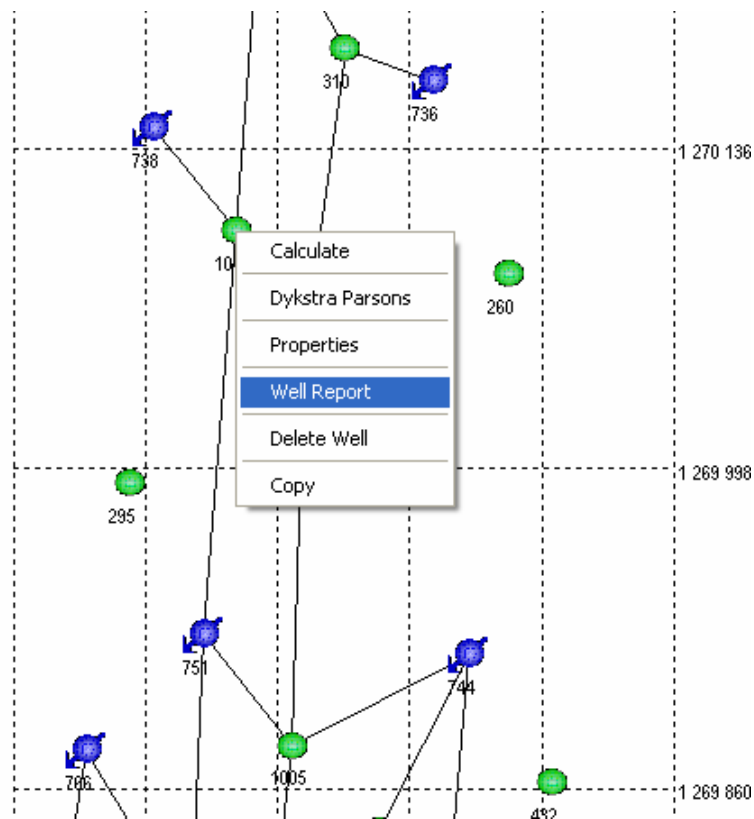
**Fuente:** Software ASIA 2005

La eficiencia de recobro varia entre 0 y 1 aunque un valor recomendable para trabajar es de 0.6, aunque es un parámetro de gran incertidumbre.

## 7. REPORTEES FINALES

ASIA 2005 presenta dos tipos de reportes: uno para pozos productores y otro para pozos inyectoros. Para acceder al balance de un pozo ya sea productor o inyector haga click derecho sobre el icono del pozo, figura 7.1.

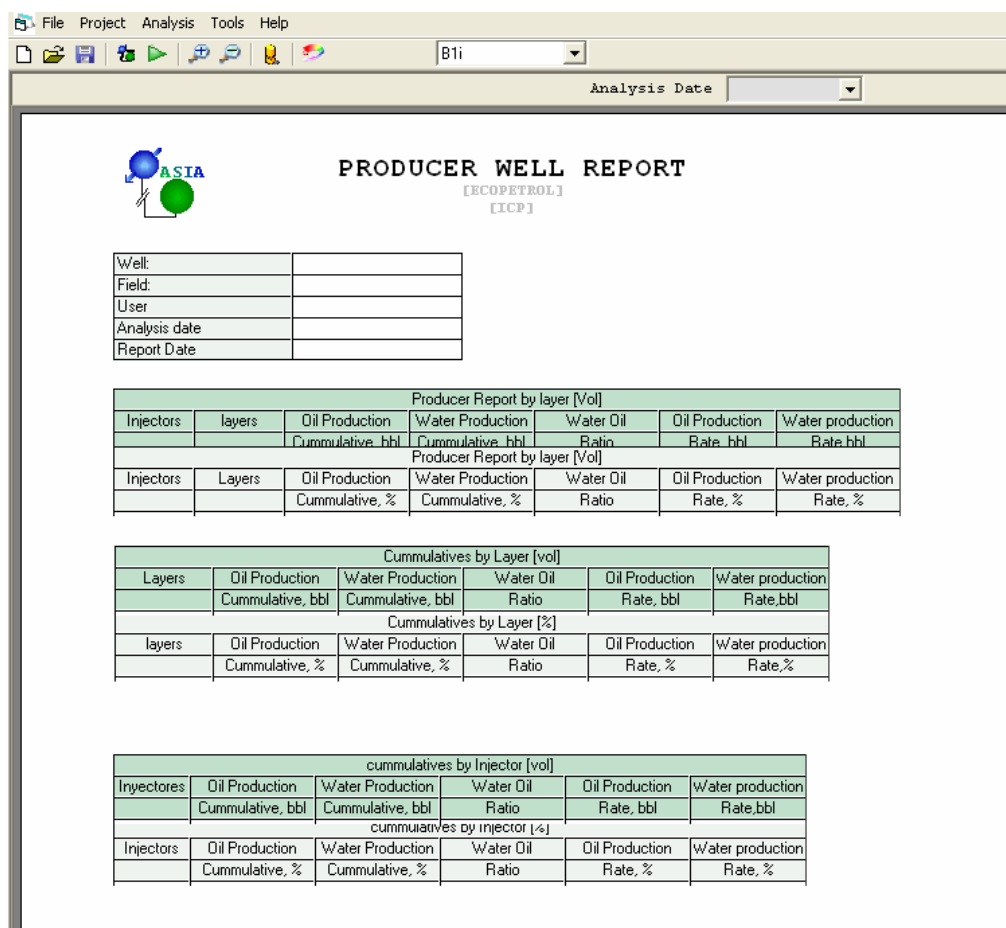
**Figura 7.1** Ver reporte



**Fuente:** Software ASIA 2005

Lo importante a la hora de solicitar el informe de un pozo (figura 7.2), es tener en cuenta que si es un pozo productor, éste debe estar previamente calculado, y si se trata de un pozo inyector, todos los pozos productores a los cuales inyecte deben estar calculados.

**Figura 7.2** Reporte producción



**Fuente:** Software ASIA 2005

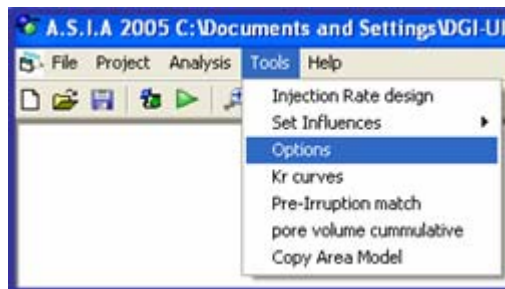
Tanto el reporte de producción como el de inyección se presentan actualizados hasta la última fecha a la cual se encuentran los datos históricos.

## 8. EXTRAPOLACIÓN DE UN AJUSTE

El objetivo fundamental de realizar un proyecto en ASIA 2005 es caracterizar el sistema inyección producción, lo cual se logra cuando se han alcanzado ajustes satisfactorios para todos los patrones del campo. Una vez se ha alcanzado esta etapa es posible extender las tendencias observadas en la etapa de ajuste, para esto es necesario generar un escenario predictivo.

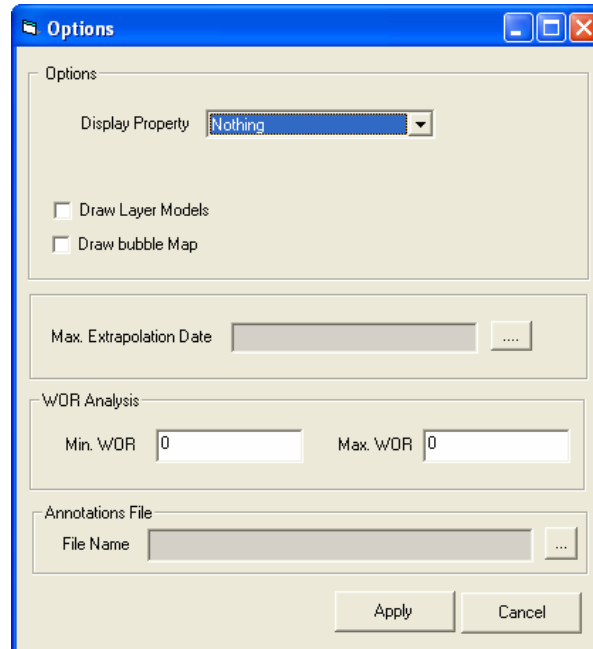
Para generar el escenario predictivo es necesario hacer click en el menú <Tools> y posteriormente en el sub menú <Options> tal como lo muestra la figura 8.1

**Figura 8.1** Menú acceso a la ventana <Options>



**Fuente:** Software ASIA 2005

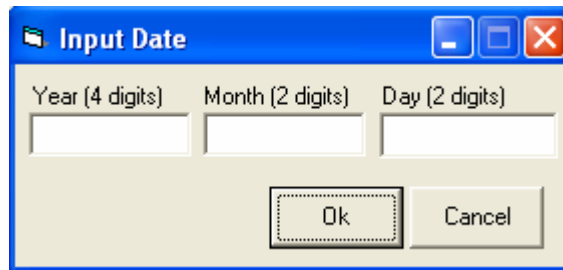
**Figura 8.2** Ventana <Options>



**Fuente:** Software ASIA 2005

En la figura 8.2 se muestra la ventana <Options>, en la cual se encuentra la opción para indicar al programa si se quiere extrapolar. La ventana (figura 8.3) solicita la fecha a la cual se desea que llegue la extrapolación. Una vez se han introducido esta fecha, es necesario pulsar el botón apply que se encuentra en la misma ventana.

**Figura 8.3** Fecha de extrapolación



The image shows a standard Windows-style dialog box titled "Input Date". It features a blue title bar with the text "Input Date" and three control buttons: minimize, maximize, and close. The main area of the dialog is light gray and contains three input fields arranged horizontally. The first field is labeled "Year (4 digits)", the second is labeled "Month (2 digits)", and the third is labeled "Day (2 digits)". All three fields are currently empty. At the bottom center of the dialog, there are two buttons: "Ok" and "Cancel".

**Fuente:** Software ASIA 2005

Una vez se ha generado la predicción, el usuario de ASIA puede hacer variaciones sobre la tasa de inyección de un pozo, o modificar la distribución vertical, a fin de determinar la respuesta y el comportamiento de un pozo productor a futuro y así tomar las decisiones adecuadas sobre su desarrollo.

## **ANEXO B**

# **VALOR CRITICO PARA COEFICIENTE DE CORRELACIÓN**

## VALOR CRÍTICO CON UN GRADO DE LIBERTAD

n	t	n	t
1	$\alpha$	47	2,0129
2	12,7062	48	2,0117
3	4,3027	49	2,0106
4	3,1824	50	2,0096
5	2,7765	51	2,0086
6	2,5706	52	2,0076
7	2,4469	53	2,0066
8	2,3646	54	2,0057
9	2,3060	55	2,0049
10	2,2622	56	2,0040
11	2,2281	57	2,0032
12	2,2010	58	2,0025
13	2,1788	59	2,0017
14	2,1604	60	2,0010
15	2,1448	61	2,0003
16	2,1315	62	1,9996
17	2,1199	63	1,9990
18	2,1098	64	1,9983
19	2,1009	65	1,9977
20	2,0930	66	1,9971
21	2,0860	67	1,9966
22	2,0796	68	1,9960
23	2,0739	69	1,9955
24	2,0687	70	1,9949
25	2,0639	71	1,9944
26	2,0595	72	1,9939
27	2,0555	73	1,9935
28	2,0518	74	1,9930
29	2,0484	75	1,9925
30	2,0452	76	1,9921
31	2,0423	77	1,9917
32	2,0395	78	1,9913
33	2,0369	79	1,9908
34	2,0345	80	1,9905
35	2,0322	81	1,9901
36	2,0301	82	1,9897
37	2,0281	83	1,9893
38	2,0262	84	1,9890
39	2,0244	85	1,9886
40	2,0227	86	1,9883
41	2,0211	87	1,9879
42	2,0195	88	1,9876
43	2,0181	89	1,9873
44	2,0167	90	1,9870
45	2,0154	91	1,9867
46	2,0141	92	1,9864

<b>n</b>	<b>t</b>	<b>n</b>	<b>t</b>
93	1,9861	139	1,9773
94	1,9858	140	1,9772
95	1,9855	141	1,9771
96	1,9852	142	1,9769
97	1,9850	143	1,9768
98	1,9847	144	1,9767
99	1,9845	145	1,9766
100	1,9842	146	1,9765
101	1,9840	147	1,9763
102	1,9837	148	1,9762
103	1,9835	149	1,9761
104	1,9833	150	1,9760
105	1,9830	151	1,9759
106	1,9828	152	1,9758
107	1,9826	153	1,9757
108	1,9824	154	1,9756
109	1,9822	155	1,9755
110	1,9820	156	1,9754
111	1,9818	157	1,9753
112	1,9816	158	1,9752
113	1,9814	159	1,9751
114	1,9812	160	1,9750
115	1,9810	161	1,9749
116	1,9808	162	1,9748
117	1,9806	163	1,9747
118	1,9804	164	1,9746
119	1,9803	165	1,9745
120	1,9801	166	1,9744
121	1,9799	167	1,9744
122	1,9798	168	1,9743
123	1,9796	169	1,9742
124	1,9794	170	1,9741
125	1,9793	171	1,9740
126	1,9791	172	1,9739
127	1,9790	173	1,9739
128	1,9788	174	1,9738
129	1,9787	175	1,9737
130	1,9785	176	1,9736
131	1,9784	177	1,9735
132	1,9782	178	1,9735
133	1,9781	179	1,9734
134	1,9780	180	1,9733
135	1,9778	181	1,9732
136	1,9777	182	1,9732
137	1,9776	183	1,9731
138	1,9774	184	1,9730