



UNIVERSIDAD
INDUSTRIAL DE
SANTANDER



**ANÁLISIS DE LA DISTRIBUCIÓN DE INYECCIÓN EN EL ÁREA 7 DEL
CAMPO LA CIRA – INFANTAS, UTILIZANDO EL SOFTWARE ASIA 3.2**

SILVIA LORENA RODRÍGUEZ PARADA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2005**



UNIVERSIDAD
INDUSTRIAL DE
SANTANDER



**ANÁLISIS DE LA DISTRIBUCIÓN DE INYECCIÓN EN EL ÁREA 7 DEL
CAMPO LA CIRA – INFANTAS, UTILIZANDO EL SOFTWARE ASIA 3.2**

SILVIA LORENA RODRÍGUEZ PARADA

Trabajo de Grado Modalidad Práctica Empresarial para
optar el título de Ingeniero de Petróleos

Tutor

JAVIER AUGUSTO LESMES GÓMEZ

Superintendencia de Operaciones de Mares
Gerencia Regional Magdalena Medio
ECOPETROL S.A.

Tutor

M. Sc SAMUEL FERNANDO MUÑOZ

Ingeniero de petróleoos
Escuela Ingeniería de Petróleos - UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2005



DEDICATORIA

Dedico este proyecto a Dios quien me dio la salud, sabiduría y fortaleza necesaria para culminar este nuevo paso de mi vida profesional.

A mis padres Calixto y Matilde por todo el apoyo, amor, comprensión, compañía y oración que me han brindado dándome la oportunidad de culminar este gran sueño.

A mi abuela Rosa Delia y mi hermano Carlos Javier por sus consejos y alegrías que hicieron especial y mejor cada momento de mi vida universitaria.

A Favio por brindarme su incondicional apoyo y cariño siempre que lo necesite.

A mis amigos por su confianza, alegría, amistad y solidaridad que hicieron más fácil y ameno todo este proceso.



AGRADECIMIENTOS

A la empresa ECOPETROL S.A., Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM), Superintendencia de Mares (SMA), Campo La Cira – Infantas por permitirme realizar mi practica industrial en sus instalaciones.

A Javier Augusto Lesmes y Samuel Fernando Muñoz tutores del proyecto por su colaboración, consejos y recomendaciones durante la elaboración del proyecto.

A Javier Duran el haber brindado los espacios para que yo hubiese desarrollado la practica en la Superintendencia Regional de Mares – ECOPETROL S.A.

A Anibal Ordonez por su asesoría y colaboración en el manejo del Software ASIA (Advanced System for Injection Análisis).

A los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleos que dieron todo lo mejor de si para mi formación profesional.

A todos mis amigos por su solidaridad, apoyo, confianza y compañía durante casi toda mi vida universitaria.

Y a todas aquellas personas que de una u otra manera colaboraron con la elaboración de este proyecto.



CONTENIDO

Página

INTRODUCCIÓN.....	12
1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO LA CIRA – INFANTAS	12
1.1 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO.....	13
1.2 GEOLOGIA DEL CAMPO	17
1.3 MODELO ESTRUCTURAL.....	20
1.4 MODELO ESTRATIGRÁFICO.....	23
1.4.1 Modelo Sedimentario.....	24
1.4.2 Modelo Diagenético.....	27
1.4.3 Modelo Petrofísico Campo La Cira – Infantas.....	27
1.5 ÁREA DE ESTUDIO.....	30
1.5.1 Modelo Estratigráfico del Área 7.....	33
2. METODO DE PREDICIÓN CRAIG-GEFFEN-MORSE “CGM” EMPLEADO EN EL SOFTWARE ASIA 3.2	41
2.1 SUPOSICIONES BÁSICAS DEL MÉTODO DE PREDICCIÓN CGM	42
2.2 LIMITANTES DEL MÉTODO DE PREDICCIÓN CGM	43
2.3 EFECTO DE LA PRESENCIA DE SATURACIÓN INICIAL DE GAS	44
2.3.1 Reducción de la saturación de gas, efecto sobre el recobro de aceite ..	46
2.4 PREDICCIÓN DEL RECOBRO DE ACEITE	48
2.4.1 Etapas en un Proceso de Inyección de Agua	48
2.5 CONCEPTO DEL MODELO EN ASIA 3.2.....	59
2.5.1 Definición De Modelo.....	59
2.5.2 Propiedades De Los Modelos.....	61
3. ASIA 3.2 - ADVANCED SYSTEM FOR INJECTION ANALYSIS	68

3.1	INICIO DE UN PROYECTO EN ASIA 3.2.....	69
3.2	INGRESO DE POZOS.....	70
3.2.1	Ingreso de Pozos Mediante Plantilla Externa.....	71
3.2.2	Ingreso de Pozos Mediante el Asistente.....	74
3.3	VENTANA DE PROPIEDADES DE LOS POZOS.....	78
3.4	SALVAR Y RECUPERAR INFORMACIÓN DEL PROYECTO.....	80
3.5	CONEXIONES ENTRE POZOS.....	82
3.6	INFLUENCIA DE POZOS Y DISTRIBUCIÓN VERTICAL.....	89
3.6.1	Influencia.....	89
3.6.2	Distribución vertical.....	91
3.7	CALCULO DE UN POZO PRODUCTOR.....	96
3.8	AJUSTE HISTORICO.....	98
3.8.1	Variables Usadas para el Ajuste Histórico.....	99
3.8.2	Determinación de los Valores de las Variables.....	100
3.9	REPORTES FINALES.....	101
4.	PROCEDIMIENTO Y ANALISIS DEL AJUSTE HISTORICO EN ASIA	104
4.1	ESTUDIO PREVIO DE LA INFORMACIÓN DEL CAMPO.....	105
4.2	PROCEDIMIENTO DE AJUSTE HISTORICO.....	106
4.2.1	Valores Iniciales De Las Variables De Ajuste.....	107
4.2.2	Procedimiento Del Ajuste De Las Variables.....	113
4.2.3	Efecto de Las Variables Sobre el Ajuste de La Curva.....	116
4.2.4	Herramientas de Ajuste de ASIA 3.2.....	118
4.3	ANÁLISIS DEL BALANCE EN LOS POZOS INYECTORES.....	127
4.4	ANÁLISIS DEL BALANCE DE INYECCIÓN EN POZO PRODUCTOR ..	131
4.4.1	Tasa de Inyección Con Distribución Areal.....	133
4.4.2	Tasa De Inyección Con Distribución Vertical.....	134
4.4.3	Cálculo de Las Tasas en El Pozo Productor.....	136
5.	ANALISIS DE UN PATRON DE INYECCIÓN DEL AREA 7 DEL CAMPO LA CIRA - INFANTAS.....	138



5.1	PROCEDIMIENTO	140
5.1.1	Análisis previo al ajuste histórico de los pozos	140
5.1.2.	Definición inicial de las variables de ajuste.....	143
5.1.3	Ajuste histórico.....	150
5.1.4	Ajuste fino.....	155
5.3	ANÁLISIS	158
5.3.1	Reporte de Producción	159
5.3.2	Balance Total por Arenas	163
5.3.3	Validación de Resultados	168
	CONCLUSIONES	173
	RECOMENDACIONES	175
	BIBLIOGRAFIA	176

LISTA DE FIGURAS

	Página.
Figura 1.1. Ubicación Geográfica del Campo La Cira – Infantas.	12
Figura 1.2. Columna estratigráfica general para el VMM.....	18
Figura 1.3. Sección sísmica a través de la estructura infantas	20
Figura 1.4. Sección sísmica a través de la estructura La Cira.	22
Figura 1.5. Mapa estructural tope zona “C” (ECP, 1999).	22
Figura 1.6. Pozos Corazonados Campo La Cira – Infantas.....	23
Figura 1.7. Modelo Geológico de facies.....	24
Figura 1.8. “Área de estudio” Área 7 del Campo La Cira – Infantas.	31
Figura 1.9. Actual estado de los pozos del Área 7 del Campo La Cira	32
Figura 1.10. Columna Estratigráfica zona “C”.....	37
Figura 11. Mapa estructural marcador – TOPE	40
Figura 2.1. Perfil de Saturación.....	46
Figura 2.2. Bancos de agua y aceite durante el flujo radial	51
Figura 2.3. Razón de conductancia – patrón de cinco puntos	52
Figura 2.4. Tercera etapa del método CGM; primera etapa en ASIA 3.2.	54
Figura 2.5. Etapa posterior a la irrupción.	56
Figura 2.6. Área de un modelo para un patrón regular de cinco puntos	60
Figura 2.7. Área de un modelo para un patrón irregular.	61
Figura 2.8. Relación del multiplicador de Área de un patrón irregular.	66
Figura 3.1. Ventana de inicio de ASIA 3.2	69
Figura 3.2. Ventana principal de ASIA 3.2.	70
Figura 3.3. Barra de herramientas para el ingreso de pozos.	71
Figura 3.4. Plantilla de Pozos.	71
Figura 3.5. Operación para Salvar el Archivo de Texto en Microsoft Excel. ...	72

Figura 3.6. Ventana de Carga de Datos.	73
Figura 3.7. Plano XY del proyecto.	74
Figura 3.8. Ventana de bienvenida al asistente para el ingreso de pozos.	75
Figura 3.9 Ventana de Ingreso de las propiedades de las arenas del pozo. ..	76
Figura 3.10. Ingreso de las historias de producción e inyección.....	77
Figura 3.11. Ventana de Propiedades.	79
Figura 3.12. Menú Archivo/Guardar como... ..	81
Figura 3.13. Ventana de dialogo para agregar conexiones.	83
Figura 3.14. Identificación grafica de conexiones en el plano XY.....	84
Figura 3.15. Ficha de modelos; ventana de propiedades.	85
Figura 3.16. Ventana de Configuración de arenas.....	87
Figura 3.17. Patrón de inyección del pozo PG-19.....	90
Figura 3.18. Influencias de la ventana de propiedades de un pozo productor	90
Figura 3.19. Valores de distribución vertical constante.....	91
Figura 3.20. Menú de acceso a la distribución vertical variable.....	93
Figura 3.21. Ventana de carga y visualización de registros ILT`s.....	94
Figura 3.22. Linealización entre fechas de los registros de inyección.	95
Figura 3.23. Calcular pozo.....	97
Figura 3.24. Ventana de cálculos y gráficos.	97
Figura 3.25. Menú para ver reporte.	101
Figura 3.26. Reporte de inyección.	102
Figura 3.27. Copiar reporte al portapapeles de Windows.....	103
Figura 4.1. Identificación influencia del pozo inyector sobre el productor....	108
Figura 4.2. Valores iniciales de los Multiplicadores de área según el área del modelo.....	111
Figura 4.3. Acumulado del petróleo calculado por debajo del histórico	114
Figura 4.4. Acumulado del petróleo calculado no siempre por encima.....	115
Figura 4.5. Herramientas de ajuste automático de ASIA; Menú “Ajustar”	119
Figura 4.6. Ventana de ajuste de WOR pre-irrupción	120

Figura 4.7. Gráfica de WOR después de ajuste automático de WOR.	121
Figura 4.8. Ventana de ajuste de irrupciones.	126
Figura 4.9. Patrón aislado, compuesto por un inyector y un productor	128
Figura 4.10. Patrón de inyección.	132
Figura 4.11. Patrón de inyección de cuatro puntos.....	133
Figura 4.12. El pozo I ₁ distribuye su inyección entre las arenas A, B y C....	135
Figura 5.1. Ubicación del patrón de inyección LC-1.....	139
Figura 5.2. Identificación de las influencias del pozo productor.....	144
Figura 5.3. Visualización de las influencias en ASIA 3.2.	146
Figura 5.4. Representación grafica del área barrida según el M.A.	147
Figura 5.5. Ajuste inicial de la curva de producción acumulada de aceite y agua del pozo LC-1.	149
Figura 5.6. Ajuste inicial de la relación de WOR del pozo LC-1.....	150
Figura 5.7 Curva de producción acumulada con los M.A. final.	151
Figura 5.8 Curva de producción acumulada con los valores finales de influencia.....	153
Figura 5.9. Comparación de la curva de WOR inicial y final del ajuste.....	154
Figura 5.10. Nuevo panel de visualización grafica y numérica del Software ASIA 4.0.....	156
Figura 5.11. Producción acumulada de aceite de los modelos LC-13/LC-1 A y LC-21/LC-1 I.....	156
Figura 5.12. Producción acumulada, ajuste fino.	158
Figura 5.13. Herramienta Balance Total por Arenas.....	164
Figura 5.14 Ventana Totales para cada arena.....	165
Figura 5.15. Resultados Ventana “Totales para el campo”.....	166
Figura 5.16. Resultados Ventana “Totales por pozo productor”.	166
Figura 5.17. Resultados Ventana “Totales por pozo inyector”.	167
Figura 5.18. Resultados “Volúmenes porosos”.....	168
Figura 5.18. Resultados “Irrupciones”.....	168



LISTA DE TABLAS

Página.

Tabla 1. Valores iniciales de las variables de ajuste.....	150
Tabla 2. Variación de los Multiplicadores de Area inicial	153
Tabla 3. Variación de las influencias iniciales.....	154
Tabla 4. Información pozo productor discriminada por arenas [Volumen] ..	163
Tabla 5. Información pozo productor discriminada por arenas [%].....	164
Tabla 6. Valores totales para cada una de las arenas [Volumen].....	165
Tabla 7. Valores totales para cada una de las arenas [%].....	165
Tabla 8. Valores Totales por Pozo Inyector [Volumen].....	166
Tabla 9. Valores Totales por Pozo Inyector [%].....	166
Tabla 10. Propiedades petrofísicas de los pozos por arenas	172



RESUMEN

TITULO: ANALISIS DE LA DISTRIBUCIÓN DE INYECCIÓN EN EL AREA 7 DEL CAMPO LA CIRA – INFANTAS, UTILIZANDO EL SOFTWARE ASIA 3.2. *

AUTOR: SILVIA LORENA RODRÍGUEZ PARADA **

PALABRAS CLAVES:

Manejo del Software ASIA (Advanced System for Injection Analysis), método de predicción CGM, análisis analítico de inyección de agua.

DESCRIPCIÓN:

El contenido de este trabajo tiene como objetivo principal analizar el comportamiento del proceso de inyección - producción de fluidos en el área 7 del Campo La Cira – Infantas, mediante la generación del modelo de simulación analítica del proceso de inyección de agua utilizando el software ASIA 3.2 (Advanced System for Injection Analysis) creado por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) en el 2003 para evaluar cuantitativamente la eficiencia de barrido del proceso de inyección de agua y la distribución areal y vertical de los volúmenes de agua inyectada. Este software a su vez emplea la información de propiedades de rocas y fluidos de yacimiento, al igual que el método de predicción de Craig, Geffen Y Morse (CGM).

En este se puede encontrar el manejo del software ASIA y la metodología del ajuste histórico, lo cual facilita el procedimiento de análisis permitiendo identificar las arenas o unidades de flujo del yacimiento con mayor o menor aporte de aceite, las zonas ladronas y aquellas que por su calidad de roca y propiedades poseen un alto contenido de reservas que aun no han sido extraídas y que representarían un aporte significativo a la producción del campo.

Los resultados obtenidos por el software permiten hacer recomendaciones y tomar decisiones tales como: la realización de operaciones de limpieza y estimulación, aislamiento de arenas y perforación de nuevos pozos que mejoren el proceso de inyección-producción que se lleva a cabo en el campo La Cira – Infantas.

* Tesis de Grado Modalidad Práctica Empresarial

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas, Escuela Ingeniería de Petróleos. Tutores: Ingeniero. Javier Augusto Lesmes (ECOPETROL S.A.), M. Sc. Samuel Fernando Muñoz (UIS).



ABSTRACT

TITLE: INJECTON DISTRIBUTION ANALYSIS IN THE AREA 7 OF THE FIELD LA CIRA - INFANTAS, USING THE SOFTWARE ASIA 3.2. *

AUTHOR: SILVIA LORENA RODRÍGUEZ PARADA * *

KEYWORDS:

Manage of the Software ASIA (Advanced System for Injection Analysis), prediction method CGM, analytic analysis of waterflood.

DESCRIPTION:

The content of this work has as main objective to analyze the behavior of the injection - production process of fluids in the area 7 of the Field La Cira - Infantas, by means of the generation of the analytic simulation model of the waterflood process using the software ASIA 3.2 (Advanced System for Injection Analysis) created by the Colombian Institute of Petroleum (ICP) in 2003 to evaluate quantitatively the sweeping efficiency of waterflood process and the areal and vertical distribution of the volumes of injected water. This software uses as well the reservoir's rock and fluids properties, like the prediction method of Craig, Geffen and Morse (CGM).

In this work the software ASIA handling and the history match methodology can be found, which facilitates the analysis procedure allowing to identify the sands or flow units of the reservoirs with more or smaller contribution of oil, the thieves areas and those that for its rock quality and properties possess a high content of reservations that not yet have been extracted and that they would represent a significant contribution to the production of the field.

The obtained results by the software allow making recommendations and take of such decisions as: the realization of cleaning and stimulation operations, isolation of sands and perforation of new wells that improve the injection-production process that is carried out in the field La Cira - Infantas.

* Thesis of Degree Managerial Practical Modality

* *Physics – Chemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School. Tutors: Engineer Javier Augusto Lesmes (ECOPETROL S.A.) , M. Sc. Samuel Fernando Muñoz (UIS).



INTRODUCCIÓN

A lo largo de la historia de la ingeniería de petróleos se han realizado innumerables estudios sobre los diferentes mecanismos de recuperación secundaria como lo son la inyección de agua y gas; llegando a la implementación de herramientas computacionales que permitan analizar un proceso de inyección.

Uno de estos estudios de análisis fue realizado por los autores Craig, Geffen y Morse en 1955, llegando a convertirse en uno de los más usados para el arreglo de inyección de 5 puntos; basado en yacimientos consolidados con presencia de aceite, agua y gas; este permite definir las tasas de inyección, la recuperación adicional de petróleo y su variación con respecto al tiempo.

La necesidad de analizar los procesos de inyección llevo a la creación por parte del Instituto Colombiano del Petróleo de la primera versión del software ASIA 2.0 (Advanced System For Injection Analysis), empleando el método de predicción CGM porque este genera los resultados mas confiables y detallados, ya que comprende el proceso de inyección de agua en todas sus etapas, incluye las correlaciones sobre la eficiencia de barrido areal y el manejo de la distribución en el tiempo.

La inyección de agua como método de recobro secundario se empleo por primera vez en Colombia en el campo La Cira – Infantas en el área 3W y de allí se extendió al resto de áreas de este campo. El área de estudio de este proyecto comenzó su proceso de inyección en 1970 y hasta el momento es el área a la cual se le ha desarrollado el mayor numero de estudios porque su factor de recobro ha sido el mas bajo de todo el campo motivo por el cual se

vio la necesidad de analizar el proceso de inyección empleando el software ASIA 3.2.

Para evaluar el comportamiento del proceso de inyección del área 7 del campo La Cira – Infantas se partió de la recopilación de la información requerida por el software en cuanto a las propiedades petrofísicas y de los fluidos, historias de inyección y producción, registros de inyección (trazadores) y las variables de ajuste que son: influencia de pozos inyectoros sobre productores, multiplicadores de área y eficiencia areal a tiempo de irrupción. De esta manera se da inicio al proceso de ajuste histórico mediante la modificación de las variables de ajuste hasta llegar a un buen resultado de los parámetros de ajuste que son: los fluidos acumulados de producción del pozo productor, la relación agua – aceite en el pozo productor y los volúmenes de inyección por parte del pozo inyector.

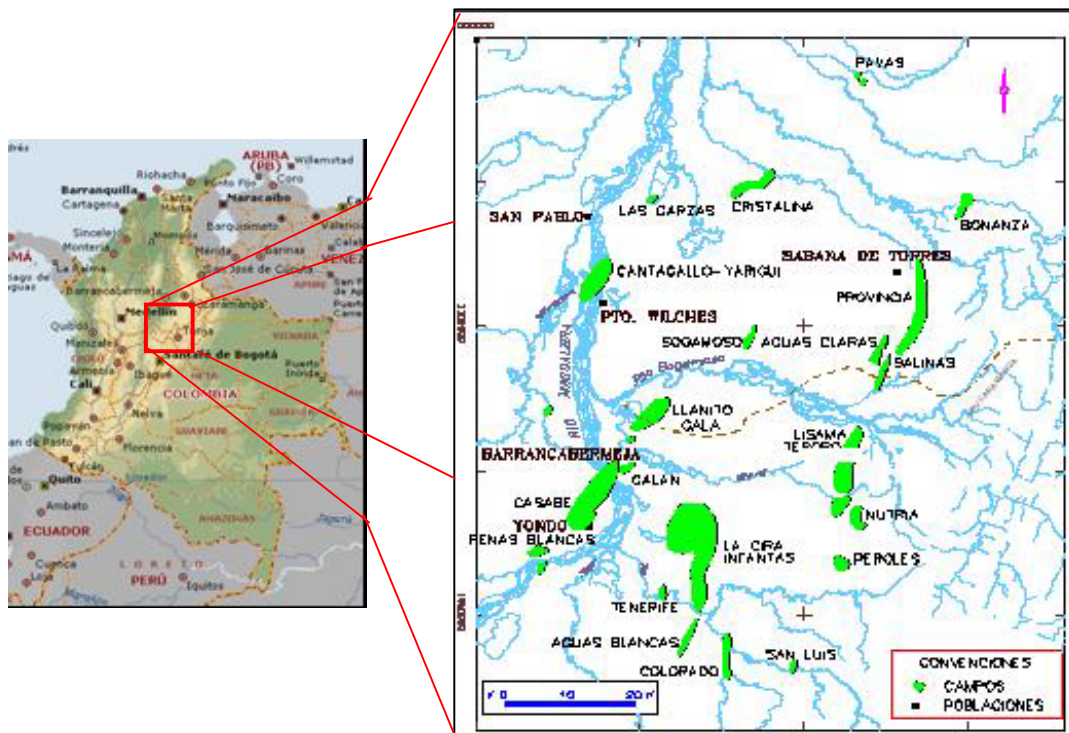
Partiendo de los resultados del ajuste histórico se procede a realizar el análisis de la distribución de inyección, identificando cuales problemas presentan los diversos patrones de inyección cargados al proyecto y estudiando las posibles soluciones (reactivación de pozos, recañoneos, estimulaciones y aislamiento de zonas) para mejorar el proceso de inyección.

Durante la ejecución del proyecto se desarrollaron unas nuevas versiones del software ASIA con el fin de mejorar y facilitar la metodología de ajuste ya que la versión 3.2 no maneja influencias variables en el tiempo, y en el transcurso de este proyecto se vio la necesidad de aplicarlas por el extenso tiempo de vida del campo y los continuos cambios de estado que presentan los pozos, dando origen a la versión 3.4 (empleada en el análisis del patrón de inyección del área 7). Actualmente se esta dando origen a la versión de ASIA 4.0.

1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO LA CIRA – INFANTAS

El campo La Cira - Infantas esta localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en Colombia (Ver figura 1.1) ubicada en la parte central de la antigua Concesión De Mares, al Este del río Magdalena y al Sur del río Sogamoso, abarcando un área de aproximadamente 160 Km.²; a una distancia aproximada de 22 Km. al SE de la Ciudad de Barrancabermeja y a aproximadamente 250 Km. al NNE de Bogotá.

Figura 1.1. Ubicación Geográfica del Campo La Cira – Infantas.



Fuente: ECOPETROL S.A

El VMM esta limitado al Este por la Cordillera Oriental, al Oeste por la Cordillera Central, y se extiende desde las localidades del Banco (Magdalena) en el Norte hasta Honda (Tolima) en el Sur.

1.1 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO

El pozo descubridor del Campo Infantas fue el pozo Infantas 2, completado el 27 de abril de 1918 en la zona C, a una profundidad de 1580' con una producción de 800-1000 BOPD y del anticlinal La Cira el pozo LC-58 completado en 1925 en la zona "A". En este mismo año, se descubren las arenas de la zona "B" con el pozo LC-125 que fue el primer pozo productor de la zona "B" y también considerado como el descubridor de la zona "C" en la estructura de la Cira, el pozo fue completado en julio de 1926 con una producción inicial de 2.350 BOPD.

El campo fue explorado y perforado desde 1920, inicialmente por la Empresa Standard Oil (Tropical Oil Company) quien lo adquirió en la Concesión de Mares manteniendo su explotación hasta el 25 de Agosto de 1951 cuando la concesión revirtió a la nación y su manejo pasó a Ecopetrol S.A.

En 1926 la empresa Andian terminó la construcción del oleoducto entre el complejo El Centro y el Puerto del Mamonal en la costa norte, lo cual permitió continuar con el desarrollo del campo. En 1928 se dio inició a la inyección de gas en la zona "B" del campo La Cira, suspendiéndose antes de cumplir un año, para reiniciarla en 1931 y suspenderla en 1936, debido a las altas presiones y la falta de resultados concluyentes. En enero de 1929, se empezó a inyectar gas en la zona "A" y en mayo de 1930, se inició la

inyección de gas en la zona “C” la cual se mantuvo a tasas variables, hasta los inicios de la recuperación secundaria.

A finales de 1940 en el Campo Infantas, se habían perforado 437 pozos en la zona “C”, 32 en la zona “B” y uno en la zona “A” y en el Campo La Cira, 675 pozos: 610 en la zona “C”, 37 en la zona “B” y 28 en la zona “A”, hasta 1947 año en el cual se suspende la perforación en la estructura de La Cira, habiéndose perforado un total de 857 pozos con un espaciamiento promedio de 14 acres. Durante el periodo de 1953 – 1957 ECOPETROL perforo 64 pozos adicionales en Infantas, obteniendo un espaciamiento promedio de 11 acres.

En el campo La Cira – Infantas, inicialmente, la mayor parte de los pozos produjeron por flujo natural, posteriormente, se pasó a un sistema de levantamiento por gas (Gas Lift) que fue desmontado en 1935 para dar paso al sistema de bombeo mecánico que se mantiene en la actualidad.

El primer programa de inyección de agua se realizó en el Campo La Cira entre 1946 y 1949, a través de un proyecto piloto de siete puntos localizados en su periferia sobre el acuífero, en el área 3W, con el propósito de presurizar el yacimiento.

La Forest Oil Corporation, inicio el recobro de aceite por inyección de agua en la zona “C” del Campo la Cira en 1957, en un área de 280 acres, localizada en la parte central del área 3W formada por 17 modelos de 5 puntos (24 inyectoros y 18 productores) y una tasa de inyección de 1000 BWPD/pozo. A finales de 1958, se inicia el segundo desarrollo en el área 3W.



El proceso de recuperación secundaria en el campo se expandió a cada una de las áreas que lo integran de la siguiente manera:

<u>AREA</u>	<u>AÑO</u>	<u>PATRON DE INYECCIÓN</u>
3W	1957	5 puntos
3E	1965	Líneas alternas
4-5-6	1969	7 puntos
02	1969	Líneas alternas
07	1970	7 puntos
LCN	1971-1982	5 puntos/periférico

Desde finales de 1964 hasta comienzos de 1966, ECOPETROL perforo 19 pozos para desarrollar el área La Cira Norte, considerando el pozo LC-1753 como el descubridor del área.

El campo produce primariamente en las zonas A y B de La Cira, en las zonas C y B de Infantas y en la zona C de un sector de la parte alta de la estructura del Área 02 y 01 de La Cira; Y secundariamente produce en el resto de la zona C de Las demás áreas de la Cira y en algunos pozos localizados en el sector norte de Infantas que han sido afectados por la inyección de agua del Área 07 de La Cira.

El Campo La Cira-Infantas alcanza su máxima producción en 1939, con una producción de 64.972 BOPD de petróleo, el pico de producción secundaria se alcanzo en octubre de 1974, con una taza de 11.780 BOPD con una tasa de inyección de 120.300 BWPD.

La inyección de agua en el Área 07, se inició en noviembre de 1970 a una rata aproximada de 28.000 BWPD a través de 39 pozos inyectoros distribuidos en 16 modelos de inyección, con patrones de 4 a 7 puntos, siguiendo las recomendaciones formuladas en el estudio “Expansión de la Inyección de Agua al Área 07 de La Cira” de los Ingenieros A. Gómez y A. Castañeda, julio de 1969.

El 16 de marzo de 1972, se inició una inyección piloto del polímero pusher – 700 en un patrón de 7 puntos, que fue suspendida después de la evaluación realizada en diciembre de 1977, fecha a la cual ya se habían inyectado 1.088.00 libras de pusher a una concentración promedia de 270 ppm, equivalentes a una cantidad de 60.5 Lbs/ AP, que excedía el valor de 48 Lbs/AP recomendado por Dow la Compañía suministradora del producto, debido a que:

- La inyectividad de la solución de polímero a través de los diferentes intervalos abiertos no difería mucho de la del agua, debido a la degradación del polímero.
- El tipo de completamiento en los pozos inyectoros y las condiciones de manejo en superficie causaban perdidas en la efectividad de la inyección del polímero.

Con respecto al proceso de inyección de agua, se pudo observar que durante los 10 primeros años esta presento una tendencia descendente de la rata de inyección, desde un valor inicial de 28.000 BWPD a 21.000 BWPD y a partir de 1982 hasta 1991 se registro un drástico descenso en la inyección hasta valores de 12000 BWPD, problema atribuido a problemas de arenamiento, daños mecánicos en los pozos, problemas de inyección preferencial que



motivaron al abandono de algunos pozos y la regulación de caudales de otros.





















En la actualidad en el Campo La Cira – Infantas hay 1.704 pozos perforados, de los cuales aproximadamente hay 469 pozos productores activos, 68 pozo inyectores de agua activos, 504 pozos productores inactivos, 138 pozos inyectores inactivos y 525 pozos abandonados (Abril de 2005).

1.2 GEOLOGIA DEL CAMPO

El Campo La Cira es un anticlinal elongado de 9 Km. de longitud por 6 Km. de ancho, el eje principal se encuentra en dirección Norte – Sur y produce de tres zonas “A”, “B” y “C” (ver columna estratigráfica – figura 1.2). La zona “C” es un yacimiento de arenas fluviales de permeabilidad baja a moderada. Esta zona contiene aproximadamente el 80% del OOIP en el Campo La Cira. Las zonas “C” y “B” producen de la Formación Mugrosa de edad Eoceno – Oligoceno y la zona “A” produce de la Formación Colorado de edad Oligoceno.

El Campo La Cira-Infantas se encuentra, ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM); por lo tanto, su historia geológica se asocia con la de esta cuenca, la cual, en su evolución ha sufrido una serie de eventos tectónico-sedimentarios que le han impreso su morfología actual. Esta cuenca es de tipo intracontinental, en forma de semigraben inclinado hacia el Este con una columna sedimentaria de más de 16000 pies (5000 m.) que descansa discordante sobre rocas Triásico – Jurásicas. Esta secuencia representa la sedimentación marina durante el Cretácico separada por una discordancia de carácter regional de la continental en el Terciario.

Figura 1.2. Columna estratigráfica general para el VMM

PERIODO	EPOCA	FORMACION	LITOLOGIA	
CUATERN	PLEISTOCENO	MESA		
	PLIOCENO			
TERCIARIO	MIOCENO	REAL		
		COLORADO		
	OLIGOCENO	MUGROSA		
	EOCENO	ESMERALDAS		
		LA PAZ		
	PALEOCENO	DISCORDANCIA EOCENO-PALEOCENO		
		LISAMA		
	CRETACEO	MAESTRICHTIANO	UMIR	
		CAMPANIANO		
		SANTONIANO	LA LUNA	GALEMBO
CONIACIANO		PUJAMANA		
TURONIANO		SALADA		
CENOMANIANO				
ALBIANO		SIMITI		
APTIANO		TABLAZC		
BARREMIANO		PAJA		
		ROSABLANCA		
VALANGINIANO	TAMBOR			
JURASICO		GIRON		
PREMESOZOICO		BASAMENTO		

Fuente: ECOPETROL S.A



Durante el Triásico y hasta comienzos del Cretáceo el área de la cuenca actuó como una zona de "Rift" con depositación principalmente molásica; continuando en el Cretáceo como "backarc", detrás de la zona de subducción Andina y depositación principalmente de tipo marino. Durante el Cretáceo tardío - Paleoceno comenzó en la cuenca un proceso de deformación compresional debido a la acreción de la Cordillera Occidental sobre el cratón Suramericano, lo que causó el plegamiento y la erosión de la secuencia Cretácea del campo.

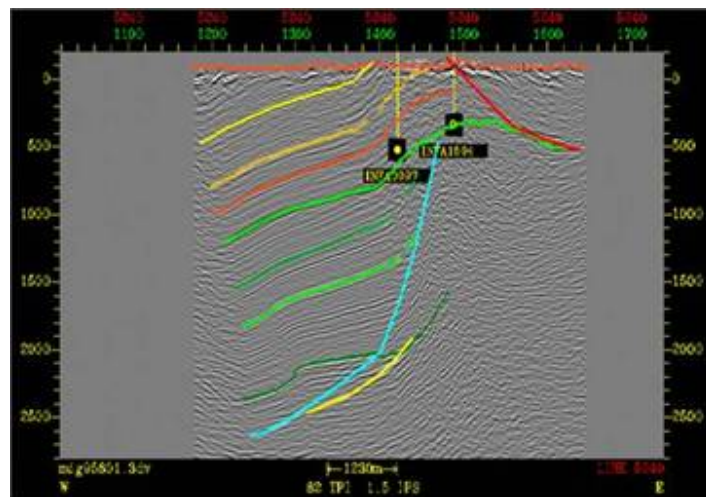
Posteriormente, en el Oligoceno, comenzó el levantamiento de la Cordillera Central, al tiempo que la cuenca del Magdalena y la actual cordillera Oriental formaban parte de una gran cuenca de "foreland", pasando la sedimentación a ser de tipo continental (fluvial - fluvio paludal y/o fluvio deltaíca), depositándose discordante sobre la secuencia Cretácea. Y finalmente en el Mioceno tardío-Plioceno ocurrió un período de plegamiento y cabalgamiento en la cordillera Oriental seguido por el levantamiento regional de dicha cadena montañosa, delimitando la parte oriental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena e imprimiéndole las características estructurales presentes en dicha cuenca.

En la cuenca la mayoría de la producción es obtenida de depósitos arenosos terciarios (Eoceno-Oligoceno- medio) y en menor proporción depósitos del Paleoceno y Cretácico. Esta producción está asociada principalmente a trampas de tipo estructural y la generación de este aceite se asocia a los sedimentos ricos en materia orgánica de la Formación La Luna.

1.3 MODELO ESTRUCTURAL

La estructura del Campo Infantas es un anticlinal asimétrico elongado, cerrado en ambos extremos y cortado a lo largo de su cresta por una falla inversa mayor (Falla de Infantas). La dirección general del eje del anticlinal es N-S a N10E y se puede seguir por una distancia aproximada de 12 Km. con un ancho de 2-2.5 Km. (Ver figura 1.3).

Figura 1.3. Sección sísmica a través de la estructura infantas



Fuente: ECOPETROL S.A

El Anticlinal de Infantas está dividido en bloques por fallas normales de dirección aproximada EW y buzamientos entre 80° y 90° con un desplazamiento promedio entre 50 y 150 pies. Algunas de estas fallas tienden a desplazar la falla de infantas. El desplazamiento a lo largo de la zona de la falla de Infantas es de aproximadamente 1000 a 1200 pies pero disminuye hacia el Norte, dirección en la cual el anticlinal tiene cierre (plunge).

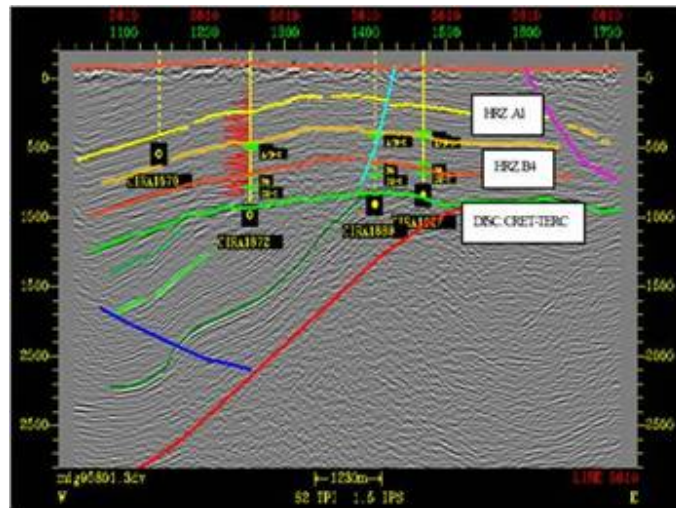
En términos generales se puede considerar que el flanco occidental del anticlinal presenta mayores buzamientos que el flanco oriental. La falla de Infantas buza hacia el Este con un ángulo entre 45° y 70° y es evidenciada en superficie por la presencia de rezumaderos (Oil Seeps) y por zonas de arrastres y pliegues inversos así como por la expresión morfológica a lado y lado de la falla debido a los cambios en la litología.

La estructura del Campo La Cira consta de un anticlinal en forma de domo alargado en dirección N-S al Noroeste del Anticlinal de Infantas, con cabeceo (plunge) hacia el Norte y hacia el Sur y está cortada al Este del eje del Anticlinal por la Falla La Cira, que es una falla inversa de alto ángulo (70° - 80°) que buza hacia el Occidente y cuyo desplazamiento oscila entre 200 y 300 pies en el tope de la estructura. Hacia el Este de la falla La Cira la estructura se hunde un poco en forma de "U" a manera de sinclinal entre esta Falla y la Falla de Infantas.

Esta estructura tiene longitud aproximada de 9 Km y un ancho de 6 Km. Los buzamientos de la estructura hacia el Norte y el Oeste son de aproximadamente 10° a 15° . De acuerdo con los datos de producción del campo se puede considerar que la Falla La Cira actúa como una barrera efectiva entre el flanco Occidental y Oriental de la estructura (Figura 1.4).

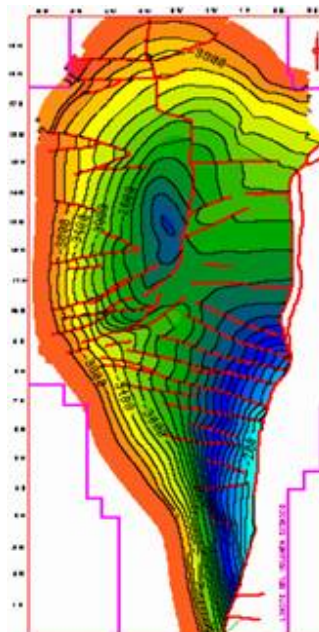
Existe en este campo un gran número de fallas transversales al eje de la estructura las cuales son normales con buzamientos entre 80° y 90° con desplazamientos hasta de 250 pies y que dividen al campo en varios bloques. La figura 1.5 muestra un mapa estructural al tope de la zona "C" para los dos campos.

Figura 1.4. Sección sísmica a través de la estructura La Cira.



Fuente: ECOPETROL S.A.

Figura 1.5. Mapa estructural tope zona "C" (ECP, 1999).

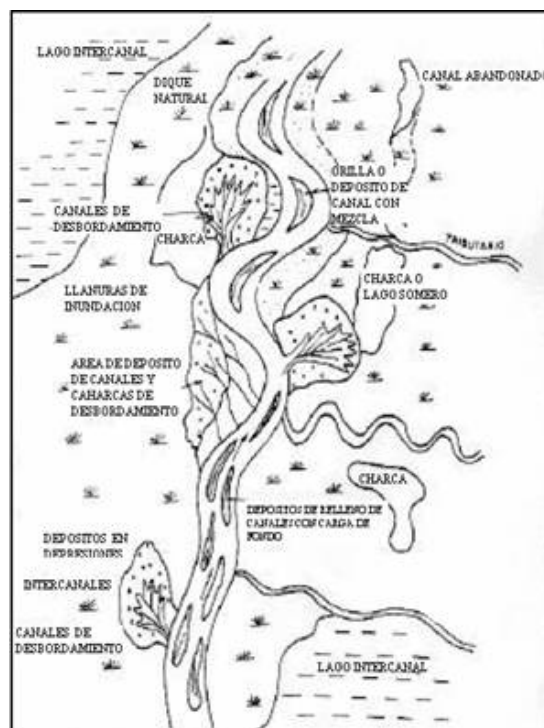


Fuente: ECOPETROL S.A

1.4.1 Modelo Sedimentario

Para la definición del modelo sedimentario y diagenético se contó con la información litológica (corazones) del pozo La Cira 1884, perforado y corazonado en 1988 como reemplazo del pozo LC-1133. En la descripción de los 350 pies de corazón del pozo LC-1884, que incluyen la mayoría de las arenas y arcillas que conforman la Unidad “C”, se pudieron identificar facies correspondientes a: Depósitos de canales fluviales y Depósitos de llanura de inundación. La figura 1.7 esquematiza el modelo geológico definido por las arenas zona “C”.

Figura 1.7. Modelo Geológico de facies.



Fuente: ECOPETROL S.A

Para la identificación de estas facies, se utilizó como guía los modelos y conceptos resultantes del estudio realizado por la División de Yacimientos, Geología de Desarrollo y Asociados y el Distrito de Producción El Centro de ECOPETROL en 1992.

1.4.1.1 Depósitos de Canales Fluviales. A continuación se definen las características de las facies de relleno de canal (“Barras de Meandros”) y rellenos de canales abandonados (“Clay Plugs”).

▣ Arenas de Barras de Meandro: Estas facies arenosas son las más características dentro de la secuencia estudiada en muestras de corazón, con espesores que oscilan entre 10 y 35 pies caracterizados por presentar hacia la base de las arenas de grano grueso a conglomerático, intraclastos arcillosos y fragmentos leñosos, descansando sobre superficies de erosión, con estratificación cruzada de alto ángulo en artesa que gradualmente cambia a estratificación plano paralela discontinua y a ondulitas, acompañado por disminución gradual del tamaño de grano hasta llegar a grano fino, pasando finalmente, a facies arcillosas de planicie de inundación, (Bernal *et al*, 1992). Normalmente esta secuencia se ve interrumpida debido al desarrollo de apilamientos verticales (“Stacking Point Bars”), estableciendo comunicación vertical entre las diferentes unidades de la zona “C”.

La respuesta de los registros de potencial espontáneo (SP) y rayos gamma (GR) normalmente presenta un desarrollo típico de campana, aunque algunos casos no se definen muy bien las bases planas y erosivas de los canales, debido a la presencia de abundantes intraclastos arcillosos y/o cemento calcáreo. El efecto de estos llega a ser tan fuerte que la respuesta del registro muestra una secuencia granodecreciente

seguida de otra granodecreciente, cuando realmente existe un único ciclo granodecreciente al tope.

- ▣ Rellenos de canales abandonados: Estas facies limo-arcillosas, se caracterizan por presentar una deflexión marcada del SP que representa la base del canal normalmente de poco espesor suprayacida por una secuencia de material limoso o arcilloso que representa el gradual o súbito abandono del canal.

1.4.1.2 Depósitos de Llanura de Inundación. Bajo esta definición se consideran los depósitos de lodositas propios de las llanuras de inundación y los depósitos de arenas finas y limos que conforman los bordes de canales (“Natural Levee”) y los de desborde de canal producidos por la ruptura de los canales durante los periodos de inundación (“Crevasse Splay”).

- ▣ Lodolitas de llanura de inundación: Conformada por arcillositas varicoloreadas (gris verdosa, rojiza, amarillenta, etc.) y por limonitas gris rojizas con restos de raíces, indicios de exposición subaérea y sectores bioturbados rellenos de arenas calcáreas.
- ▣ Arenas finas y limos de borde de canal (Natural Levee): Constituyen los umbrales de los canales y consisten de material clástico fino con espesores que varían entre 2 y 10 pies aproximadamente.
- ▣ Arenas finas y limos de desborde de canal (Crevasse Splay): Consiste de arenas finas, normalmente con tendencia granodecreciente al tope, espesores de 4 a 10 pies aproximadamente.

1.4.2 Modelo Diagenético

Basados en los estudios micropetrográficos convencionales, difracción de rayos x (DRX) y microscopía electrónica de barrido (SEM) realizados en el ICP (Mesa, 1991), se identificaron areniscas con porcentaje de matriz menor del 15% que composicionalmente varían de subarcosa a arcosa y arcosas liticas. Aquellas con contenidos de matriz superior al 15% corresponden a grawacas feldespáticas (Fol., 1974). El cuarzo microcristalino varía entre 30% y 45%, y el policristalino entre 2% y 15%. Texturalmente son subangulares a subredondeadas. El feldespato predominante es el alcalino (6% - 18%) y en menor proporción plagioclasas (Bernal *et al*, 1992).

Se observa calcita en la base de algunas secuencias, depositada por diagénesis temprana, rellenando el espacio poroso y reemplazando parte del armazón. Algunos horizontes presentan siderita en concreciones con bordes alterados a hematina asociada comúnmente a zonas arcillosas (Bernal *et al*, 1992). Entre los minerales diagenéticos, la caolinita es el más abundante, generada por la alteración de feldespatos. Illita – Smectita, Smectita y Clorita se forman como producto de alteración de feldespatos y fragmentos líticos.

La porosidad es principalmente primaria. Porosidad secundaria se presenta por disolución parcial de feldespatos, cuarzo policristalino y chert, originando microporos, pero en muy bajo porcentaje.

1.4.3 Modelo Petrofísico Campo La Cira – Infantas

El Campo La Cira-Infantas por ser uno de los campos más antiguos, ha visto pasar todo el desarrollo tecnológico de las herramientas de perfilaje desde

las primeras tomadas a mano hasta las herramientas más modernas de los últimos años.

La interpretación de registros se hizo en 1998, para 824 pozos de los 1703 que contiene el campo, estos pozos fueron escogidos de acuerdo a la disponibilidad de perfiles y clasificados en cuatro grupos: 111 pozos pertenecen al Grupo I considerado como el grupo de mejor disponibilidad de registros (presentan registros de porosidad, litológico y de resistividad); 245 pozos, al Grupo II (presentan registros litológico y de resistividad); 206 pozos, al Grupo III (pozos que cuentan con un perfil de SP y uno de Humble - impedancia -, con una curva de Rayos Gamma y/o un Neutrón); y 262 pozos, al Grupo IV (pozos con un perfil de SP y uno de Humble - impedancia -). Como registro de porosidad fue considerado en su orden de prioridad las curvas de RHOB y DT, para el registro litológico fue considerado la curva de SP o en su defecto GR y para el registro de resistividad fue considerado la curva de resistividad obtenida con la primera herramienta de inducción IND con un espaciamiento de 5FF40 y el más reciente de inducción ILD con espaciamiento de 6FF40 (Gerencia de Yacimientos y División de Yacimientos - GCO, 1999).

En ese estudio se le aplicó un control de calidad a los registros eléctricos seleccionados donde: el primer paso consistió en garantizar que la información disponible en forma digital fuese un fiel reflejo de las curvas observables en las copias de campo de los perfiles eléctricos; posteriormente se editaron, lo que implicó colocar todos los perfiles en profundidad, tomando como base el perfil del SP; el tercer paso consistió en la normalización o conversión de los datos a un parámetro de comparación específico esto debido a que desde el momento en el cual se perfiló el primer pozo hasta 1988, año en el cual se perforaron los últimos pozos, se han utilizado en el

campo un sinnúmero de herramientas diferentes, dependiendo del avance de la técnica de perfilaje en cada época; finalmente, se hicieron las respectivas correcciones ambientales para cada tipo de registro eléctrico (Gerencia de Yacimientos y División de Yacimientos _ GCO, 1999).

El modelo petrofísico fue validado con datos de 6 pozos corazonados del Campo La Cira (1879, 1880, 1882, 1884, 1888, 1892 – ver figura 8) para este modelo se contó con la información de aproximadamente 3200 datos de análisis básicos de corazones de dichos pozos corazonados. Con esta información se realizó el cálculo de porosidad y permeabilidad en forma continua a partir de los perfiles disponibles para cada pozo. Además con la información de estudios especiales de corazones (70 muestras presentan propiedades eléctricas y presiones capilares, 24 muestras presentan permeabilidades relativas, 3 de mojabilidad y 11 de sensibilidad), se establecieron las correlaciones que permitieron el cálculo de permeabilidades relativas y saturaciones originales basadas en datos de presión capilar, permitiendo por medio de la comparación de esta saturación y la calculada por Archie definir zonas acuíferas y zonas afectadas por inyección de agua dulce para los pozos perforados después de la inyección (Gerencia de Yacimientos y División de Yacimientos - GCO, 1999).

Los resultados del estudio de yacimientos realizado en 1999 permitieron identificar que debido al tipo de depósitos existentes en el área, fluviales y de alta energía, existen grandes variaciones en cuanto a textura y tamaño de grano en espacios muy pequeños. Trayendo como consecuencia que se observen intercalaciones de arenas – limo – arcilla continuamente, en intervalos a veces menores a un pie, lo cual está más allá de la resolución vertical de los registros existentes en la época (e inclusive de la resolución de muchos de los registros actuales).

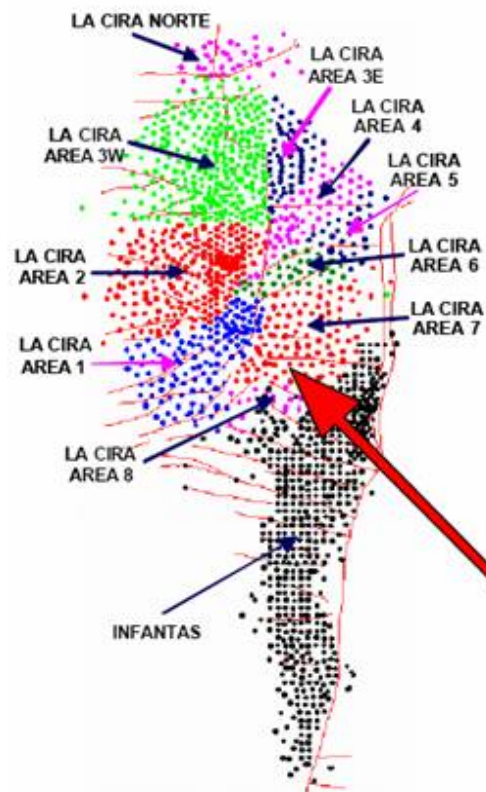
Por otra parte, se observó que virtualmente no existen arenas totalmente limpias a excepción de algunas de las encontradas en la zona A. Sin embargo, cabe mencionar que el porcentaje total de arenas en la Zona “C” es mucho mayor que en las otras dos zonas (Gerencia de Yacimientos y División de Yacimientos _ GCO, 1999).

1.5 ÁREA DE ESTUDIO

El campo La Cira se ha dividido en diez áreas para su manejo operacional como se puede ver en la figura 1.8. Sin embargo, para este estudio se selecciono el área 7 que se encuentra señalada con la flecha roja en la figura ya que esta cuenta con la mayor cantidad de información de estudios realizados y un gran volumen de aceite por recuperar del proceso producción – inyección del campo La Cira.

La inyección de agua en el Área 07, se inició en noviembre de 1970 a una rata aproximada de 28.000 BWPD a través de 39 pozos inyectoros distribuidos en 16 modelos de inyección, con patrones de 4 a 7 puntos, siguiendo las recomendaciones formuladas en el estudio “Expansión de la Inyección de Agua al Área 07 de La Cira” de los Ingenieros A. Gómez y A. Castañeda, julio de 1969.

Figura 1.8. “Área de estudio” Área 7 del Campo La Cira – Infantas.

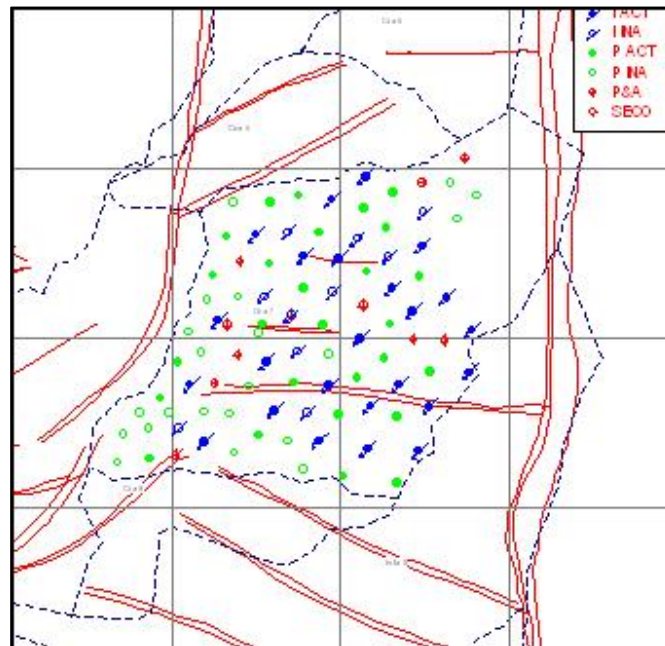


Fuente: ECOPETROL S.A.

El área seleccionada tiene una superficie de aproximadamente 2,408 acres, esta ubicada en el sector suroriental limitada al norte por las Áreas 5 y 6, al Sur por las Áreas 8 del Campo La Cira y del Campo Infantas, al Oeste por el Área 1 y la falla La Cira, la cual es de carácter inverso con buzamiento de 55 grados al oeste y un desplazamiento entre 240 y 300 ft. Al Este limita con la falla de Infantas también inversa, buzamiento de 60° al este y desplazamiento aproximado de 1000 ft como se puede observar en la figura 1.9.

Está compuesta por 95 pozos, de los cuales, 52 pozos son productores (16 activos y 36 inactivos), 40 pozos inyectoros (23 activos y 17 inactivos) y 3 pozos secos (1 de Abril de 2005); en la figura 9, se encuentra el estado actual de los pozos en el Área 7 del Campo (Mayo, 2005). Todos estos pozos están completados en zona “C”. Esto se debe a que esta zona contiene aproximadamente el 80% del OOIP del Campo La Cira.

Figura 1.9. Actual estado de los pozos del Área 7 del Campo La Cira.



Fuente: Base de datos OFM; “SMA_New”. Mayo de 2005.

La zona “C” en el Campo la Cira, se encuentra conformada por cuatro (4) paquetes arenosos o subzonas (C_1 , C_2 , C_3 , C_4); sin embargo para el caso del área 07, sólo las dos primeras subzonas (C_1 y C_2) constituyen las principales acumulaciones de hidrocarburos. El grupo C_3 se encuentra presente en algunos sectores del área y en la mayoría de los casos es acuífero. Por su

parte el grupo C₄ es totalmente acuífero y solo se penetró en siete (7) de los pozos perforados en el área.

1.5.1 Modelo Estratigráfico del Área 7.

El registro estratigráfico producido a partir de ambientes idénticos varía de acuerdo con los cambios dinámicos en la acomodación y suministro de sedimentos – A/S – por lo cual los controles estratigráficos contribuyen a definir la geometría del yacimiento, diversidad de facies y las propiedades petrofísicas.

En sistemas aluviales como es este caso, los límites de los principales compartimientos del yacimiento son coincidentes con los límites estratigráficos de las secuencias genéticas. Las barras de arena y en algunos casos los complejos *crevasse* son unidades de flujo; los clay plugs y las arcillas de *flood plain* actúan como sellos y barreras de flujo. El tamaño y la geometría de los yacimientos de arenas aluviales están definidos por el grado de amalgamiento y conectividad de los canales fluviales.

En el *VMM* los canales fluviales hacia la base de los ciclos tienden a estar interconectados y asociados con pocas arcillas (*clay plugs*), mientras que hacia el tope, la proporción de arcillas de llanuras de inundación aumenta y las arenas comienzan a ser más delgadas y lateralmente discontinuas.

Durante altas condiciones de A/S la mayoría de los elementos geomorfológicos originales de los ambientes continentales son preservados en los estratos. Las altas tasas de gradación producen arenas de canal aisladas y separadas por depósitos de arcillas de llanuras de inundación.

Bajo condiciones de A/S bajas, la erosión del canal remueve las partes superiores de los sedimentos previamente depositados. La migración de canales y las relativas altas tasas de avulsión con respecto a la tasa a la cual incrementa el espacio de acomodación produce amalgamiento lateral, interconectando cinturones de arenas de canal.

El análisis del patrón de apilamiento (stacking) es un método utilizado para predecir la geometría de las areniscas, su posición, la continuidad de las facies y la arquitectura estratigráfica en registros de pozos calibrados. Considerando lo anterior, en condiciones de bajo A/S hay un mayor grado de canibalismo y amalgamiento entre los cuerpos de arenas.

Estas arenas tienen una baja diversidad de facies, perfiles verticales de tamaño de grano son homogéneos y están compuestos predominantemente por areniscas amalgadas con estratificación cruzada. En regímenes altos de A/S, los estratos individuales son preservados como cuerpos arenosos aislados, los cuales tienen continuidad areal y conectividad reducida. Estas arenas de canal se caracterizan por tener una gran diversidad de facies, perfiles verticales heterogéneos y usualmente se presentan en depósitos de llanuras de inundación.

Teóricamente, la porosidad es independiente del tamaño de grano para esferas uniformemente empacadas de tamaño uniforme. En la práctica, sin embargo, las arenas de tamaño de grano grande tienden a tener mayor porosidad que las arenas de grano fino, probablemente reflejando variaciones en la selección y en la forma del grano (no esférica). La permeabilidad decrece con la disminución en el tamaño de grano debido a que el tamaño de los poros y el diámetro de las gargantas disminuyen y la presión capilar aumenta.

Es ampliamente conocido que las variaciones en el tamaño de grano y en la selección, están cercanamente asociadas a cambios en las facies. Varios estudios han mostrado variaciones regulares de porosidad y permeabilidad dentro de sucesiones de diferentes facies.

Igualmente, facies idénticas elementos geomorfológicos, por ejemplo – facies de areniscas con estratificación cruzada, laminar u ondulada de canal o de “*crevasse splay*” tienen menor porosidad y permeabilidades. Generalmente, las areniscas “*crevasse splay*” tienen menor porosidad y permeabilidad que las areniscas de canales de las mismas facies.

Los cambios en las propiedades petrofísicas con respecto a la posición estratigráfica son paralelos al grado de preservación de facies idénticas depositadas bajo condiciones variables de A/S. en areniscas con estratificación cruzada, los cambios en porosidad y permeabilidad son exactamente coincidentes con variaciones sutiles en los atributos que son función de la posición estratigráfica.

Teniendo en cuenta las anteriores consideraciones, se procedió a clasificar cada una de las arenas presentes en la zona “C” (objeto de este estudio) de acuerdo con su posición estratigráfica, clasificando estas de acuerdo a su unidad genética (Depósitos de Canales o Depósitos de Llanuras de Inundación). Las “barras de arenas” y los apilamientos de “barras de arena” se clasificaron bajo la denominación de *Point Bars (PB)*; las arenas *Crevasse Splay* y *Natural Levee* se clasificaron bajo sus respectivos nombres y se encontrarán en adelante con la siguiente nomenclatura: CS y NL respectivamente. Adicionalmente, las arcillas que actúan como sellos tanto en los depósitos de canal (Clay Plugs) como en los depósitos de llanuras de













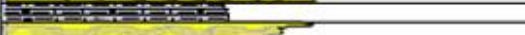



inundación fueron clasificadas, quedando denominadas como CP y FP respectivamente.

Esta clasificación permitió que se generaran variables discretas, así: 1 para *Point Bars (PB)*, 2 para *Crevasse Splay (CS)*, 3 para *Natural Levee (NL)* y 4 para *Clay Plugs (CP)* y arcillas de *Flood Plain (FP)*; las cuales fueron utilizadas para generar el modelo petrofísico que permitió determinar la porosidad y permeabilidad en todos los pozos involucrados, es importante resaltar que las arcillas se unieron bajo una misma clasificación de los datos manejados y por que las arcillas, en este caso particular, no tienen importancia económica.

En el desarrollo de este trabajo se conservó la nomenclatura que se utilizó en el estudio “Modelos de Caracterización del Yacimiento: Geológico, de Distribución de Fluidos y Petrofísicos” de Bernal *et al* (1992), para zonificar la Zona “C” superior (C1, C2); la subzona C3 no fue tomada en cuenta por su carácter acuífero.

El espesor promedio para el intervalo seleccionado es de 347 ft aproximadamente, en donde se identificaron 16 arenas de barras de arena, “*Natural Levee*” y “*Crevasse Splay*”, las cuales fueron asociadas a 16 unidades genéticas en sentido de Bush and Link (1985), cada una de ellas representando ciclos de sedimentación coetáneos (Ver figura 1.10). Se destaca la relativa mayor continuidad de las fajas de meandros en dirección Norte – Sur, dirección en la cual se creen corrían las corrientes principales.

Figura 1.10. Columna Estratigráfica zona "C".

LITOLOGÍA	UNIDAD	FACIES
	C1D	CS
	Clay1	FP
	C1C	CS
	Clay2	FP
	C1B2	PB
	Clay3	FP
	C1B1	NL
	Clay4	FP
	C1A	NL
	Clay5	FP
	C1A1	NL
	Clay6	FP
	C1C2	PB
	Clay7	CP
	C2A	PB
	Clay8	CP
	C2B	PB
	Clay9	FP
	C2C	NL
	Clay10	FP
	C2D	PB
	Clay11	CP
	C2E	PB
	Clay12	CP
	C2F	PB
	Clay13	CP
	C2G	PB
	Clay14	CP
	C2H	PB
	Clay15	CP
	C2I	PB

Fuente: ECOPETROL S.A.

En la subzona C1 se identificaron 6 unidades genéticas llamadas de base a tope: C1A1, C1A, C1B1, C1B2, C1C y C1D. En la secuencia que separa las subzonas C1 y C2 se presenta una unidad no continua denominada C1C2

que registra condiciones de alta energía (tipo canal) dentro de una “llanura de inundación” (FP), la cual se comunica verticalmente con la unidad C2A de la subzona C2.

En C2 se han identificado 9 unidades que presentan un mayor acoplamiento vertical que el observado durante la depositación de las unidades del C1. Estas unidades se denominan de base a tope: C2I, C2H, C2G, C2F, C2E, C2D, C2C, C2B y C2A (Bernal *et al*, 1992).

Cada una de las unidades anteriores presentan tendencias Norte – Sur, pero con características propias, las cuales se mencionan a continuación:

Unidad C1A1: es de carácter muy local, solo se presenta aislada en algunas partes del norte, centro y sur del área.

Unidad C1A: presente en casi toda el área; según su geometría se ha interpretado como relictos de una faja de meandros separados hacia la parte central por una franja de arcilla, relleno de canal abandonado (“clay plug”), que hacia el sur se amplía cambiando a facies de depósitos de llanura de inundación, estableciendo comunicación vertical entre ellas.

Unidad C1B1 y C1B2: Las arenas del C1B1 y C1B2 representan restos de una faja de meandros y “natural levee”, las arenas C1B1 no se encuentran hacia las partes sur y suroeste. En su lugar se observa un mayor desarrollo de las fajas de meandros de C1B2.

Unidad C1C: conformada por dos cuerpos, uno que abarca gran parte central y otro más pequeño restringiendo a la esquina suroeste y central separado el anterior por un nivel arcilloso interpretado como de llanura de inundación.

Unidad C1D: Las facies arenosas tienen poca extensión areal y se ubican principalmente en la parte noroeste y este del área. En el sector sureste se desarrollan amplios depósitos de facies arcillosas de llanura de inundación.

Unidad C2A: presente en gran parte del área, con desarrollos de apilamiento vertical muy marcados que permiten la comunicación con las unidades inferiores C2B y C2C.

Unidad C2B: Además de estar comunicada verticalmente con la unidad C2A en un amplio sector occidental está cortando las arenas de la unidad C2C. Esta unidad al igual que la C2A, refleja una facie arenosa presente en la mayoría del área 07.

Unidad C2C: en el sector occidental de las arenas C2C se presentan meandros que se cortan entre sí, en tanto que en el oriente se encuentra una faja angosta de arcilla muy sinuosa, interpretada como relleno de canal abandonado (“clay pug”).

Unidad C2D: presenta mejores desarrollos hacia el sector centro-oriental del área que hacia el norte y sur.

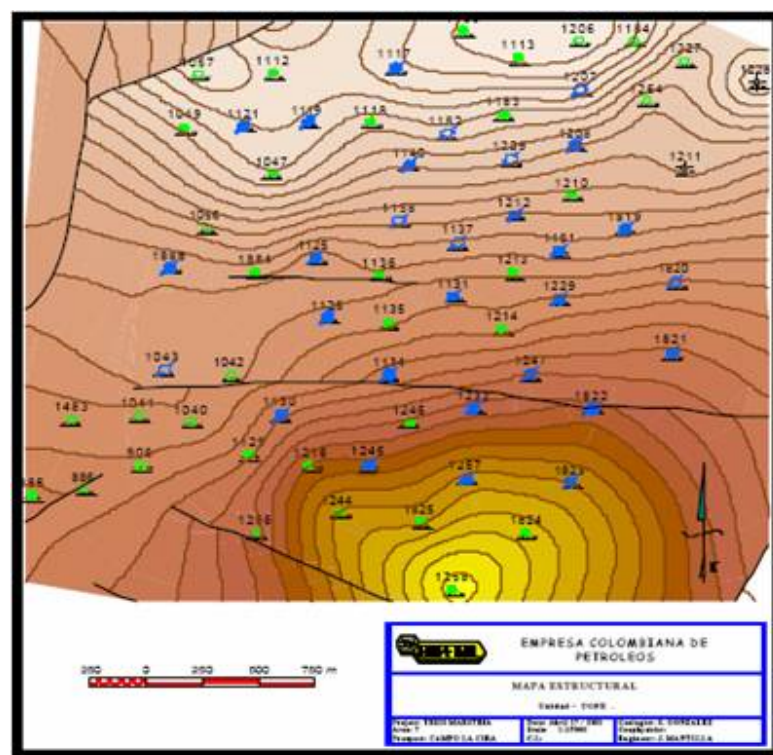
Unidades C2E y C2F: se encuentran comunicadas verticalmente hacia el oriente, casi a lo largo de toda el área, donde el nivel arcilloso que las separa no se presenta.

Unidad C2G: muestra dos cuerpos arenosos en dirección noreste, separados por un nivel arcilloso, continuo a través de casi todo el sector central del área, excepto en el sector sur donde el cuerpo arenoso se comunica lateral y verticalmente con la unidad C2H.

Unidad C2I: constituye la unidad más inferior de interés económico y tiene una distribución similar a la unidad C2G, pero los eventos arenosos del sector oriental son de mejor desarrollo.

Para definir la geomorfología en la parte superior de la Zona “C” se seleccionó la unidad genética C1D (figura 11), este patrón estructural fue utilizado en la simulación Geoestadística hecha con HERESIM.

Figura 11. Mapa estructural marcador – TOPE



Fuente: ECOPETROL S.A.

2. METODO DE PREDICIÓN CRAIG-GEFFEN-MORSE “CGM” EMPLEADO EN EL SOFTWARE ASIA 3.2

Una serie de estudios tanto para inyección de agua como de gas, se han realizado a lo largo de la historia de la ingeniería de petróleos para analizar la recuperación de aceite en tales operaciones; uno de estos estudios fue el realizado por los autores Craig, Geffen y Morse en 1955, llegando a convertirse en uno de los más usados para el estudio de arreglos de inyección de 5 puntos.

El método que desarrollaron Craig, Geffen y Morse, tenía como objetivo poder aplicar el concepto de relación de movilidad tanto en la inyección de agua como de gas disperso; uno de los resultados hallados, fue una eficiencia areal en la ruptura más alta para empuje de gas disperso de la que se esperaba. Igualmente el trabajo realizado por Craig, Geffen y Morse, permite predecir el comportamiento de la relación agua-petróleo para un patrón de cinco puntos, en inyección de agua. Este método presenta cierto grado de confiabilidad en sus predicciones siempre y cuando no se registre una saturación de gas inicial demasiado alta, esto se puede confirmar mediante la determinación de un factor conocido con el nombre de coeficiente de Craig.

Uno de los aportes de los autores de este método de predicción, fue precisamente una corrección al trabajo previo realizado por Dyes, ya que en dicho trabajo se pasó por alto la manera de como tratar un proceso de inyección de agua donde exista una cantidad significativa de aceite recuperable detrás del frente de invasión. Para solucionar esta deficiencia Craig y sus colaboradores, descubrieron que la saturación promedio del

fluido desplazante durante la ruptura, es la misma que la del sistema lineal. De igual forma, dedujeron que la eficiencia de barrido areal después de la ruptura aumenta linealmente con el valor de:

$$\text{Log}\left(\frac{W_i}{W_{ibt}}\right)$$

En donde: W_i Es el volumen acumulado de agua inyectada (bls).
 W_{ibt} Es el volumen de agua inyectada en la ruptura (bls).

Otro de los aportes de gran importancia por parte de Craig y sus colaboradores, fue el descubrir que el comportamiento de la producción de agua y aceite, después de la ruptura, se puede determinar empleando una modificación de la ecuación de Welge.

Según este método de predicción, la producción de aceite se considera como la suma del aceite producido debido al incremento del área barrida, más el aceite que es desplazado de la región invadida, y el agua producida será el agua inyectada menos el aceite producido.

El método se dedujo después de más de veinte pruebas en modelos de laboratorio y en donde se encontraron resultados concordantes, dando como resultado las correlaciones presentadas por los autores.

2.1 SUPOSICIONES BÁSICAS DEL MÉTODO DE PREDICCIÓN CGM

Los planteamientos básicos propuestos por Craig, Geffen y Morse se pueden enumerar de la manera siguiente:

- ✦ Patrón de inyección de cinco puntos con capas homogéneas horizontales y de espesor uniforme.
- ✦ Las saturaciones iniciales se consideran uniformes para el yacimiento.
- ✦ El movimiento del frente de invasión se presenta de acuerdo a la teoría de Buckley-Leverette, modificada para desplazamiento radial.
- ✦ Las propiedades de las rocas y de los fluidos se consideran constantes, aunque se pueden incluir variables para cada capa.
- ✦ No se registra una segregación gravitacional de influencia apreciable en los fluidos, así como tampoco se considera flujo cruzado entre las capas.
- ✦ La eficiencia de barrido areal en la ruptura y después de la misma, se puede obtener a partir de las correlaciones deducidas durante las pruebas experimentales de laboratorio.
- ✦ La eficiencia de barrido vertical se considera del cien por ciento dentro de cada capa.
- ✦ La producción de aceite se considera que inicia una vez todo el gas móvil se halla desplazado.

2.2 LIMITANTES DEL MÉTODO DE PREDICCIÓN CGM

Las limitantes que más se destacan para este método de predicción son las que se enumeran a continuación:

- ✦ Este método de predicción requiere información de laboratorio, sobre la relación entre la razón de movilidad y la eficiencia de barrido areal a la ruptura, así como el incremento de la eficiencia de barrido areal después de la ruptura.
- ✦ Los datos de incremento de la eficiencia areal después de la ruptura, están disponibles solo para patrones de cinco puntos.
- ✦ El estudio de laboratorio representa un sistema idealizado en el cual no se consideran efectos gravitacionales, ni variaciones de permeabilidad, ni fracturas locales.
- ✦ Los cálculos no se consideran válidos para procesos de inyección en yacimientos en los cuales la presencia de un acuífero activo.
- ✦ Este método de predicción se considera altamente confiable, siempre y cuando el valor de saturación inicial de gas esté dentro de un valor determinado, el cual se obtiene mediante una correlación desarrollada por Craig y sus colaboradores.
- ✦ El método solo se aplica para arenas uniformes y sistemas donde los efectos gravitacionales no sean de gran magnitud.

2.3 EFECTO DE LA PRESENCIA DE SATURACIÓN INICIAL DE GAS

Muchos proyectos de inyección de agua se aplican a yacimientos que ya han sido repletados parcialmente por recobro primario, de ahí surge la importancia de determinar la influencia que la saturación de gas inicial pueda

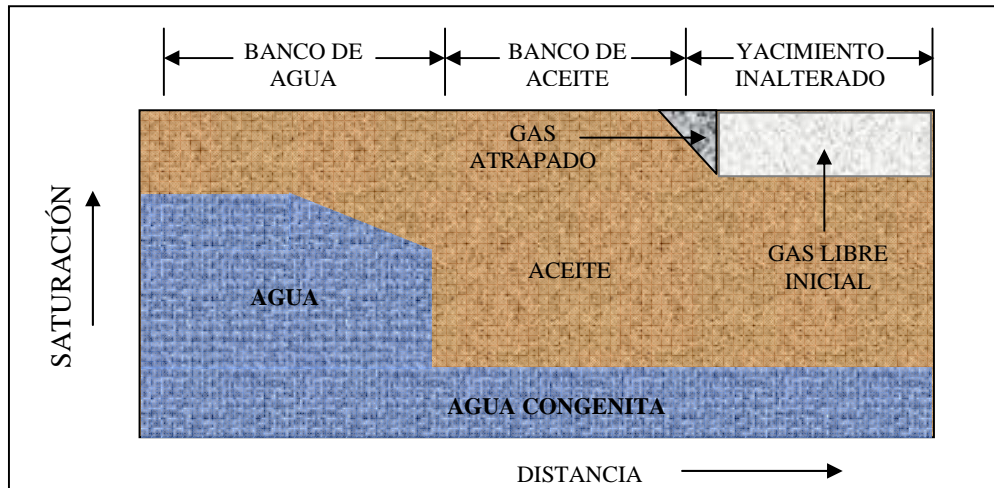
ejercer sobre el desarrollo de la recuperación de aceite. Los estudios experimentales iniciales que Craig, Geffen y Morse realizaron, se llevaron a cabo tomando en cuenta que no existía ninguna saturación de gas atrapado detrás del frente de invasión.

Ya otros autores como Schiffman y Holmgren, habían encontrado que la inyección de agua en un sistema lineal producirá en la formación un banco de aceite delante del agua. Éste banco en movimiento desplazará una parte del gas libre delante de él, atrapando el resto, debido al incremento en la presión.

El movimiento del aceite residual hará incrementar la presión de éste gas atrapado por encima de la presión que tenía al quedar atrapado; la cantidad en que aumentará la presión del gas antes que el frente de invasión lo alcance, dependerá del ancho del banco de aceite, de la permeabilidad al aceite y de la tasa de inyección. Al aumentar la presión, el gas disminuye de volumen, debido tanto a la compresión como a la solución.

La figura 2.1 presenta un perfil de saturación durante la inyección de agua de un yacimiento parcialmente agotado la figura muestra que la saturación de gas en el margen delantero del banco de aceite, se reduce sutilmente al quedar atrapada una parte del gas inicialmente libre, luego este gas se disuelve en el aceite a medida que experimenta el incremento en la presión debido a la inyección de agua.

Figura 2.1. Perfil de Saturación.



Fuente: La Autora

2.3.1 Reducción de la saturación de gas atrapado y su efecto sobre el recobro de aceite

En todo proceso de inyección de agua donde existía una saturación inicial de gas, la producción de aceite no se iniciará hasta cuando no se termine el período de llenado del volumen poroso que estaba ocupado por el gas. En algunas etapas del proceso la forma original circular del frente se distorsionará y formará una especie de pico hacia el pozo productor. Si en el período de llenado se observa esta forma de pico, la eficiencia areal en la ruptura será la misma como si no existiese gas inicial, y el desarrollo después de la ruptura también será el mismo, con la excepción que se producirá menos cantidad de aceite a cualquier volumen de agua inyectada.

Desde 1949 se han desarrollado diferentes estudios, como los de Kyte y Crowell, acerca del efecto de la saturación de gas inicial sobre el recobro de aceite dichos estudios han incluido la medición de la saturación inicial sobre el recobro de aceite, la medición de la saturaciones de gas atrapado y las saturaciones de aceite residual posteriores a una inyección de agua con gas atrapado in situ. Para que dichos estudios sean significativos, deben realizarse bajo circunstancias donde no ocurra compresión ni solución del gas, ya sea durante el entrampamiento de la fase gaseosa o el subsiguiente barrido por agua.

Las conclusiones que se obtuvieron de estos estudios, establecen que entre más alta sea la saturación de gas inicial fluyente, más alta será también la saturación de gas atrapado. De igual forma, encontraron que entre más alta sea la saturación inicial de gas fluyente, mayor será la reducción de la saturación de aceite residual, entendiendo ésta última como la saturación de aceite residual después de la inyección de agua, sin la presencia de gas atrapado, menos aquella con gas atrapado. Todos estos resultados se obtuvieron en rocas preferentemente mojadas por agua. Kyte, halló un efecto diferente en las rocas preferentemente mojadas por aceite. Él dedujo 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 inyectado. Igualmente, Kyte estableció que el aceite que permanece después de la inyección de un volumen de agua muy superior al volumen poroso, no depende de la saturación de gas inicial y que el efecto que una saturación de esta clase produce es solo reducir el volumen de agua inyectada que se necesita para una producción de aceite determinada, lo cual por supuesto da una relación agua-petróleo más baja.

2.4 PREDICCIÓN DEL RECOBRO DE ACEITE

En los estudios desarrollados por Craig, Geffen y Morse, se estableció que la producción después de la ruptura proviene de dos regiones, la inicialmente barrida y la nueva región barrida.

Por ello el agua y el aceite que proviene de la porción previamente barrida, se calculan utilizando la ecuación de avance frontal de Buckley Leveret y modificada por Welge, donde el término Q_i , volumen inyectado acumulado en términos de volumen poroso, se modifica para tomar en cuenta el incremento continuo en la porción invadida y barrida inicialmente.

El aceite que se produce de la nueva zona barrida, se determina a partir de la tasa de incremento en la eficiencia areal con el volumen inyectado y la disminución en la saturación de aceite en esta zona recientemente invadida.

La disminución en la saturación de aceite es igual al incremento de la saturación del fluido inyectado inmediatamente detrás de la zona estabilizada. Para obtener las relaciones agua – petróleo de producción, se deben sumar las contribuciones de las dos regiones, es decir, de la zona previamente barrida y la zona que se ha inundado recientemente.

2.4.1 Etapas en un Proceso de Inyección de Agua

El método de Craig, Geffen y Morse para la predicción de un proceso de inyección de agua, combina los efectos de eficiencia areal, mecanismo de desplazamiento e inyectividad variable para un patrón de cinco puntos. El método se puede aplicar con o sin la presencia de gas libre inicial, siempre y

cuando exista un valor determinado mínimo de saturación de gas; el método asume una eficiencia vertical para cada capa del yacimiento igual al cien por ciento, además desarrolla el proceso de inyección en cuatro etapas sucesivas, con lo cual se logra una descripción más detallada del comportamiento del yacimiento durante la inyección.

El comportamiento del método de predicción CGM se desarrolla a través de cuatro etapas:

- Etapa No.1: Periodo de flujo radial alrededor de los pozos inyectoros desde el inicio de la inyección hasta que los bancos radiales de aceite y gas formados en los inyectoros se intercepten.
- Etapa No.2: Es el periodo que comienza cuando se verifica la interferencia hasta que se reemplaza la saturación de gas inicial por líquido (Proceso de llenado).
- Etapa No.3: Transcurre desde que ocurre el llenado total del sistema hasta que el frente de agua irrumpe en el pozo productor.
- Etapa No.4: Comienza desde la irrupción del frente de agua hasta que el sistema este totalmente inundado o se llegue al límite económico definido.

En las dos primeras etapas se presenta la existencia de saturación de gas inicial en el yacimiento. Si la saturación de gas es cero ($S_g = 0$), se asume que el fluido a desplazar es incompresible y la producción secundaria inicia desde el momento mismo en que se comienza la inyección.

En ASIA 3.2 no se tiene en cuenta la presencia de gas en el yacimiento, puesto que durante el tiempo de llenado de gas la producción sería nula, lo cual imposibilitaría el ajuste histórico por la metodología que se desarrolló para tal fin. En consecuencia, el software emplea las etapas antes y después de la irrupción del frente de agua en las cuales no existe presencia de gas y en las cuales un volumen dado de agua inyectada desplazará el mismo volumen de fluido (agua y petróleo) a condiciones de yacimiento, siendo entonces la etapa No.3 equivale a la primera en ASIA 3.2.

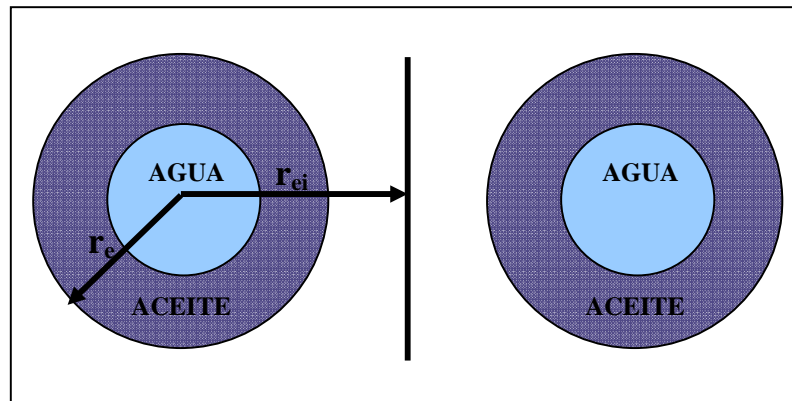
2.4.1.1 Primera Etapa: Desde el inicio hasta la interferencia. Éste es el periodo de flujo radial de los pozos inyectores y abarca desde el mismo comienzo de la inyección hasta que los bancos de aceite formados alrededor de los pozos inyectores, se junten. El encuentro entre los bancos adyacentes de aceite, es lo que se conoce como interferencia durante esta etapa del proceso no se obtiene aun ninguna producción de aceite.

El agua inyectada al final de este período, será igual a la saturación de gas libre en la porción cilíndrica del yacimiento, con un radio r_{ei} , el cual viene siendo la mitad de la distancia entre pozos inyectores adyacentes.

Como se asume flujo radial en este período, se puede aplicar la ecuación para flujo radial establecida por Darcy y así determinar la tasa de inyección de agua.

En la figura 2.2, se observa los bancos tanto de agua como de aceite que se presentan durante la primera etapa del proceso de inyección de agua, claramente en flujo radial, y se observa también la distancia necesaria para que se produzca la interferencia.

Figura 2.2. Bancos de agua y aceite durante el flujo radial



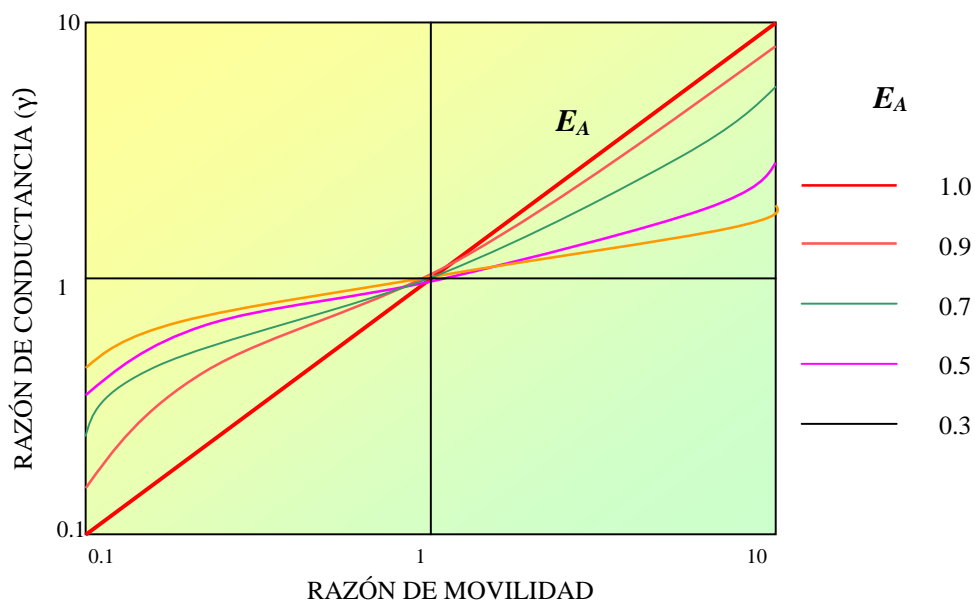
Fuente: La Autora

2.4.1.2 Segunda Etapa: Desde la interferencia hasta el llenado. Este periodo comprende desde la interferencia hasta que todo el espacio que estaba siendo ocupado por el gas, sea ahora ocupado por el agua que se está inyectando; al igual que en la etapa anterior, durante esta tampoco se considera que existía producción de aceite.

En esta etapa, el flujo no es estrictamente radial y la forma de los bancos de agua y de aceite cambiarán continuamente. El volumen acumulado de agua inyectada al final de este período, se halla simplemente multiplicando el agua inyectada al final de este período, el volumen poroso y la saturación de gas inicial, lo anterior supone que mientras ocurre el llenado, la tasa de producción de aceite es cero o despreciable, en comparación con la tasa de inyección de agua. Por el contrario, si la tasa de aceite antes del llenado es significativa, los volúmenes de agua inyectados hasta el llenado, deben aumentarse, por el volumen en el yacimiento del aceite producido desde el comienzo de la inyección hasta que se produzca el llenado.

Por lo general, la duración de esta etapa es muy corta, de ahí, que se asume un cambio lineal en las tasa de inyección de agua al comienzo y al final de este período; la tasa de inyección al final de esta etapa, se puede obtener multiplicando la tasa base de inyección por la razón de conductancia, la cual a su vez se obtiene de la figura 2.3, entrando a ella con el valor de razón de movilidad y eficiencia areal en el llenado.

Figura 2.3. Razón de conductancia – patrón de cinco puntos



Fuente: La Autora

2.4.1.3 Tercera etapa: Desde el llenado hasta la ruptura. Esta etapa abarca desde que se produce el llenado hasta el momento en que el agua de inyección irrumpe en el pozo productor. Así como el llenado marca el comienzo de la respuesta en la producción de aceite, la ruptura señala el

comienzo de la producción de agua. Durante este período, la tasa de producción de aceite del yacimiento es igual a la tasa de inyección de agua.

Al igual que en la etapa anterior, la tasa de inyección de agua se puede obtener calculando primero el valor de la razón de conductancia para cada uno de los valores de eficiencia areal hallados para esta tercera etapa.

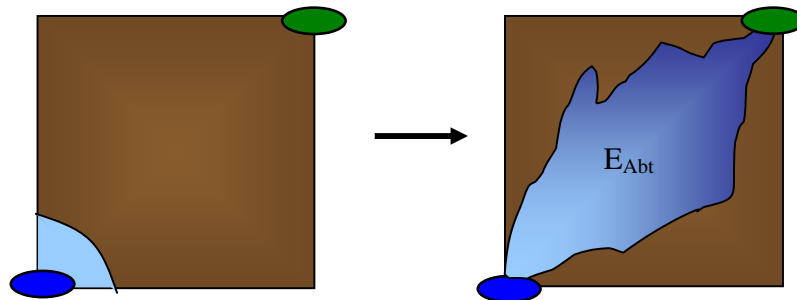
ASIA considera como la primera etapa el comportamiento antes de irrupción, donde se establece que se ha alcanzado la irrupción en el momento en que el agua inyectada acumulada sea mayor o igual al agua acumulada de irrupción. Esta cantidad de agua acumulada se calcula como el producto entre el volumen poroso del patrón, la eficiencia de barrido areal a tiempo de irrupción y la fracción de petróleo de esta área que se espera recuperar, basado en la curva de flujo fraccional. Esto se calcula con la ecuación (1).

$$W_{ibt} = \frac{V_p E_{Abt} (S_{wpbt} - S_{wini})}{B_w (1 - f_{wini})} \quad (1)$$

- W_{ibt} : Agua inyectada a tiempo de irrupción, STB
 V_p : Volumen poroso del patrón, bbl
 E_{Abt} : Eficiencia de barrido areal a tiempo de irrupción
 S_{wpbt} : Saturación de agua promedio antes del frente de irrupción
 S_{wini} : Saturación de agua inicial
 B_w : Factor volumétrico de formación del agua, bbl/STB
 F_{wini} : Flujo fraccional de agua inicial

En la figura 2.4 se ilustra el inicio y el final de la etapa antes de irrupción, barriendo una fracción del área del patrón (E_{abt}).

Figura 2.4. Tercera etapa del método CGM; primera etapa en ASIA 3.2.



Fuente: La Autora

Desde el momento en que se inicia la inyección hasta la irrupción del frente, sólo se produce petróleo y agua de la zona no invadida, por lo cual estos fluidos estarán en las proporciones dadas por el flujo fraccional inicial y en volumen de yacimiento total igual al volumen de agua inyectada por el patrón. Dado esto, el petróleo y agua producidos acumulados pueden calcularse como sigue:

$$N_p = \frac{W_i B_w (1 - f_{wini})}{B_o} \quad (2)$$

$$W_p = W_i f_{wini} \quad (3)$$

- N_p : Petróleo producido acumulado en el patrón, STB
- W_i : Agua inyectada acumulada en el patrón, STB
- B_o : Factor volumétrico de formación del petróleo, bbl/STB
- W_p : Agua producida acumulada en el patrón, STB

La eficiencia areal irá incrementándose hasta aproximarse a la eficiencia de barrido areal a tiempo de irrupción (E_{Abt}), así:

$$E_A = \frac{W_i}{V_p (S_{wpbt} - S_{wini}) B_w} \quad (4)$$

En esta etapa no hay producción de agua inyectada, sino del agua libre que se encuentra en el patrón, siempre y cuando la saturación de agua inicial sea mayor a la saturación de agua irreducible, S_{wirr} .

2.4.1.4 Cuarta etapa: Desarrollo después de la ruptura. Ésta etapa final abarcará desde la irrupción del agua en el pozo productor, hasta la inundación total y abandono del proyecto en el límite económico. Ésta etapa tiene varios rasgos característicos como lo son, el comienzo en la producción de agua, un incremento en la razón de movilidad, un incremento en la eficiencia areal, un incremento también en la razón de producción agua – petróleo y una disminución en la tasa de producción de aceite.

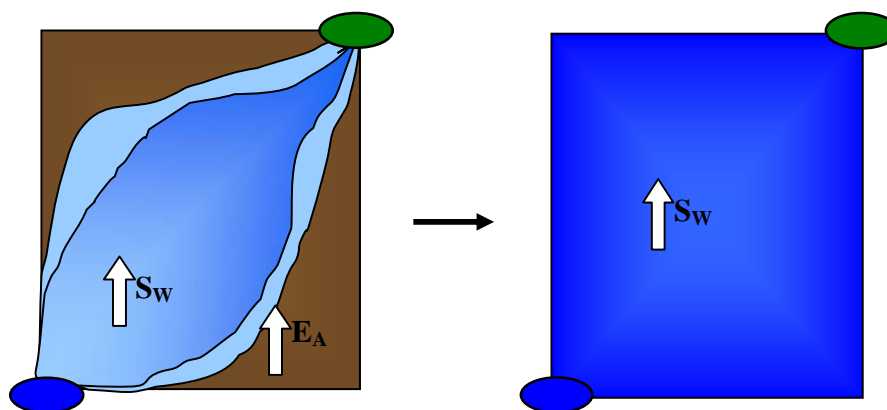
La relación de producción agua – petróleo se verá gobernada por la cantidad de aceite y agua que fluyen desde la región previamente barrida, los cuales a su vez se ven gobernados por los datos de flujo fraccional, más la cantidad de aceite desplazado debido al aumento en el área de barrido, el cual se asume que es desplazado por la saturación de agua inmediatamente detrás de la zona estabilizada. El incremento de la eficiencia del área barrida, se encuentra influenciado por la diferencia entre la saturación de agua detrás del frente y la saturación de agua congénita y también por el volumen poroso.

Después de la irrupción, el área barrida empieza a aumentar la saturación de agua, al tiempo que se va formando una nueva zona barrida, por incremento de la eficiencia areal. El incremento de la saturación de agua puede

modelarse utilizando la ecuación de avance frontal después de irrupción, mientras que para el incremento de la eficiencia areal los autores proponen una correlación que fue obtenida utilizando datos experimentales. En un tiempo en particular, la eficiencia areal llegará a 1.0, cubriendo toda el área del patrón. De este punto en adelante la producción de petróleo provendrá únicamente del arrastre en la zona totalmente invadida y la tasa de recuperación será muy baja y la relación agua – petróleo, muy alta.

La figura 2.5 esquematiza la situación que se presenta en la etapa post-irrupción, etapa en la cual la saturación de agua de la porción barrida aumenta.

Figura 2.5. Etapa posterior a la irrupción.



Fuente: La Autora

Pasada la irrupción, existirá una saturación de agua, cuya relación con la cantidad de volúmenes porosos inyectados fue demostrada por Welge y es:

$$Q_i = \left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_{w2}}^{-1} \quad (5)$$

Q_i : Vol. poroso inyectado, relación entre inyección total y volumen Poroso

S_{w2} : Saturación de agua en el pozo productor

Conociendo Q_i se determina la derivada y a partir de la derivada se entra a la curva de flujo fraccional y se halla la saturación de agua en el pozo productor. A partir de esta saturación es posible encontrar la saturación de agua promedio en la zona, así:

$$S_{wp} = S_{w2} + \frac{1 - f_{w2}}{\left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_{w2}}} \quad (6)$$

Conociendo las saturaciones de agua promedio antes y después de irrupción, es posible calcular los acumulados o tasas de petróleo y agua para una determinada configuración de un patrón de inyección, utilizando relaciones adicionales de producción e inyección.

Estos métodos de estimación del comportamiento de la inyección de agua a partir de la ecuación de avance frontal se denominan métodos de predicción.

Los acumulados de petróleo y agua se calculan mediante las siguientes expresiones:

$$N_p = \frac{V_p E_A (S_{wp} - S_{wini})}{B_o} \quad (7)$$

$$W_p = \frac{W_i B_w - N_p B_o}{B_w} \quad (8)$$

S_{wp} : Saturación de agua promedia, después de Irrupción.

La eficiencia areal, como se mencionó anteriormente, varía de acuerdo a una correlación propuesta por Welge. De acuerdo con el estudio realizado, se encontró una relación lineal entre el incremento de la eficiencia areal y el logaritmo del cociente entre el agua inyectada total y el agua inyectada a tiempo de irrupción, de tal forma que E_A se calcula así:

$$E_A = E_{A_{bt}} + 0.2749 \ln \left(\frac{W_i}{W_{ibt}} \right) \quad (9)$$

Para tener en cuenta esto último, la cantidad de volúmenes porosos inyectados después de irrupción se calcula como el volumen resultante de una sumatoria sucesiva de áreas, es decir, la integral definida en la ecuación (10).

$$Q_i = Q_{ibt} \left(1 + E_{A_{bt}} \int_1^{\frac{W_i}{W_{ibt}}} \frac{d \left(\frac{W_i}{W_{ibt}} \right)}{E_{A_{bt}} + 0.2749 \ln \left(\frac{W_i}{W_{ibt}} \right)} \right) \quad (10)$$

Una vez determinado el valor de Q_i , se calcula de la ecuación (5) la derivada de flujo fraccional, y con este valor se determina la saturación, ingresando a la curva de flujo fraccional con la pendiente, o con un procedimiento numérico similar.

Cuando la ecuación (9) arroja un valor mayor que 1.0, la eficiencia areal toma el valor de 1.0 desde este momento en adelante.

2.5 CONCEPTO DEL MODELO EN ASIA 3.2

2.5.1 Definición De Modelo

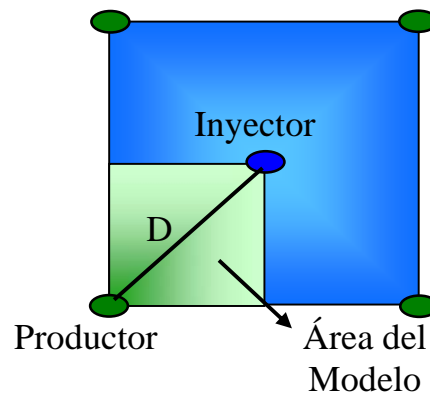
El modelo es la unidad básica de cálculo en ASIA 3.2. Es una porción del yacimiento comprendida entre un pozo inyector y un pozo productor, por una arena o unidad de flujo determinada. Es el volumen poroso que se espera sea barrido en un proceso de recobro secundario por el agua de un pozo inyector en dirección a un productor, en la unidad de flujo definida.

Este volumen está dado por el producto entre el espesor y el área de barrido. El espesor se toma como la media aritmética entre los espesores de los pozos inyector y productor, mientras que el área de barrido real consiste en una porción típicamente irregular que puede ser limitada por una de las siguientes fronteras:

- Una falla, límite del yacimiento o frontera de no-flujo estática.
- Una superficie equipotencial o frontera de no-flujo dinámica

La determinación del primer tipo de fronteras puede hacerse con base en mapas estructurales de cada arena, mientras que las fronteras dinámicas son a menudo difíciles de determinar. Para el Software ASIA 3.2 el área de barrido se calcula asumiendo un patrón regular de inyección de cinco puntos en un yacimiento homogéneo y sin acción de la fuerza gravitacional, donde el área de barrido es un cuadrado cuya diagonal es la línea que une los pozos inyector y productor (ver figura 2.6).

Figura 2.6. Área de un modelo para un patrón regular de cinco puntos

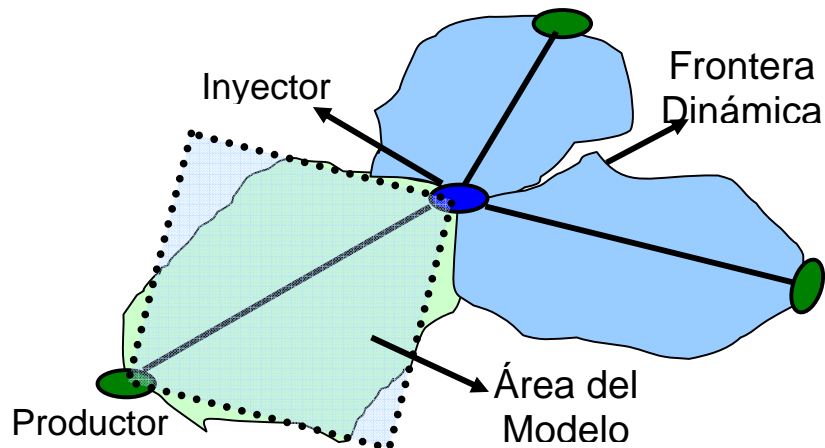


Fuente: La Autora

Para modelos irregulares, el área puede ser mayor o menor a la del cuadrado formado con la diagonal que conecta los pozos, dependiendo del número de productores al que influye el inyector y de su disposición geométrica, de las interferencias entre arenas, de las propiedades petrofísicas, etc. Un esquema de esta situación se aprecia en la figura 2.7, donde se observa que el área del modelo es la mitad del cuadrado de la diagonal que conecta el pozo inyector y productor.

En ASIA 3.2 cada modelo posee propiedades petrofísicas, geométricas, de fluidos y del comportamiento de inyección diferentes. Donde cada una de ellas permite entender mejor cómo se aplica la metodología de predicción CGM para predicción y ajuste histórico en el software

Figura 2.7. Área de un modelo para un patrón irregular.



Fuente: La Autora

2.5.2 Propiedades De Los Modelos

2.5.2.1 Propiedades Petrofísicas. Las propiedades petrofísicas requeridas para cada modelo en ASIA 3.2 son: permeabilidad base, porosidad, espesor neto y saturación de agua inicial. Las tres primeras son calculadas a partir de los valores introducidos en la arena de referencia, de los pozos involucrados en el modelo. La permeabilidad base se calcula con un promedio armónico ponderado por espesor, la porosidad y el espesor neto se calculan con un promedio aritmético. La saturación de agua inicial debe introducirse para cada modelo.

La permeabilidad base es equivalente a la permeabilidad absoluta que se utiliza para multiplicar con la permeabilidad relativa y así obtener la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta se utiliza únicamente para

construir la curva de flujo fraccional, afectando el término gravitacional, y no tiene una influencia más directa en el cálculo de la recuperación de fluido.

Al incrementar el valor de saturación de agua inicial en un modelo, se incrementa el volumen de agua requerida para hacer irrupción, puesto que la razón de movilidades es más desfavorable para la fase petróleo, haciendo que se necesite una mayor cantidad de agua para conducir el petróleo hasta el pozo productor.

2.5.2.2 Propiedades De Los Fluidos. Por cada modelo se especifica: la viscosidad, densidad y factor volumétrico para las fases agua y petróleo. En cada modelo se construye una curva de flujo fraccional, así que las fases pueden tener propiedades diferenciadas. La viscosidad tiene un efecto fuerte sobre la curva de flujo fraccional, mientras que la densidad entra en el término gravitacional, de menor influencia. Las propiedades de los fluidos son uniformes en todo el proceso, dada la condición de estado estable, por lo tanto se debe escoger una presión adecuada para tomar los datos de los fluidos que se van a introducir al programa.

En ASIA 3.2 se puede simular la inyección de agua mejorada por polímero o por cualquier otro agente que haga cambiar sus características físicas, cambiando el valor de la viscosidad. Las diferencias en propiedades de los fluidos por modelo permiten simular la recuperación de petróleo de distintos yacimientos, siempre y cuando se utilicen los coeficientes adecuados de distribución vertical.

2.5.2.3 Área Transversal, Caudal Y Permeabilidades Relativas. El empleo de un área transversal y un caudal para cada uno de los modelos requeriría de la reconstrucción de la curva de flujo fraccional en el término

gravitacional para cada modelo. El caudal hace referencia a la tasa de líquido típica por arena y la velocidad de flujo típica corresponde al cociente entre el caudal y el área transversal. Por consiguiente, para no generar diferencias innecesarias entre las curvas de flujo fraccional, que añadan complejidad al análisis de causa – efecto, se promedia un solo valor de caudal y área transversal por arena, y se aplica a todo modelo que refiera dicha arena (este calculo es realizado internamente en el software). Esta velocidad típica de flujo tiene un efecto pequeño sobre la forma de la curva de flujo fraccional.

ASIA 3.2 no requiere de una tabla de permeabilidades relativas para construir la curva de flujo fraccional, sino que construye una relación analítica basada en la correlación de Hirasaki, lo cual posibilita que los cálculos de la derivada del flujo fraccional se hagan analíticamente. La correlación de Hirasaki es una relación empírica para cada fase, que se expresa como una función potencia. Las ecuaciones (11) y (12) presentan esta relación para la permeabilidad relativa del petróleo y el agua, respectivamente.

$$K_{ro} = (K_{ro})_{Swirr} \cdot \left(\frac{1 - S_w - S_{sor}}{1 - S_{or} - S_{wirr}} \right)^{EXO} \quad (11)$$

$$K_{rw} = (K_{rw})_{Sor} \cdot \left(\frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{or} - S_{wirr}} \right)^{EXW} \quad (12)$$

- S_{or} : Saturación de petróleo residual
 S_{wirr} : Saturación de agua irreducible
 $(K_{ro})_{Swirr}$: Perm. relativa al petróleo a la saturación de agua irreducible
 $(K_{rw})_{Sor}$: Perm. relativa al agua a la saturación de petróleo residual
 EXO : Exponente para la curva de K_{ro}
 EXW : Exponente para la curva de K_{rw}

Los parámetros de saturación y permeabilidad relativa finales (end – points) pueden ser extraídos directamente de un estudio de permeabilidades relativas, mientras que el exponente de la curva, que determina la curvatura, se ajusta para representar los puntos intermedios de la tabla.

Las permeabilidades relativas tienen un efecto fuerte sobre la forma de la curva de flujo fraccional, puesto que determinan, junto con la viscosidad de los fluidos, la razón de movilidades. Éstas están presentes tanto en el denominador como en el término gravitacional del numerador de la ecuación de flujo fraccional, ver ecuación (13).

Si la permeabilidad absoluta base se toma a la saturación de agua irreducible, el valor de la permeabilidad relativa a esta saturación debe ser de 1.0.

$$f_w = \frac{1 + 0.001127 \frac{kk_{ro}A}{\mu_o q_t} [-0.00694(\rho_w - \rho_o) \text{sen} \alpha]}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}} \quad (13)$$

- k : Permeabilidad absoluta, mD
- k_{ro} : Permeabilidad relativa a la fase petróleo
- A : Área transversal al flujo lineal, ft²
- μ_o : Viscosidad del petróleo, cp
- q_t : Tasa de flujo total de líquido, bbl/día
- ρ_w : Densidad del agua, lb/ft³
- ρ_o : Densidad del petróleo, lb/ft³
- α : Ángulo de inclinación medido desde el eje polar, rad
- k_{rw} : Permeabilidad relativa a la fase agua

2.5.2.4 Área Superficial Y Buzamiento. Estas variables son calculadas con base en las coordenadas X, Y y Z introducidas por arena en cada pozo. El área superficial se toma como el cuadrado de la distancia entre los pozos inyector y productor, dividido entre dos, es decir, como el área del cuadrado cuya diagonal es la línea que une los dos pozos. El área superficial viene dada, pues, por la ecuación (14).

$$A_{\text{sup}} = \frac{1}{2} [(\Delta X)^2 + (\Delta Y)^2 + (\Delta Z)^2] \quad (14)$$

El ángulo de buzamiento o inclinación del modelo con respecto a la horizontal se calcula así:

$$\alpha = \arctan \left(\frac{\Delta Z}{[(\Delta X)^2 + (\Delta Y)^2]^{1/2}} \right) \quad (15)$$

$\Delta X, \Delta Y, \Delta Z$: Diferencia en coordenadas X, Y y Z.

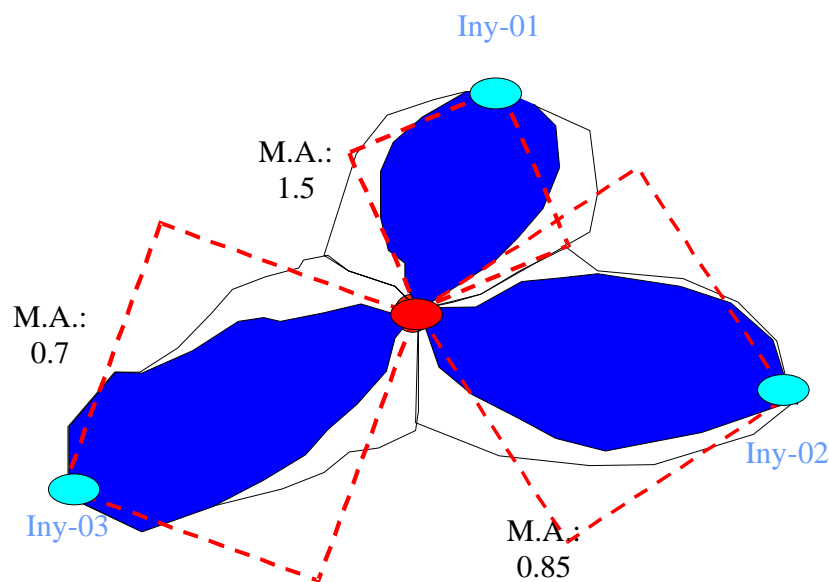
El área superficial puede ajustarse para corresponder más cercanamente al área real del modelo utilizando un factor que será discutido en la siguiente sección.

2.5.2.5 Multiplicador De Área Y Eficiencia Areal A Irrupción. Con el fin de poder aplicar las ecuaciones del método CGM desarrolladas para un patrón regular a un patrón irregular y de esta manera simular fenómenos de digitación o canalización, se introducen dos parámetros: el multiplicador de área y la eficiencia areal a irrupción.

El multiplicador de área debe estimarse con base en las características geométricas del patrón de inyección y de los pozos vecinos. Obsérvese en la

figura 2.7 el modelo señalado, para el cual el multiplicador de área es cercano a 1.0, es decir, aproximadamente igual al área del cuadrado cuya diagonal es la línea que une los pozos productor e inyector. Con base en la figura el modelo que conecta el inyector con el productor de la derecha tiene un área de drenaje menor a la del cuadrado correspondiente, por lo que debe aplicarse un multiplicador de área menor a 1.0 como se puede observar en la figura 2.8.

Figura 2.8. Relación del multiplicador de Área de un patrón irregular.



Fuente: La Autora

El multiplicador de área también puede usarse para corregir efectos de variación del espesor y la porosidad que no son apreciables, siempre y cuando se utilicen para ello los datos históricos de inyección – producción mediante la metodología del ajuste histórico.

La eficiencia areal a irrupción, para un patrón regular de cinco puntos, puede correlacionarse con la razón de movilidades. Sin embargo, es mejor utilizarla como un parámetro móvil, ya que con ella es posible simular la digitación causada por la heterogeneidad vertical en la permeabilidad o la canalización causada por heterogeneidad areal en las propiedades petrofísicas. Normalmente, la eficiencia areal también depende de la geometría del modelo, de manera que modelos más alargados tienen una probabilidad más alta de barrer mayor área al momento de irrumpir, puesto que los fluidos se desplazan muy cerca de la línea de mayor gradiente de presión, a diferencia de lo que ocurre en un modelo cercano a la forma cuadrada, o cuyo multiplicador de área sea mayor a 1.0.

En teoría, la mínima eficiencia areal para un patrón regular de cinco puntos con propiedades homogéneas debe ser del orden de 0.6, pero puede ser menor si hay alta heterogeneidad.

En todo caso, inferir estos parámetros es una tarea de muy alta incertidumbre si no se utiliza para ello la historia de inyección – producción, que puede ofrecer pistas claras sobre las arenas y los pozos que irrumpen o que influyen en el productor.

3. ASIA 3.2 - ADVANCED SYSTEM FOR INJECTION ANALYSIS

El Software ASIA 3.2 es una herramienta que permite caracterizar el sistema de inyección-producción mediante el ajuste histórico del aceite producido acumulado, el agua producida acumulada y la relación agua aceite. ASIA esta en capacidad de evaluar cuantitativamente la distribución areal y vertical de la inyección de agua en el yacimiento, a partir de la información de los reportes históricos de producción, los datos de registros de inyección, los datos petrofísicos y geológicos del yacimiento y el método analítico de predicción para procesos de inyección CGM (Craig-Geffen-Morse)

ASIA adapta la técnica de predicción CGM de manera tal que permite realizar un ajuste histórico del proceso de inyección producción, al cabo del cual es posible determinar el grado de influencia de los pozos inyectoros sobre los pozos productores en el campo y realizar una extrapolación de dicho comportamiento a fin de establecer una aproximación del límite económico de cada pozo.

El software ASIA determina el nivel de barrido de cada una de las arenas (estratos), permitiendo tomar decisiones de alto impacto en el campo como lo son el cierre de zonas, la identificación de inyección selectiva o incluso perforación de nuevos pozos.

ASIA también permite evaluar la viabilidad de pilotos de inyección en campos en los cuales aún no se ha implementado este método de recobro.

3.1 INICIO DE UN PROYECTO EN ASIA 3.2.

Para iniciar un proyecto de ASIA 3.2, haga Doble Click en el ejecutable de ASIA 3.2. Inmediatamente aparecerá una ventana de inicio que le indicará si la carga de ASIA se está efectuando correctamente.

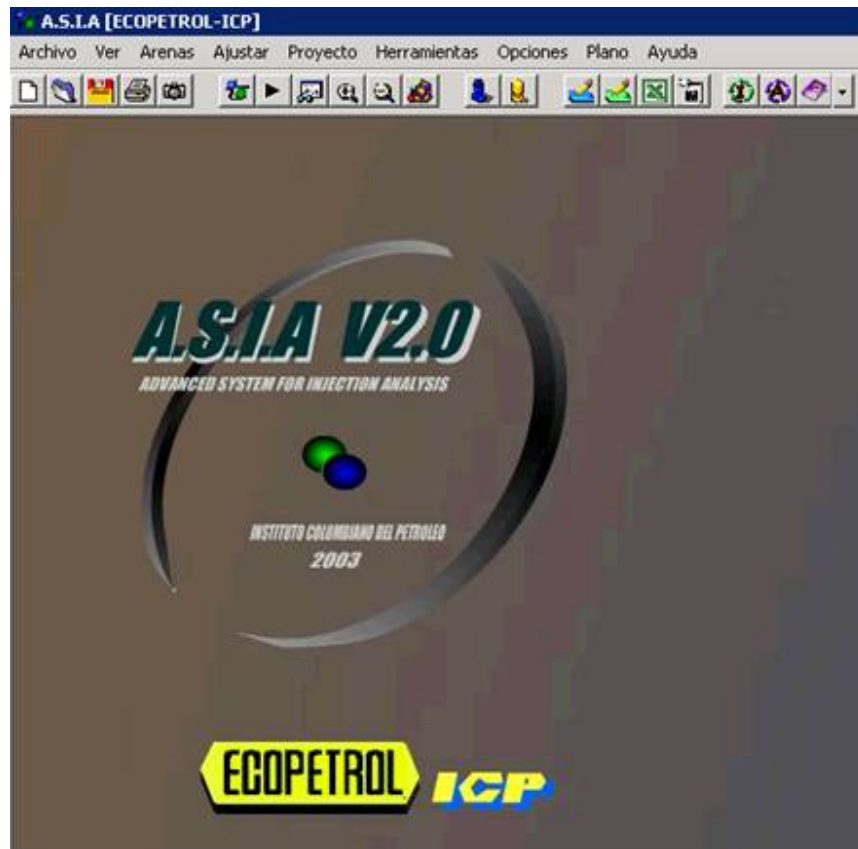
Figura 3.1. Ventana de inicio de ASIA 3.2



Fuente: Software ASIA 3.2

A continuación de la ventana de inicio se presentará la ventana principal de ASIA 3.2 desde la cual se manejan todas las opciones del programa.

Figura 3.2. Ventana principal de ASIA 3.2.



Fuente: Software ASIA 3.2

3.2 INGRESO DE POZOS

Para crear un proyecto el primer paso es el ingreso de los pozos, procedimiento que se comienza haciendo click en menú archivo, del cual se desplegará el sub menú <Agregar pozo> tal como lo indica la figura 3.3, encontrando las opciones de asistente para agregar pozo y plantilla externa.

Figura 3.3. Barra de herramientas para el ingreso de pozos.

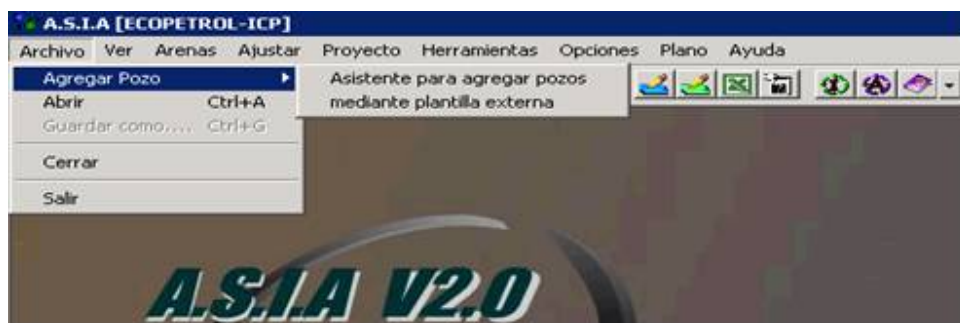


Fuente: Software ASIA 3.2

3.2.1 Ingreso de Pozos Mediante Plantilla Externa.

El primer paso es crear la plantilla de pozos con la información requerida e indicada en la figura 3.4 utilizando Microsoft Excel. Respetando tanto el orden de las columnas como las unidades especificadas, ya que ASIA 3.2 buscará la información de la plantilla en este orden

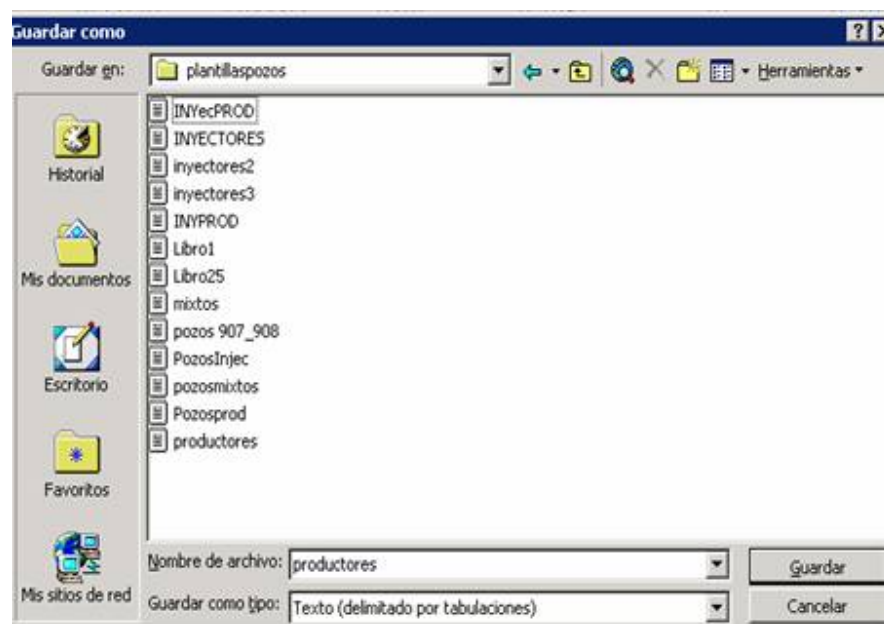
Figura 3.4. Plantilla de Pozos.



Fuente: Software ASIA 3.2

Una vez se ha construido la plantilla para el pozo es necesario salvarla el archivo como texto separado por tabulaciones, para esto se debe seleccionar en el menú archivo de Microsoft Excel la opción “Guardar como...”, tal como lo ilustra la figura 3.5.

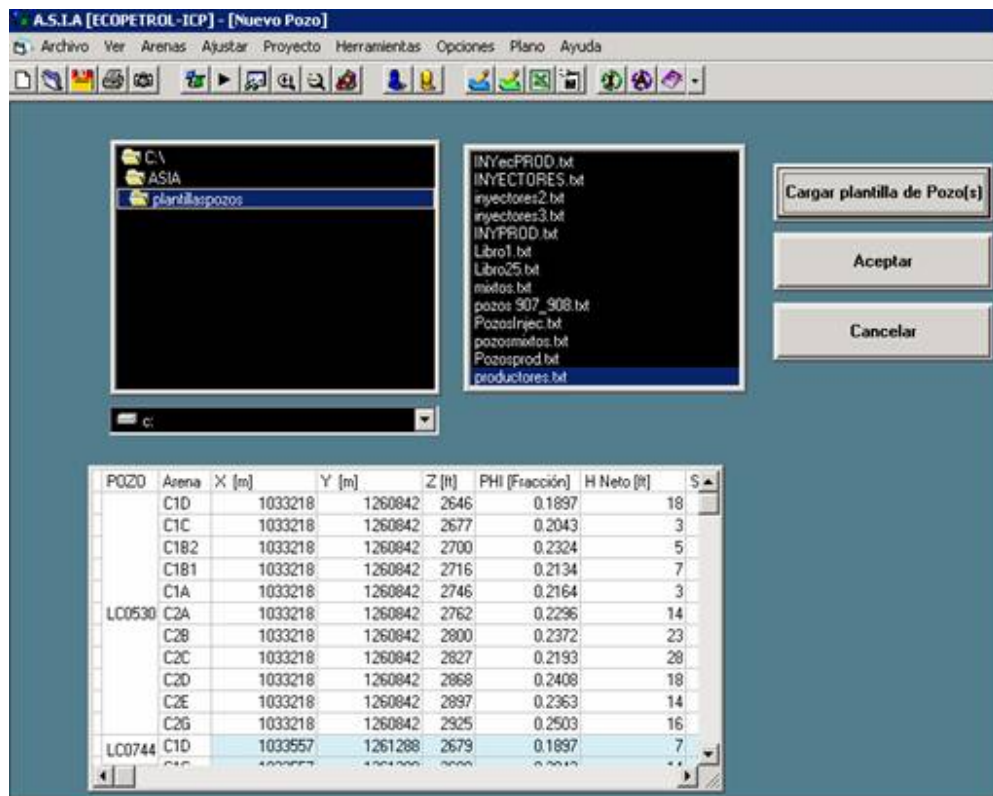
Figura 3.5. Operación para Salvar el Archivo de Texto en Microsoft Excel.



Fuente: Software ASIA 3.2

El segundo paso es elegir del sub menú <Agregar pozo> la opción <mediante plantilla externa> como lo indica la figura 3.3, donde a continuación se mostrará la ventana de carga de datos, en la cual se puede agregar uno a uno los pozos que van a hacer analizados; también puede generar una plantilla con todos los pozos y hacer una única carga de datos agilizando el proceso. Para ello se selecciona la ruta donde se encuentra el archivo, haga click en el botón <Cargar plantilla de Pozo(s)> y pulse <Aceptar>, en la misma ventana.

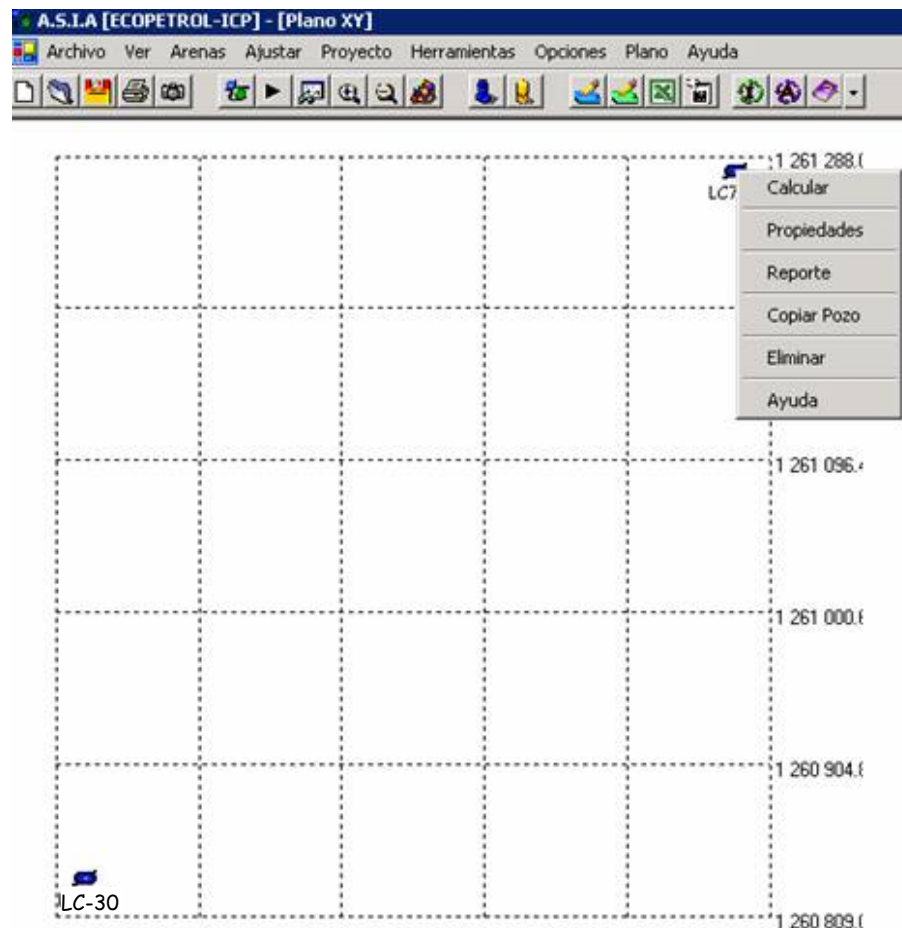
Figura 3.6. Ventana de Carga de Datos.



Fuente: Software ASIA 3.2

Esta acción finalmente hará que se muestre un plano XY sobre el cual se dibuja el pozo recién ingresado, como se observa en la figura 3.7. Es importante anotar que ASIA 3.2 dibujará inicialmente el pozo como si fuera un Inyector (circulo azul) posteriormente el usuario podrá cambiarlo a productor (circulo verde) si desea que así se comporte (Ver ventana de propiedades de los pozos).

Figura 3.7. Plano XY del proyecto.



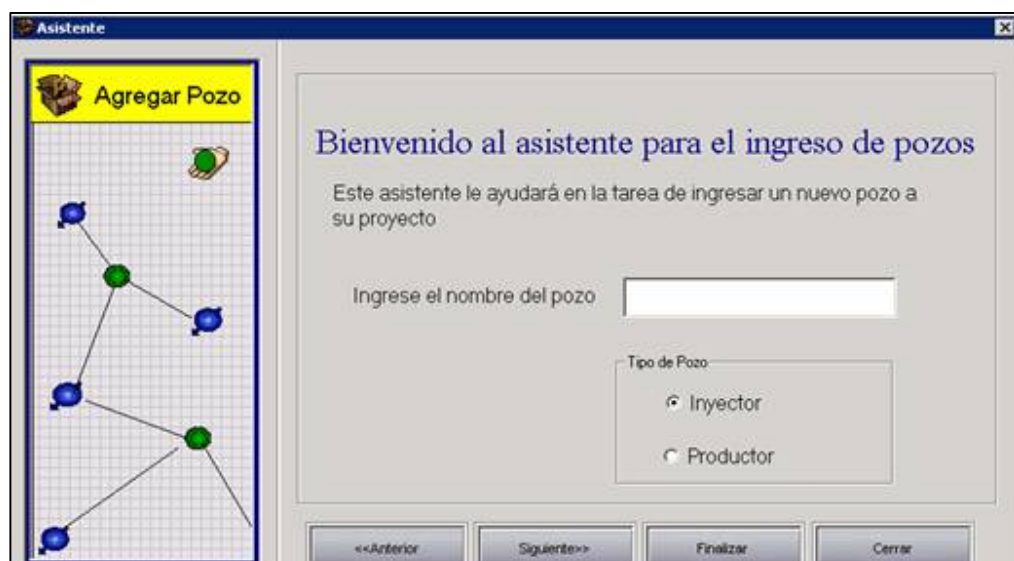
Fuente: Software ASIA 3.2

3.2.2 Ingreso de Pozos Mediante el Asistente.

El Ingreso de pozos mediante el asistente para agregar pozos es una de las herramientas internas del Software para ingresar la información de los pozos del proyecto. Esta opción se encuentra en el sub menu de archivo <Agregar Pozo>, en la opción <asistente para agregar pozo> como lo indica la figura

3.3. Al hacer click sobre la opción, se desplegará la ventana de bienvenida del asistente para el ingreso de pozos como se puede observar en la figura 3.8.

Figura 3.8. Ventana de bienvenida al asistente para el ingreso de pozos.



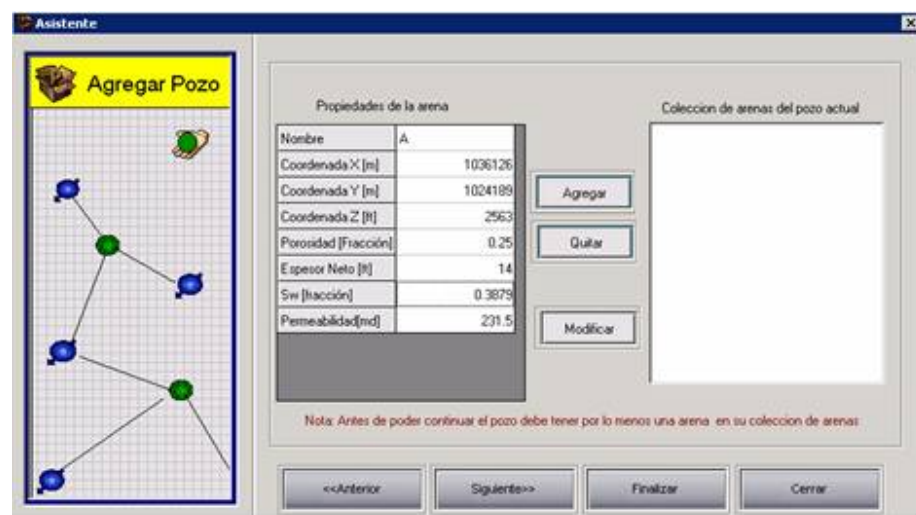
Fuente: Software ASIA 3.2

El asistente inicialmente solicitará el nombre que identifique el pozo dentro del campo. Es recomendable usar nombres cortos acompañados de un número y sin dejar espacios p.e.j para el pozo 530 del campo La Cira se utilizó “LC530” o para el pozo 16 del campo Dina Cretáceos se usó la contracción “DK-16”.

El primer paso del asistente es ingresar el nombre y definir el tipo de pozo, es decir, si va a ser un pozo productor o inyector dentro del proyecto y finalizar haciendo click en el botón <<Siguiete>>, después de esto el asistente le

solicitará en la parte izquierda la identificación y propiedades de cada una de las arenas (Ver Figura 3.9). Una vez se han agregado las propiedades de la arena se debe hacer click en el botón <<Agregar>> con lo que la arena se agregará en el listado de la derecha, que representa la colección de arenas del pozo. Es importante tener en cuenta que no se podrá continuar en el proceso si no se agrega por lo menos una arena con todas sus propiedades en el listado de la derecha. Una vez se agreguen todas las arenas se debe hacer click nuevamente en el botón <<Siguiete>>

Figura 3.9 Ventana de Ingreso de las propiedades de las arenas del pozo.

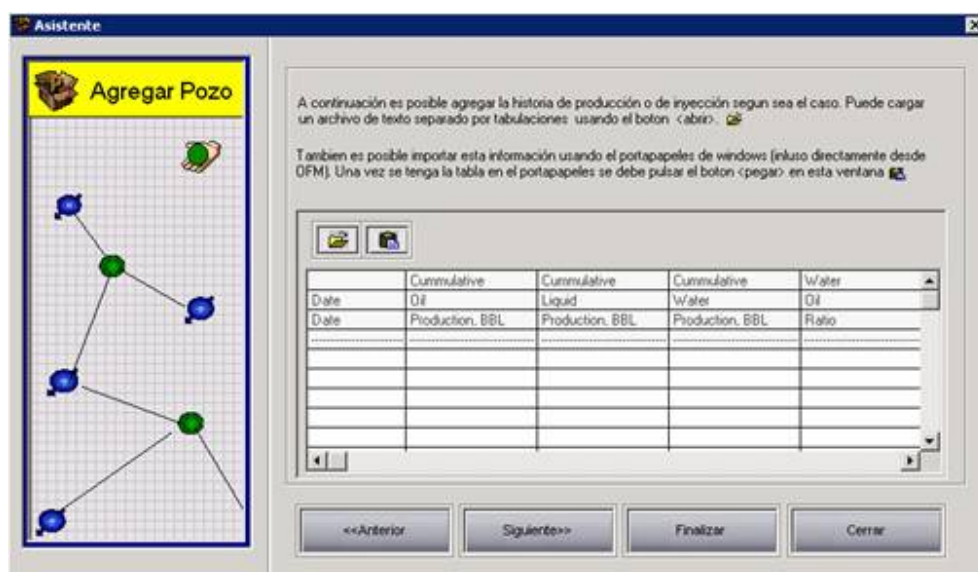


Fuente: Software ASIA 3.2



Finalmente, el asistente le pedirá que ingrese la historia de producción o de inyección dependiendo del tipo de pozo (Ver Figura 3.10). Normalmente esta información histórica se encuentra disponible en programas como Oil Field Manager (OFM) o en hojas de cálculo de Microsoft Excel, por lo que el ingreso de esta información puede hacerse bien sea cargando un archivo de texto, o usando el portapapeles de Windows, lo más importante es respetar

el orden de las columnas que solicita la tabla, es decir: primero la fecha, luego la producción de aceite acumulada, etcétera.

Figura 3.10. Ingreso de las historias de producción e inyección.




Fuente: Software ASIA 3.2

Para cargar las historias de producción o inyección que se encuentren como archivo de texto separado por tabulaciones o por espacios se hace click en el icono  para buscar la ruta de acceso al archivo y doble clic sobre el archivo, si es copiada directamente de una hoja de cálculo de Microsoft Excel, se hace click sobre la primera casilla de la tabla y después sobre el icono  para cargar la información histórica respectiva a cada uno de los pozos.

Una vez cumplidas las tres etapas del asistente, deberá hacer click en el botón <<Finalizar>>, luego de lo cual se cargará el mapa XY que ya se describió y sobre el cual se dibujara el símbolo que representa al pozo. La

única diferencia es que esta vez el icono es verde, lo que se debe a que inicialmente en el asistente se indicó que se deseaba que se comportara como productor.

3.3 VENTANA DE PROPIEDADES DE LOS POZOS

El ingreso de pozos mediante el asistente le permite decidir cuáles pozos se comportarán como pozos inyectoros y cuáles como productores, pero el ingreso mediante plantillas cargara cada uno de los pozos asumiéndolos como inyectoros por lo cual para configurar un pozo como productor haga click con el botón derecho del mouse y Haga click en el submenú <Propiedades> (Figura 3.7), o bien haciendo click en el botón  de la barra de herramientas, para seleccionar el pozo al que le desea visualizar las propiedades.

Estos procesos ilustrados son equivalentes, sin embargo, cuando seleccione el icono en la barra de herramientas aparecerá una pequeña ventana en la que el usuario deberá seleccionar el nombre del pozo para el que desea visualizar las propiedades.

La ventana de propiedades está conformada por cuatro fichas que son: pozo, arenas, modelos, distribución. La figura 3.11 muestra la ficha pozo, en la cual se establecen las propiedades inherentes al pozo y está compuesta por las siguientes partes:

1. Barra de título: Indica de cuál pozo son las propiedades que están cargadas en dicha ventana.

3. Barra de configuración Inyector – Productor: Al hacer click sobre esta barra el usuario podrá decidir si el pozo se debe comportar como inyector o como productor.
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 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 2.4, 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 6.

3.4 SALVAR Y RECUPERAR INFORMACIÓN DEL PROYECTO



Una vez se ha establecido el comportamiento de cada pozo, y por consiguiente, se han cargado las historias 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  o en el menú Archivo/Guardar como... como se ve en la figura 3.12.

Figura 3.12. Menú Archivo/Guardar como...




Fuente: Software ASIA 3.2

Cuando se ejecuta 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 está estudiando. La extensión de archivo que maneja ASIA 3.2 es “*.asia”, así que si el proyecto se llama “Proyecto Palogrande”, el programa lo registrará como “Proyecto Palogrande.asia”.

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 última edición.

3.5 CONEXIONES ENTRE POZOS

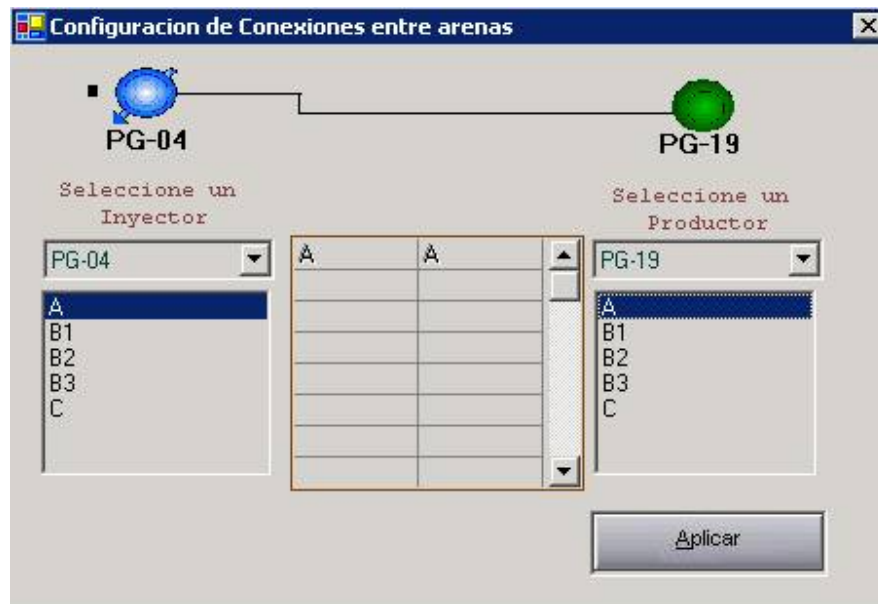
En el software ASIA 3.2 se denomina modelo a la unión de un pozo Inyector con un productor por una determinada arena y como cada pozo del proyecto está conformado por una colección de arenas, los modelos se identifican con las conexiones entre pozos si y solamente si uno de los dos es productor y el otro inyector, nunca entre productores ni tampoco entre Inyectores.

Para definir las conexiones haga clic en el icono  de la barra de herramientas para desplegar la ventana diseñada para realizar conexiones. Así mismo es posible acceder a esta opción desde el menú Proyecto/Agregar Conexión. En la figura 3.13 se puede observar la caja de dialogo que permite realizar las conexiones.

La ventana que se presenta en la figura 3.13 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 con la lista de las arenas que se actualizarán con los nombres de los pozos seleccionados.

En el caso ilustrado en la figura 3.13 se observa claramente que se ha seleccionado el pozo inyector PG-04, el cual presenta las arenas A, B1, B2, B3, y C. Además, se seleccionó el pozo productor PG-19, que tiene las mismas arenas. También se puede ver que se han seleccionado las arenas “A” de cada uno de los pozos. Finalmente el usuario debe pulsar el botón <Aplicar> para crear la conexión.

Figura 3.13. Ventana de dialogo para agregar conexiones.



Fuente: Software ASIA 3.2

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 dos nombres de modelos.

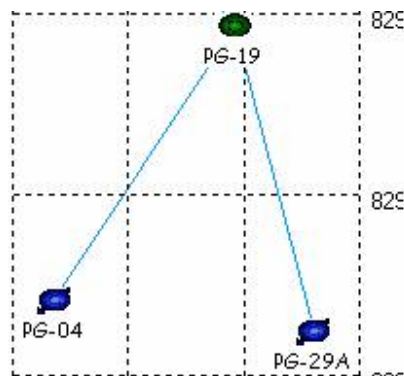
- a) PG-04/PG-19 A
- b) PG-04/PG-19 B1:B2

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 primer caso, solamente se observa el nombre de una arena, lo que significa que la conexión se da entre los dos pozos por la misma arena, mientras que

en el segundo caso se presenta unión por dos arenas diferentes, por lo que el nombre del modelo presentara los nombres de las dos arenas.

En el plano XY del proyecto se generara una línea que une al pozo productor con el inyector indicando que por lo menos hay una conexión establecida entre los pozos como se aprecia en la figura 3.14.

Figura 3.14. Identificación grafica de conexiones en el plano XY.

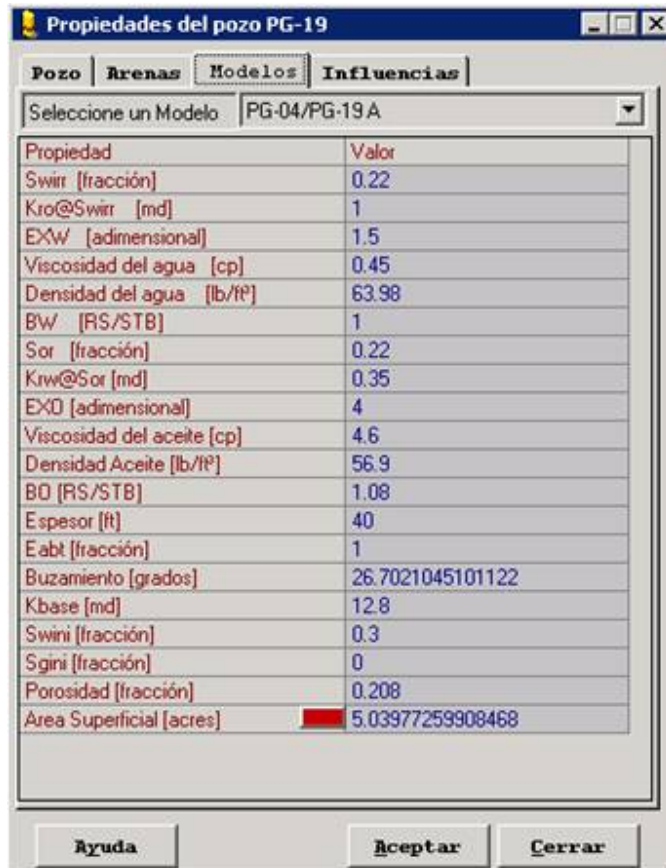


Fuente: Software ASIA 3.2

A cada uno de los modelos 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 completa y correctamente ingresadas para asegurar una ejecución satisfactoria en la ficha de modelos de la ventana de propiedades.

La figura 3.15 muestra la ficha Modelo de la ventana de propiedades, en la que se presenta la información requerida para cada uno de los modelos.

Figura 3.15. Ficha de modelos; ventana de propiedades.




Propiedad	Valor
Swirr [fracción]	0.22
Kro@Swirr [md]	1
EXW [adimensional]	1.5
Viscosidad del agua [cp]	0.45
Densidad del agua [lb/ft³]	63.98
BW [RS/STB]	1
Sor [fracción]	0.22
Krw@Sor [md]	0.35
EXD [adimensional]	4
Viscosidad del aceite [cp]	4.6
Densidad Aceite [lb/ft³]	56.9
BO [RS/STB]	1.08
Espesor [ft]	40
Eabt [fracción]	1
Buzamiento [grados]	26.7021045101122
Kbase [md]	12.8
Swini [fracción]	0.3
Sgini [fracción]	0
Porosidad [fracción]	0.208
Area Superficial [acres]	5.03977259908468

Fuente: Software ASIA 3.2

En la ficha de modelos se observan 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. Los demás datos deben ingresarse manualmente y corresponden a información que debe investigarse previamente.

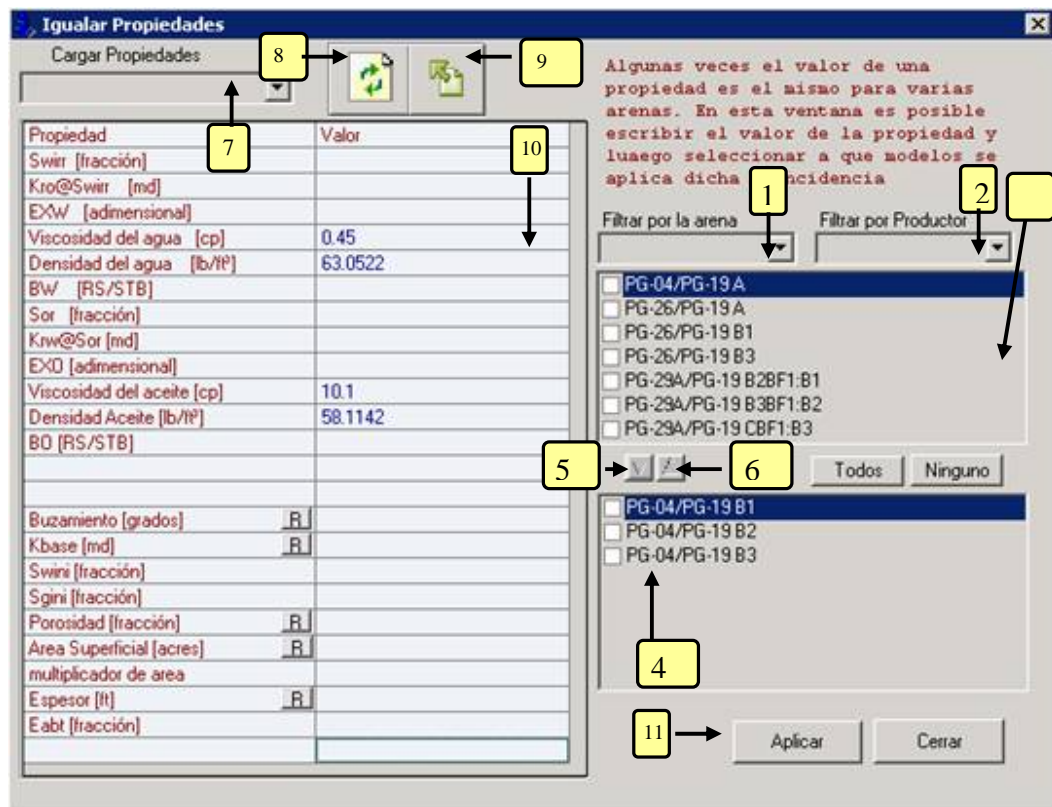
A medida que se ingresan datos es necesario ejecutar regularmente la operación de guardar para que la información quede correctamente salvada. En el eventual caso que se presente un incidente como un fallo de energía o un bloqueo en el equipo, sólo se podrá recuperar el estado del proyecto en la última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

Cabe aclarar que la tabla que muestra la figura 3.15 es propia del modelo que se encuentra especificado en la parte superior de la misma, en este caso PG-04/PG-19 A. Es decir, si en un proyecto como el ilustrado en la figura 3.14 cada inyector afecta al productor, por ejemplo, en cuatro diferentes arenas, entonces se tendrían ocho 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 3.2 proporciona una ventana que puede facilitar en algún grado esta labor, y a la cual se tiene acceso desde el menú Arenas/Configurar Arenas o por el icono configurara arenas  de la barra de herramientas.

En la figura 3.16 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.

Figura 3.16. Ventana de Configuración de arenas.



Fuente: Software ASIA 3.2

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 3.16 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 11 en la figura), para que dichos valores queden correctamente asignados a los patrones seleccionados, en este caso PG-04/PG-19 B1, PG-04/PG-19 B2 y PG-04/PG-19 B3.

La función de las persianas numeradas como 1 y 2 en el gráfico 3.16, 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 esto seleccione un modelo en la persiana superior y a continuación pulse el botón actualizar (numeral 8 en el gráfico).

Para finalizar se aclara que cualquier cambio realizado en esta última ventana (figura 3.16), solamente se hará efectiva en el momento que se pulse el botón <Aplicar>.

3.6 INFLUENCIA DE POZOS Y DISTRIBUCIÓN VERTICAL

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 estos dos conceptos son muy importantes a la hora de realizar un ajuste.

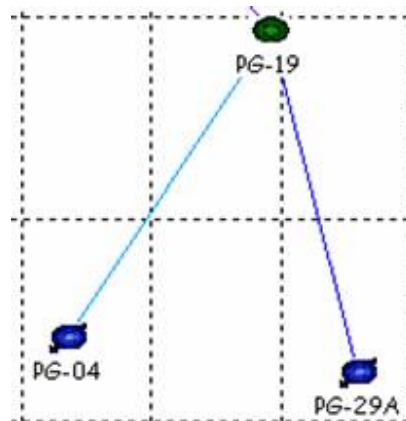
3.6.1 Influencia

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 3.2, 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 3.17 se muestra el patrón de inyección PG-19 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 presentan diferente color. Dependiendo del grado de influencia estas líneas serán más o menos claras.

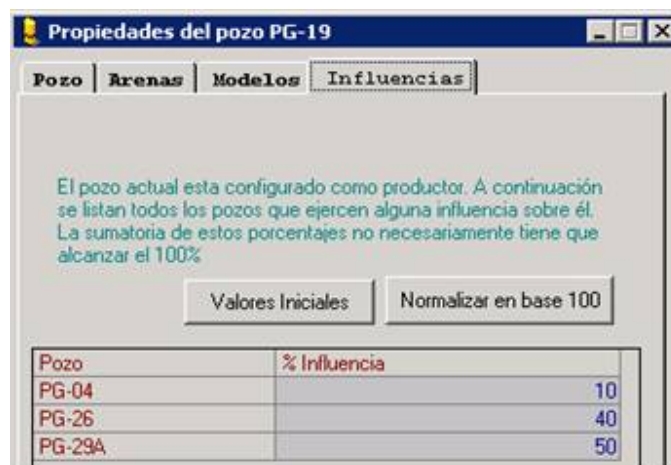
Figura 3.17. Patrón de inyección del pozo PG-19.



Fuente: Software ASIA 3.2

En la figura 3.18 se ilustra la ventana de propiedades del pozo PG-19, en la cual se observa la ficha de influencias con los valores de influencia inicialmente estimados para este patrón de inyección.

Figura 3.18. Influencias de la ventana de propiedades de un pozo productor.



Pozo	% Influencia
PG-04	10
PG-26	40
PG-29A	50

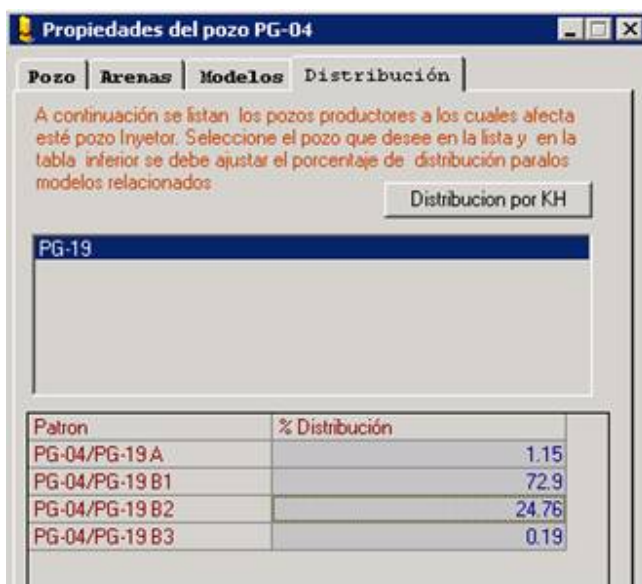
Fuente: Software ASIA 3.2

3.6.2 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.

3.6.2.1 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 3.19.

Figura 3.19. Valores de distribución vertical constante.



A continuación se listan los pozos productores a los cuales afecta este pozo inyector. Seleccione el pozo que desee en la lista y en la tabla inferior se debe ajustar el porcentaje de distribución para los modelos relacionados.

Distribucion por KH

PG-19

Patron	% Distribución
PG-04/PG-19 A	1.15
PG-04/PG-19 B1	72.9
PG-04/PG-19 B2	24.76
PG-04/PG-19 B3	0.19

Fuente: Software ASIA 3.2

En la figura 3.19 se aprecian dos listados. El listado superior muestra todos los pozos productores con los que tiene conexión (en nuestro caso sólo muestra al PG-19, ya que no se han involucrado más pozos en este ejemplo). Una vez se selecciona el productor desde el listado superior, en el inferior se mostrarán los modelos relacionados este arreglo de pozos (PG-04/PG-19), permitiendo así editar el valor de distribución, para cada modelo.

3.6.2.2 Distribución vertical variable. Como una de las innovaciones que presenta el software en esta versión, está 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 3.2, 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 B1, 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 arenas y posteriormente en el sub menú Registros de inyección, tal como lo indica la figura 3.20.

Figura 3.20. Menú de acceso a la distribución vertical variable.



Fuente: Software ASIA 3.2

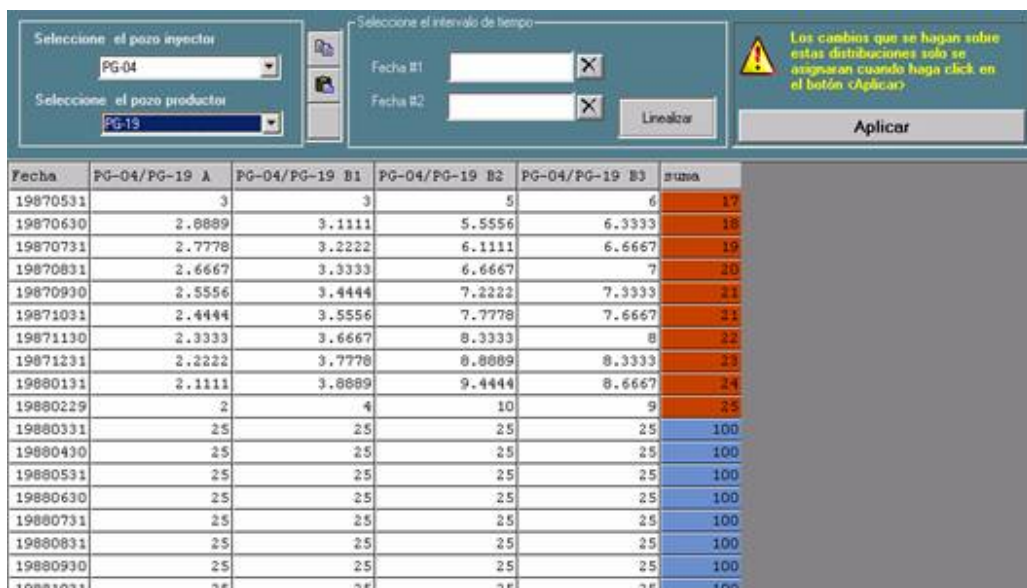
Una vez se ha hecho la selección indicada en la figura 3.20, se visualizará la ventana de edición de la distribución vertical, tal como se muestra en la siguiente figura 3.21.

Es necesario seleccionar un arreglo inyector – productor usando las listas desplegables que se observan en la parte superior izquierda de la ventana, luego de lo cual se mostrarán los modelos relacionados con su valor de 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.

Como herramienta adicional para esta ventana se presenta la posibilidad de extender un valor a varias celdas de manera semejante a como lo hace Microsoft Excel, para esto repita un valor numérico en dos celdas contiguas,

luego de esto seleccione las celdas y arrastre el mouse soltando el botón izquierdo del mouse al final del rango que se desea extender el valor.

Figura 3.21. Ventana de carga y visualización de registros ILT's.



Fecha	PG-04/PG-19 A	PG-04/PG-19 B1	PG-04/PG-19 B2	PG-04/PG-19 B3	suma
19870531	3	3	5	6	17
19870630	2.8889	3.1111	5.5556	6.3333	18
19870731	2.7778	3.2222	6.1111	6.6667	19
19870831	2.6667	3.3333	6.6667	7	20
19870930	2.5556	3.4444	7.2222	7.3333	21
19871031	2.4444	3.5556	7.7778	7.6667	21
19871130	2.3333	3.6667	8.3333	8	22
19871231	2.2222	3.7778	8.8889	8.3333	23
19880131	2.1111	3.8889	9.4444	8.6667	24
19880229	2	4	10	9	25
19880331	25	25	25	25	100
19880430	25	25	25	25	100
19880531	25	25	25	25	100
19880630	25	25	25	25	100
19880731	25	25	25	25	100
19880831	25	25	25	25	100
19880930	25	25	25	25	100
19881031	25	25	25	25	100

Fuente: Software ASIA 3.2

Otra ayuda que se presenta es la posibilidad de linealizar entre dos fechas determinadas. La necesidad de linealizar se presenta cuando no se tiene una medición por cada dato de fecha, (lo cual es muy común) por lo que en los meses intermedios entre cada medición existirá alguna incertidumbre. Para linealizar entre dos valores de distribución es necesario que se haga Doble click sobre la primera fecha (el programa la marcará con un color amarillo) igualmente para la segunda fecha, y a continuación pulse el botón <Linealizar> que se encuentra en la parte superior.

En la figura 3.22 se muestra una linealización entre 19870531 y 19880229, observe cómo las filas de las fechas indicadas se encuentran señaladas con

un color amarillo, además note la forma escalonada como se va disminuyendo el valor de distribución desde un 3% hasta un 2% para el modelo PG-04/PG-19A.

Si se desea eliminar una selección de fecha, basta con hacer click sobre los botones marcados con una “X” en la parte superior de la ventana. Es importante saber que todos los cambios sólo se harán efectivos cuando se pulse el botón <Aplicar> en la parte superior derecha de esta ventana.

Figura 3.22. Linealización entre fechas de los registros de inyección.

Fecha	PG-04/PG-19 A	PG-04/PG-19 B1	PG-04/PG-19 B2	PG-04/PG-19 B3	suma
19870531	3	3	5	6	17
19870630	2.8889	3.1111	5.5556	6.3333	18
19870731	2.7778	3.2222	6.1111	6.6667	19
19870831	2.6667	3.3333	6.6667	7	20
19870930	2.5556	3.4444	7.2222	7.3333	21
19871031	2.4444	3.5556	7.7778	7.6667	21
19871130	2.3333	3.6667	8.3333	8	22
19871231	2.2222	3.7778	8.8889	8.3333	23
19880131	2.1111	3.8889	9.4444	8.6667	24
19880229	2	4	10	9	25
19880331	25	25	25	25	100

Fuente: Software ASIA 3.2

3.7 CALCULO DE UN POZO PRODUCTOR

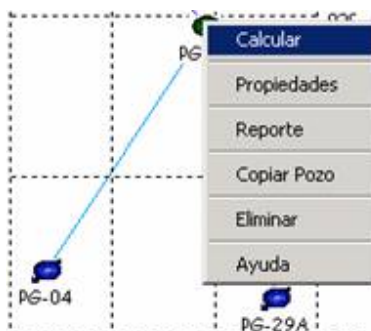
Antes de calcular un pozo se debe verificar que toda la información que se requiere, se encuentre correctamente cargada. A continuación se listan todos los ítems a verificar.

- 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 que calcule un pozo.

Para calcular un pozo productor haga click con el botón derecho del Mouse sobre el pozo de interés y a continuación seleccione la opción calcular, tal como lo indica la figura 3.23, con lo que se cargará la ventana que presenta los resultados numéricos y gráficos.

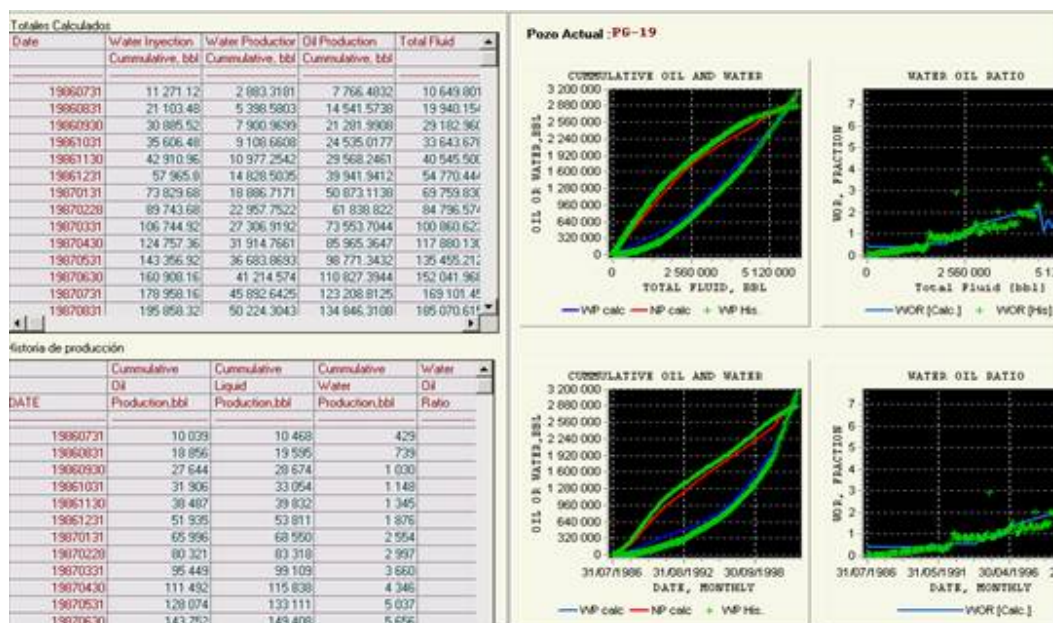
Figura 3.23. Calcular pozo.



Fuente: Software ASIA 3.2

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 3.24 se muestra los resultados del cálculo para el pozo PG-19 con los valores iniciales de influencias y distribución empleados.

Figura 3.24. Ventana de cálculos y gráficos.



Fuente: Software ASIA 3.2

3.8 AJUSTE HISTORICO

El ajuste histórico permite caracterizar el sistema de inyección – producción, procurando obtener los conjuntos de influencias, áreas de drenaje y eficiencias areales más representativos de la realidad del yacimiento. Todo esto debe circunscribirse a las limitaciones mismas del software ASIA 3.2, otorgadas por las suposiciones principales del Método de Predicción CGM (Craig–Geffen-Morse).

Los datos que se tienen para ajustar son:

- Fluidos acumulados producidos (petróleo y agua) en los pozos productores.
- Relación agua–petróleo (RAP o WOR) en los pozos productores.
- Volumen de agua inyectada, en los pozos inyectoros

Al realizar el ajuste de un pozo productor variando los parámetros de influencia, multiplicadores de área y eficiencias areales, los modelos del patrón y el fluido acumulado producido (N_p+W_p) históricamente resulta en todos los casos igual al calculado por ASIA, puesto que es con base en él que se determinan las tasas de los pozos inyectoros hacia los productores. Como consecuencia, al ajustar todos los productores de un área se observa que el volumen calculado de inyección en un inyector cualquiera es diferente al histórico.

La discrepancia entre el valor calculado y el valor histórico es un factor de análisis que puede ofrecer pistas sobre la continuidad del yacimiento, la existencia de zonas ladronas de fluido, los mecanismos de empuje, etcétera, Además de obtener los valores finales de las variables de ajuste, es posible comprobar la validez de los registros de inyección, usando para ello la distribución variable en el tiempo, en la forma como se especificó en la sección 3.6.2.2. Aparte de ello, mediante el análisis del balance de los inyectores es posible evidenciar zonas del yacimiento con mayor o menor grado de influencia de la inyección de agua en la producción de fluido, así como zonas con mayor pérdida de la inyección a regiones externas a la zona de petróleo, entre otras situaciones.

3.8.1 Variables Usadas para el Ajuste Histórico

Durante la etapa de ajuste histórico de un campo se utilizan como parámetros de control las siguientes variables:

- Los multiplicadores de área de los modelos del patrón, los cuales tienen en cuenta la irregularidad de los patrones de inyección.
- La eficiencia areal a tiempo de irrupción de los modelos del patrón, la cual tiene en cuenta qué fracción del área inicialmente considerada para el modelo es realmente barrida durante el proceso de inyección, justo antes de ocurrir la irrupción
- Los factores de influencia de los pozos inyectores, los cuales cuantifican el efecto de la inyección de agua que cada pozo tiene sobre la producción de fluidos de un productor.

3.8.2 Determinación de los Valores de las Variables

Es importante iniciar el ajuste histórico con un conjunto de parámetros que representen lo más cercanamente las características geométricas, geológicas y petrofísicas de los modelos.

Para definir los valores iniciales de los factores de influencia se recomienda evaluar las curvas de producción del pozo de interés, verificar los eventos ocurridos en el pozo y sus consecuencias en la producción, comparar las curvas de producción y las curvas de inyección de los pozos inyectoros cercanos o que podrían tener influencia sobre el pozo productor para llegar a establecer una jerarquía de la magnitud de las influencias, mas no un valor inicial cuantitativo.

Si el patrón se encuentra ubicado en una zona del yacimiento con relativa homogeneidad estructural y estratigráfica, la magnitud de las influencias debe ser proporcional a la conectividad hidráulica, que puede relacionarse con el producto permeabilidad–espesor (kh) total.

La determinación del área para un pozo ubicado cerca de una falla suele ser sencilla, puede hacerse con base en mapas estructurales de cada arena, mientras que las fronteras dinámicas son a menudo difíciles de determinar. Esta área se compara geoméricamente con el cuadrado cuya diagonal es la línea que une el inyector con el productor. La proporción aproximada resultante es una buena estimación inicial para el multiplicador de área de los modelos pertenecientes a la conexión analizada.

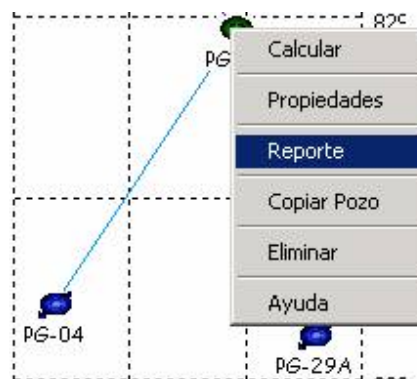
La eficiencia areal a tiempo de irrupción, representa la fracción del área inicialmente considerada para el modelo que es realmente barrida durante el

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).

3.9 REPORTES FINALES

El software ASIA 3.2 presenta dos tipos de reportes: uno para pozos productores y otro para pozos inyectores. Para acceder al balance de un pozo ya sea productor o Inyector haga click derecho sobre el icono del pozo como se observa en la figura 3.25.

Figura 3.25. Menú para ver reporte.

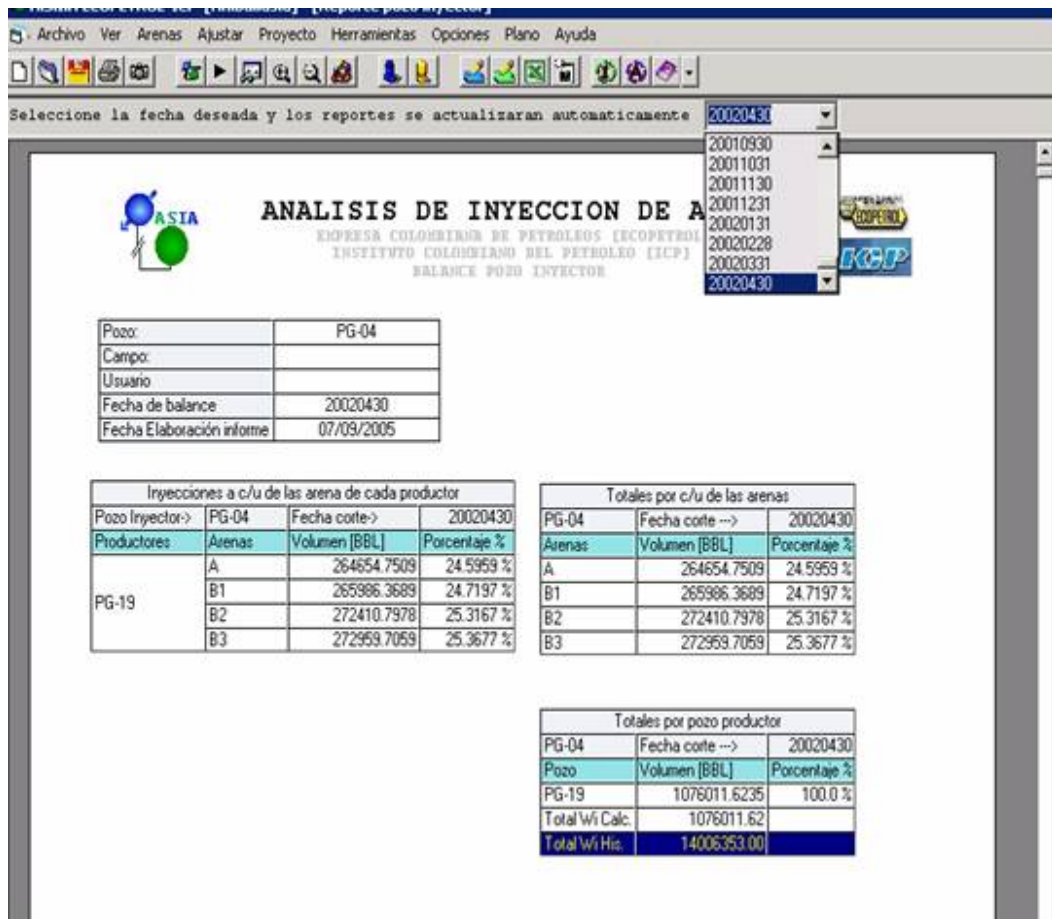


Fuente: Software ASIA 3.2


Lo importante a la hora de solicitar el informe de un pozo 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.

Tanto el reporte de producción como el de inyección se presentan actualizados hasta la última fecha a la cual se encuentran los datos históricos, pero si se necesitan a otra fecha es posible actualizarlos usando la persiana que indica la figura 3.26.

Figura 3.26. Reporte de inyección.



Seleccione la fecha deseada y los reportes se actualizaran automaticamente 20020430


ANALISIS DE INYECCION DE A
 EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS (ECOPETROL)
 INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO (ICP)
 BALANCE POZO INYECTOR



Pozo:	PG-04
Campo:	
Usuario:	
Fecha de balance:	20020430
Fecha Elaboración informe:	07/09/2005

Inyecciones a c/u de las arena de cada productor			
Pozo Inyector->	PG-04	Fecha corte->	20020430
Productores	Arenas	Volumen [BBL]	Porcentaje %
PG-19	A	264654.7509	24.5959 %
	B1	265986.3689	24.7197 %
	B2	272410.7978	25.3167 %
	B3	272959.7059	25.3677 %

Totales por c/u de las arenas			
PG-04	Fecha corte -->	20020430	
Arenas	Volumen [BBL]	Porcentaje %	
A	264654.7509	24.5959 %	
B1	265986.3689	24.7197 %	
B2	272410.7978	25.3167 %	
B3	272959.7059	25.3677 %	

Totales por pozo productor			
PG-04	Fecha corte -->	20020430	
Pozo	Volumen [BBL]	Porcentaje %	
PG-19	1076011.6235	100.0 %	
Total Wi Calc:	1076011.62		
Total Wi His:	14006353.00		

Fuente: Software ASIA 3.2

La barra de herramientas posee un botón con el icono de la impresora , con el que se envía la imagen del reporte a la impresora. Además es posible enviar o exportar estos reportes a Microsoft Excel haciendo click en el botón  correspondiente de la barra de herramientas.

Una utilidad adicional que presenta la versión de ASIA 3.2 es la de permitir copiar información al portapapeles de Windows. Para esto es necesario hacer click con el botón derecho del mouse sobre alguna de las tablas que presentan los reportes y seleccionar la opción copiar tal como lo indica la figura 3.27.

Figura 3.27. Copiar reporte al portapapeles de Windows.

Información pozo productor discriminada por arenas [Volumen]						
Inyectores	Arenas	Oil Production Cumulative, bbl	Water Production Cumulative, bbl	Water Oil Ratio	Oil Production Rate, bbl	Water production Rate, bbl
PG-04	A		124.9814	17.01	77.5359	1 318.7854
	B1		244.3811	3.03	341.222	1 034.0044
	B2		721.9134	15.38	85.1971	1 310.5113
	B3		503.3255	29.69	45.5827	1 353.2949
PG-26	A		867.1048	6.8	2 001.179	13 613.2279
	B1		238.2045	0.38	10 482.9802	3 988.9266
	B3		504.1454	9.01	1 517.5159	13 671.6281
PG-29A	B2B1:1		612.6897	0.39	19.4381	7.5054
	B3B1:82	25 638.1909	9 916.8169	0.39	20.0178	7.7429
	CBF1:B3	24 904.0774	9 603.5988	0.39	19.4447	7.4983

Fuente: Software ASIA 3.2

Es importante aclarar que sólo basta con hacer click sobre cualquier celda y seleccionar la opción copiar para enviar la tabla completa al portapapeles, así mismo es importante decir que esta opción no copiará el formato de la tabla, por lo que le corresponderá al usuario de ASIA 3.2 darle el formato deseado.

4. PROCEDIMIENTO Y ANALISIS DEL AJUSTE HISTORICO EN ASIA 3.2

El objetivo final del ajuste histórico realizado por ASIA 3.2 es caracterizar el sistema inyección – producción del proyecto, procurando obtener los conjuntos de influencias, áreas de drenaje y eficiencias areales más representativos de la realidad del yacimiento. Para ello es necesario realizar un profundo y concienzudo estudio de la información del proyecto estimar los valores iniciales mas representativos de las variables y que faciliten el ajuste del modelo.

El ajuste histórico además de permitir obtener los valores finales de las variables de ajuste, hace posible comprobar la validez de los registros de inyección, usados en la distribución variable con el tiempo. Aparte de ello, facilita la realización de un análisis del balance de los inyectores para así evidenciar las zonas del yacimiento con mayor o menor grado de influencia de inyección de agua en la producción de fluido, así como las zonas con mayor pérdida de inyección hacia regiones externas a las zonas de petróleo.

En este capítulo se presenta la realización de un ajuste desde el conocimiento de causa–efecto, la utilización de las herramientas del menú “Ajuste” para obtener un *match* fino, la validación del ajuste obtenido con referencia a los pozos productores y cómo interpretar los resultados del balance de un pozo inyector.

4.1 ESTUDIO PREVIO DE LA INFORMACIÓN DEL CAMPO

El primer paso que se debe seguir para la realización del ajuste es la definición de los valores iniciales a emplear en las variables de ajuste. Para ello se requiere del estudio organizado y exhaustivo de toda la información recopilada sobre el yacimiento y los pozos que se van a trabajar en el proyecto para identificar y seleccionar los valores más representativos de las variables de ajuste y su posible variación.

Entre la información a recopilar se encuentra la caracterización de propiedades petrofísicas del yacimiento, las historias de inyección producción, los registros de inyección (trazadores), y los eventos de reacondicionamiento de cada uno de los pozos del campo. Esto con el objetivo de visualizar en forma global el comportamiento del yacimiento, identificar las zonas productoras con mejores propiedades petrofísicas, los aislamientos de zonas, los periodos de inactividad de los pozos, los cambios de estado de los pozos (productor a inyector o viceversa), el porcentaje de inyección de las arenas y validar en forma cualitativa la influencia entre pozos a partir de las curvas de producción e inyección de los pozos, y del conocimiento causa-efecto del proceso de recobro secundario del campo.

La información acerca de las historias de producción e inyección se puede localizar en bases de datos corporativas como OFM y DSS previamente validadas a partir de las formas 9 y 20 de producción e inyección respectivamente. Los eventos de reacondicionamiento así como los estados mecánicos de los pozos, se consignan en bases de datos como DIMS-DFW y PROFILE y se soportan en las historias físicas de ingeniería y producción de los pozos. Las propiedades petrofísicas del yacimiento se obtienen de la

interpretación de registros de pozos y modelamiento geoestadístico a partir de aplicaciones como Geographix-Discovery y Heresim respectivamente.

4.2 PROCEDIMIENTO DE AJUSTE HISTORICO

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 3.2, 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. Por consiguiente, se debe dar prioridad al ajuste de las magnitudes y tendencias de la relación agua–petróleo.

Un buen ajuste de la curva de WOR, debe representar satisfactoriamente las tendencias de ascenso y disminución históricas causadas por irrupciones o por cambios en la inyectividad de los pozos o de las arenas.

Otro punto importante es que la diferencia en el acumulado de petróleo producido con respecto al histórico no sea muy grande en ningún sector de la historia, pues en algunas ocasiones, pequeñas variaciones de WOR pueden causar desajustes serios en el acumulado de petróleo, lo cual disminuye la calidad del ajuste. De esta forma, se recomienda seguir una metodología de ajuste que trate de minimizar el error de la curva de WOR, conservando en un nivel bajo el error del acumulado de petróleo.

La magnitud del error absoluto promedio 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 3.2. Es típico, dado que se trata de una curva monótonamente creciente, que el error absoluto del petróleo acumulado sea menor que el error absoluto del WOR, que puede presentar incrementos o disminuciones, con frecuencia abruptos.

4.2.1 Valores Iniciales De Las Variables De Ajuste

El estudio cualitativo inicial de las influencias, multiplicadores de área y eficiencias areales a irrupción, debe ser realizado aplicando toda la información que se tenga sobre los pozos y el yacimiento siendo este el paso mas importante del ajuste histórico, porque obtener una inclinación acertada de los valores iniciales facilitará el procedimiento de ajuste y posterior modificación de estos parámetros.

A continuación se presentara una guía para el cálculo de cada una de estas variables de ajuste.

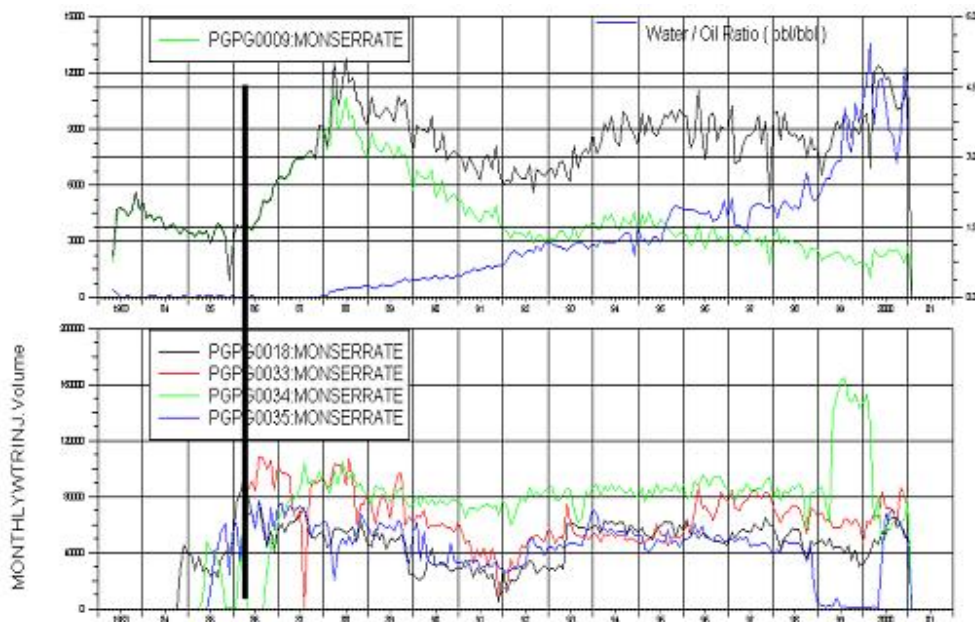
4.2.1.1 Factores De Influencia. Para definir los valores iniciales de los factores de influencia se recomienda el procedimiento descrito a continuación en el cual se evalúan las curvas de producción e inyección de los pozos permitiendo establecer una jerarquía de la magnitud de las influencias y la identificación de los patrones y modelos de proceso de inyección-producción que se van a ajustar en el proyecto.

1. Evaluar las curvas de producción del pozo de interés junto con los eventos históricos más representativos del mismo para explorar las

tendencias del comportamiento histórico de causa efecto, verificando las consecuencias y variaciones de producción ocasionadas por los eventos ocurridos en el pozo productor, con el fin de no confundirlas con los efectos de la inyección.

2. Comparar las curvas de producción y las curvas de inyección de los pozos inyectoros cercanos u otros que podrían tener influencia sobre el pozo productor que está siendo analizado. En esta etapa del procedimiento es posible descartar los inyectoros que sin duda no afectan apreciablemente al productor en estudio, permitiendo centrar la atención en los inyectoros que muy seguramente influyen el pozo productor. Una ilustración de este paso se aprecia en la figura 4.1.

Figura 4.1. Identificación de la causa - efecto del pozo productor e influencia de los inyectoros.



Fuente: ASIA 2.0 User HB_Corr

En la figura 4.1 se puede observar que en la parte inferior la tasa de inyección de cuatro pozos cercanos al productor y en la parte superior, las tasas de fluido total, petróleo y WOR del pozo productor del patrón. La línea negra indica un incremento sostenido de la tasa de producción total que coincide con el inicio de la inyección del pozo señalado en rojo.

3. Analizar la información concerniente con la inyektividad de cada pozo inyector seleccionado para conformar el patrón. Esto es posible empleando herramientas como diagramas de Hall, que permiten visualizar la presencia de daño en los alrededores del pozo, el grado de fracturamiento o la presencia de zonas ladronas que causan que el agua se dirija fuera del yacimiento.
4. Realizar un conteo del número de eventos de cada inyector que afectan en forma leve, moderada o fuerte la producción de fluido del patrón; como disminución del caudal de inyección, arenamiento, aislamiento de arenas, etc.

Teniendo en cuenta todas estas herramientas es posible establecer una jerarquía de la influencia de los pozos inyectores sobre los productores, que puede llevarse cuantitativamente a valores coherentes y más convenientes para iniciar el proceso de ajuste.

Los eventos de los pozos nos permitirán identificar la continuidad y discontinuidad de las arenas o capas por modelo y cuales de ellas se encuentran perforadas, cerradas o han sido aisladas.

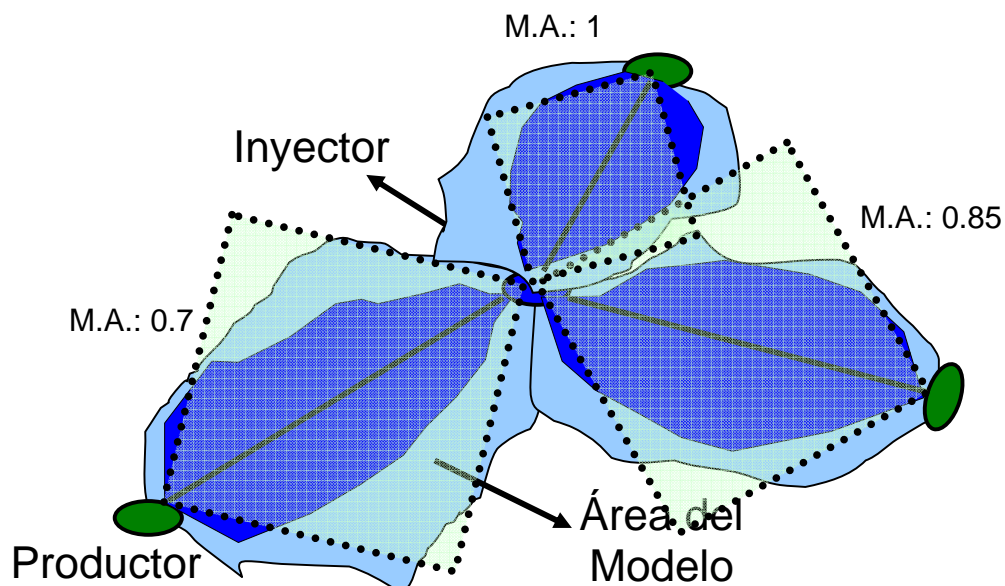
Si el patrón se encuentra ubicado en una zona del yacimiento con relativa homogeneidad estructural y estratigráfica, la magnitud de las influencias puede ser proporcional a:

- El inverso de la distancia al pozo productor.
- La conectividad hidráulica, que puede relacionarse con el producto permeabilidad–espesor (kh) total.
- La densidad de inyectores vecinos cerca del inyector de referencia, en comparación con la misma en los otros pozos del patrón.

4.2.1.2 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. La determinación del área para un pozo ubicado cerca de una falla suele ser sencilla, puede hacerse con base en mapas estructurales de cada arena, mientras que las fronteras dinámicas son a menudo muy difíciles de determinar.

En ASIA 3.2 esta área se compara geométricamente con un cuadrado cuya diagonal es la línea que une el inyector con el productor. La proporción aproximada resultante es una buena estimación inicial para el multiplicador de área de los modelos pertenecientes a la conexión analizada, el multiplicador de área puede ser estimado como se muestra en la figura 4.2.

Figura 4.2. Valores aproximados de los Multiplicadores de área según el área del modelo.



Fuente: La Autora

Para cada uno de los modelos por arena de un mismo patrón del yacimiento (PG-04/PG-19), se puede suponer inicialmente una homogeneidad estructural y estratigráfica, basada en un valor inicial del área de drenaje que se espera tenga el patrón en un dibujo como el de la figura 4.2. De nuevo, comparando las áreas resultantes con la del cuadrado de multiplicador de área unitario, se puede estimar un factor de área inicial para cada uno de los modelos de la conexión bajo análisis.

A menos que haya indicios de lo contrario, es recomendable asignar el mismo valor a todos los multiplicadores de área pertenecientes a una conexión. Uno de estos indicios puede ser el hecho de que una de las arenas presentes en una conexión no se encuentre en una conexión vecina,

lo cual hace sensato que el multiplicador de área de esta arena sea mayor que el de las otras arenas de la conexión.

4.2.1.3 Eficiencias Areeles 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).

Existen correlaciones para hallar la eficiencia areal a tiempo de irrupción, desarrolladas para patrones con geometría regular. Conociendo la relación de movilidades, dada por las viscosidades y las permeabilidades relativas, y usando una correlación para un patrón de cinco puntos, es posible obtener una estimación inicial para esta variable, teniendo presente que este valor se ve afectado por lo siguiente:

- Permeabilidad direccional. Si la línea que une el inyector con el productor está alineada con la dirección de mayor permeabilidad en un yacimiento anisotrópico, la irrupción ocurrirá más temprano de lo esperado y la E_{Abt} sería menor. Si está en dirección perpendicular, se esperará un mejor barrido.
- Heterogeneidad vertical dentro de la misma unidad de flujo. Las láminas o sub-estratos de los que se compone la arena pueden presentar propiedades petrofísicas diferenciadas, y donde esta heterogeneidad sea más pronunciada, se espera un barrido menos eficiente al llegar la irrupción de los primeros estratos.

- Heterogeneidad areal. Si hay caminos preferenciales de flujo, particularmente en la misma dirección de la conexión, se esperaría que la eficiencia areal disminuya.

- Buzamiento. Se espera que tengan mejor eficiencia areal aquellas conexiones en donde el agua inyectada se desplace en contra de la gravedad.

Todas estas correlaciones pueden ser analizadas con la utilización de mapas de $k \cdot h$ que permitirán identificar la heterogeneidad areal, vertical y permeabilidad vertical de cada una de las arenas o capas del yacimiento.

4.2.2 Procedimiento Del Ajuste De Las Variables

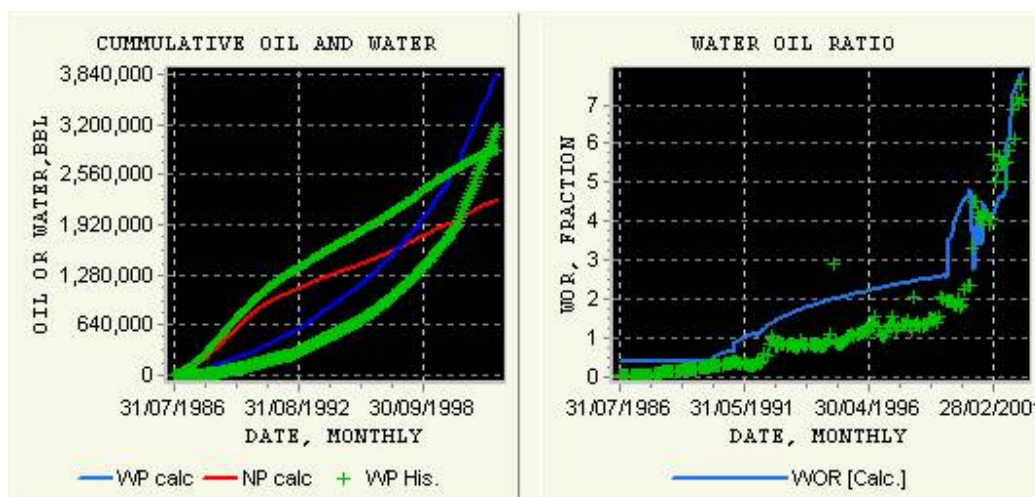
Al calcular el pozo productor una vez introducidos los valores iniciales de las variables de ajuste, pueden presentarse desajustes de diversa índole, que deben atacarse con movimientos específicos. Se exponen dos casos:

4.2.2.1 Acumulado De Petróleo Calculado Siempre, Muy Por Encima o Por Debajo Del Acumulado Histórico. Este caso se ilustra en la figura 4.3. Cuando esto ocurre hay una diferencia marcada entre el área real del patrón de inyección y el área asignada mediante los multiplicadores iniciales. Si el petróleo calculado es muy alto en comparación con el histórico, los multiplicadores utilizados para los modelos han sido sobrestimados. En caso contrario, los factores de área introducidos están subestimados. Por ello, se debe hacer el movimiento correspondiente,

escogiendo la conexión a la cual le modificará dichos factores, revisando que conexión poseen un valor de área muy alto o bajo y la necesidad respectiva de disminuir o aumentar la variable. Se recomienda variar todos los multiplicadores de área de una conexión en la misma proporción. El usuario puede auxiliarse de la herramienta que identifica las fechas de irrupción, para observar cuáles inyectores proporcionan el mayor desajuste y así hacer el movimiento más fuerte en ellos.

También existe la probabilidad de que falte o sobre un pozo en el patrón de inyección, que este impidiendo el ajustar. Esto puede confirmarse variando los valores de las influencias para descartar la posibilidad de que este sea el motivo de la inconsistencia del ajuste.

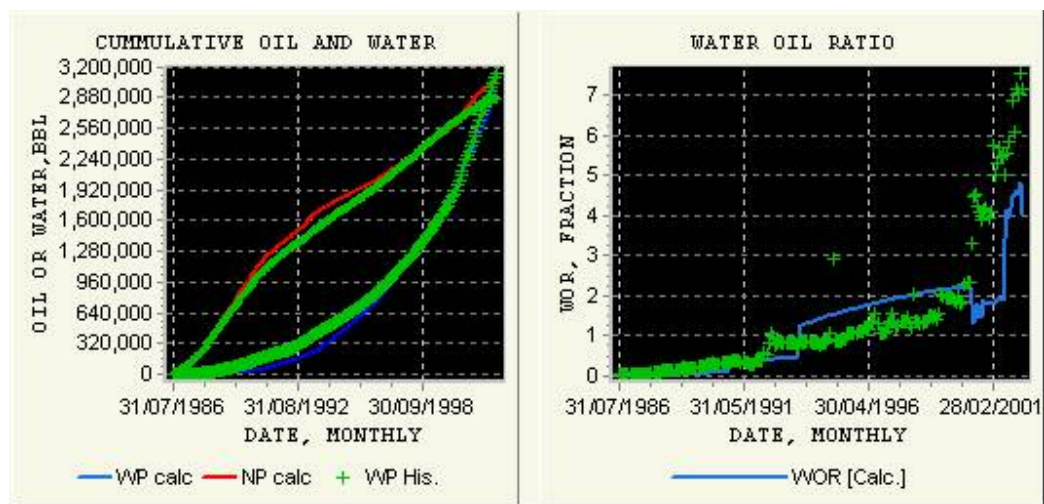
Figura 4.3. Acumulado del petróleo calculado siempre por debajo del histórico



Fuente: Software ASIA 3.2.

4.2.2.2 Acumulado De Petróleo Calculado No Siempre Mayor o Menor Que El Acumulado Histórico, Con Tendencias del WOR Histórico Pobremente Representadas por La Curva Calculada. Este caso se ilustra en la figura 4.4. Esto pasa, probablemente cuando el valor total del área asignada al patrón se acerca al área total real, pero es preciso hacer movimientos sucesivos en multiplicadores de área e influencia por modelo es decir por capa o zona, dependiendo del caso que se este trabajando, que permitan representar mejor la curva.

Figura 4.4. Acumulado del petróleo calculado no siempre por encima.



Fuente: Software ASIA 3.2.

Se recomienda que inicialmente se varíen las influencias, extremando sus valores, es decir, aumentando la mayor influencia y disminuyendo la menor, con el fin de observar el efecto sobre las tendencias de la curva de WOR. Si aún así siguen sin ser bien representadas, debe probarse cambiando el

orden de las influencias. Una vez se tenga un conjunto de influencias que modele de forma mas aceptable los altibajos de la curva, se puede recurrir a la herramienta de fechas de irrupción y los cambios de inyectividad por pozo o arena para realizar modificaciones de los multiplicadores de área por arena con esta información.

El objetivo de estos primeros movimientos es llevar el ajuste a un punto tal que las magnitudes de la curva de WOR calculado se aproximen a la de la curva histórica, al tiempo que se acerquen los acumulados.

En movimientos posteriores, el objetivo será tratar de ubicar las irrupciones en las fechas que se consideren adecuadas. Esto se debe hacer buscando combinaciones eficientes de todas las variables de ajuste. Se recomienda mover las eficiencias areales a irrupción cuando el ajuste sea relativamente bueno. Una vez se tenga definido un rango más probable para las variables de ajuste que modelen el comportamiento histórico, el usuario puede hacer un adecuado uso de las ayudas que ofrece el menú “Ajustar” del software ASIA 3.2.

4.2.3 Efecto de Las Variables Sobre el Ajuste de La Curva

Todas las variables de ajuste están interrelacionadas, pero algunas tienen efectos más marcados que otras sobre ciertos rasgos de la curva calculada de WOR o acumulados. Enseguida se especifican dichos efectos.

- Los factores de influencia, en la mayoría de los casos tienen un efecto más fuerte sobre la curva de WOR que sobre la curva de acumulados. Pueden adelantar o retrasar una irrupción, dado que

para alcanzar la irrupción se necesita inyectar una cantidad de agua igual a Wibt, la cual se obtendrá más rápidamente si la influencia del inyector es alta. El efecto más grande de los factores de influencia se nota en aquellos altibajos de WOR que son causados por cambios en la inyectividad de los pozos.

- Los multiplicadores de área tienen una injerencia más directa sobre el acumulado de petróleo, pues dictaminan el volumen disponible para desplazar hidrocarburos, que, después de hacer irrupción, será arrastrado a una tasa mucho más lenta. Como normalmente gran parte del hidrocarburo móvil es recuperado en los primeros años de la inyección, la magnitud del área se puede relacionar directamente con la magnitud del petróleo acumulado. La curva de WOR puede cambiar al modificar un multiplicador de área. Si se disminuye el multiplicador, el WOR en el tiempo posterior a la irrupción es más alto, y si se aumenta el área, el WOR será menor.

- La eficiencia areal a tiempo de irrupción no tiene mucha incidencia cuando la historia de producción a ajustar es lo suficientemente extensa como para que la mayoría de las arenas de más peso en el patrón hayan irrumpido y alcanzado la máxima eficiencia areal. Tiende a disminuir la pendiente de incremento del WOR post-irrupción si se disminuye su valor. Esto causa un efecto secundario en la curva de acumulados, en el caso anterior, a aumentar el petróleo, perceptible en la medida en que el modelo aporte al caudal total.

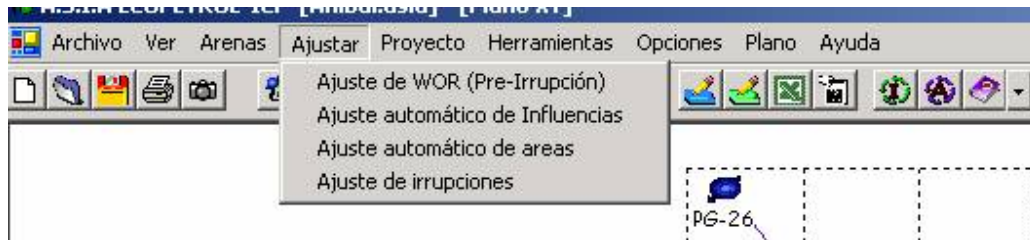
4.2.4 Herramientas de Ajuste de ASIA 3.2

Una vez se adquieran parámetros de ajuste lo suficientemente apropiados como para representar a grandes rasgos las tendencias del comportamiento histórico, es necesario centrar la atención sobre cambios más detallados, más locales en el tiempo, que en la mayoría de los casos, pueden llevar a conclusiones interesantes para la caracterización del sistema inyección–producción.

Este proceso de afinamiento puede llevar gran cantidad de trabajo, puesto que se requiere revisar información a un mayor nivel de detalle concerniente con los eventos, los perfiles de inyección, las propiedades petrofísicas, entre otras fuentes de información. Dada la fuerte interrelación de las variables de ajuste, que convierte al proceso de *match* histórico en una sucesión de ciclos de movimientos de influencias, multiplicadores de área y eficiencias areales en pasos pequeños, con aproximación lenta a un ajuste consistente, es necesario utilizar ayudas numéricas que reduzcan al mínimo el tiempo de prueba y error, dejando más tiempo para el análisis de los factores que afectan el comportamiento de las curvas calculadas con ASIA 3.2.

El menú “Ajustar” (Figura 4.5) provee algunas herramientas numéricas y analíticas que auxilian al usuario en la tarea de afinar el ajuste, con el fin de poder explorar varios escenarios y seleccionar al final el que mejor se adapte a las características esperadas para el patrón, o que siga las tendencias de la zona o del campo, estas herramientas se emplean después de calcular un pozo productor, mientras este abierta la ventana de cálculos y graficas. A continuación se explica cómo dar un apropiado uso a estas herramientas, con fundamentos en los procedimientos que utilizan.

Figura 4.5. Herramientas de ajuste automático de ASIA; Menú “Ajustar”



Fuente: Software ASIA 3.2.

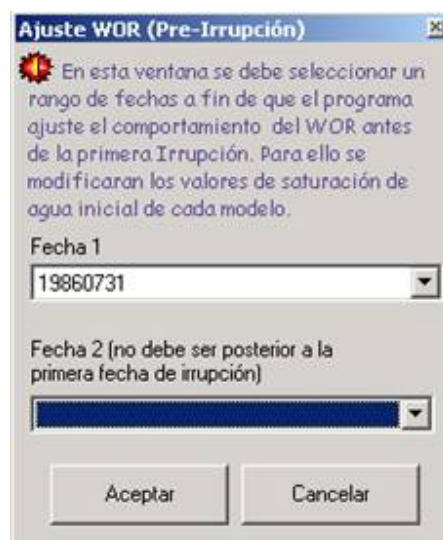
4.2.4.1 Ajuste de WOR Pre-Irrupción. A pesar de que la saturación de agua inicial de los modelos del patrón no se considera como una variable de ajuste, dado que esta información se puede obtener con base en registros u otras fuentes de información, es importante poder confrontar los valores introducidos con la respuesta de la curva de producción. La saturación de agua inicial se relaciona directamente con la relación agua–petróleo (WOR) que exhiba el pozo productor en la etapa inicial de su producción secundaria, antes de presentarse la primera irrupción. La saturación de agua de los modelos del patrón define el flujo fraccional de agua a condiciones de yacimiento, que, al utilizar los factores volumétricos apropiados, da la fracción de agua que se produce (B_{Sw}), que es fácilmente convertible a WOR, como lo sentencian las ecuaciones (16) y (17).

$$WOR = \frac{B_{Sw}}{1 - B_{Sw}} \quad (16)$$

$$B_{Sw} = f_w \frac{B_o}{B_w} \quad (17)$$

Por consiguiente, si las saturaciones de agua iniciales introducidas para los modelos no reflejan el comportamiento inicial del WOR, es posible modificarlas para hacer que el WOR inicial calculado coincida con el histórico. Utilizando la herramienta “Ajuste de WOR pre-irrupción”, ASIA 3.2 la cual desplegara una ventana que se muestra en la figura 4.6. Donde es necesario indicar el rango de fechas en el cual se desea que se efectúe el ajuste, normalmente la primera es la fecha en la que se inicia la inyección, y la segunda corresponde a una fecha antes de la primera irrupción que se puede identificar realizando una ampliación en la grafica del WOR y visualizando el primer aumento de WOR en el histórico. Esta herramienta recorre toda la colección de modelos del pozo productor y selecciona la saturación de agua inicial que ajuste el WOR promedio entre las fechas señaladas.

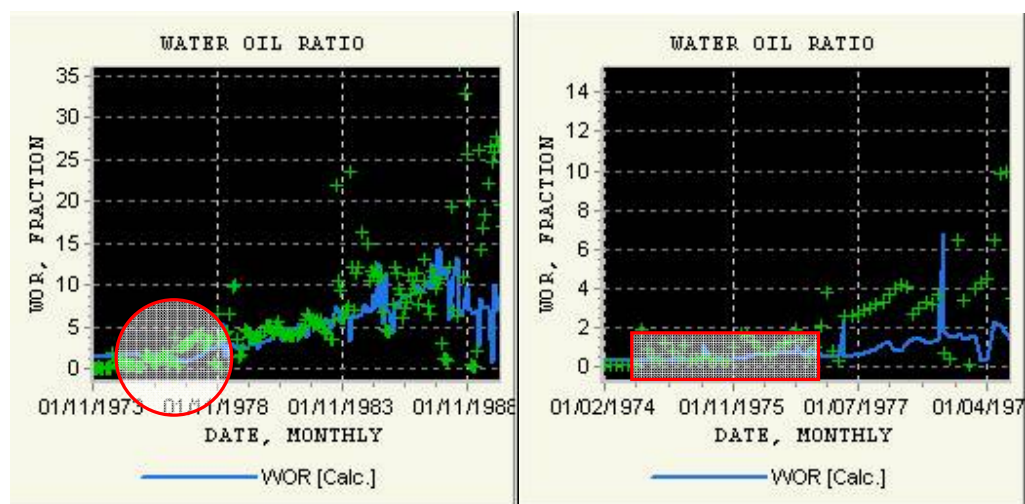
Figura 4.6. Ventana de ajuste de WOR pre-irrupción.



Fuente: Software ASIA 3.2.

La selección de la S_{wi} en cada modelo se hace mediante un algoritmo de Newton-Raphson de una sola variable, que toma el flujo fraccional de agua encontrado a partir del WOR promedio y las ecuaciones (16) y (17), y halla la raíz de la función diferencia entre el valor requerido y el valor calculado de la curva de flujo fraccional, la cual es evaluada en una saturación de agua que varía con el número de iteraciones y que se aproxima sucesivamente a la S_{wi} requerida. Dado que Newton-Raphson requiere de una buena aproximación inicial, antes se recorre la curva de flujo fraccional haciendo una búsqueda directa y escogiendo un intervalo apropiado para el método basado en gradiente. La figura 4.7 ilustra los resultados obtenidos al utilizar la herramienta de ajuste de WOR (Pre-Irrupción), muestra a la izquierda, el ajuste final sin la herramienta automática de ajuste y a la derecha, el comportamiento inicial de WOR ampliado, después de utilizar el ajuste automático observándose que el calculado esta mas cercano al real.

Figura 4.7. Gráfica de WOR después de ajuste automático de WOR.



Fuente: Software ASIA 3.2.

En el caso de que un inyector entre tarde al patrón, debe tenerse cuidado al utilizar la herramienta, pues asigna el mismo flujo fraccional inicial a todos los modelos conectados con el productor. Para este caso, se recomienda ubicar la entrada del inyector tardío y cambiar la saturación de los modelos relacionados con el mismo, de tal forma que se ajuste el WOR a la fecha de entrada tardía.

Si desde el inicio existe saturación diferenciada entre arenas, el usuario deberá cuidar de conservar dicha diferencia de saturación, ya sea variando manualmente las saturaciones o utilizando la herramienta como apoyo.

4.2.4.2 Ajuste Automático De Influencias. El grado de acercamiento a un conjunto óptimo de influencias al que el usuario puede llegar modificándolas manualmente en un tiempo razonable para verificar el ajuste con las tendencias históricas, es a menudo bajo, y se necesita de una rutina numérica que conduzca al mejor conjunto de influencias para el resto de parámetros de ajuste mantenidos constantes. La herramienta “Ajuste automático de influencias” provee esta característica.

Se trata de un algoritmo de búsqueda directa, adaptación del método de Nelder & Mead, que utiliza la búsqueda por componentes –en este caso, esto significa variar una a una las influencias–, tratando de hallar el punto de mejor ajuste, basándose para ello en una función objetivo definida como la sumatoria de las diferencias ponderadas al cuadrado entre el valor histórico y el calculado para la curva de WOR, es decir:

$$F_{Obj} = \sum_{i=1}^{ND} \left(\frac{WOR_C - WOR_H}{WOR_H} \right)^2 \quad (18)$$

ND es el número de fechas de la historia de producción secundaria. La variación de las influencias la hace en dos sentidos: aumento y disminución. Dado que para obtener el valor de la función objetivo se requiere el cálculo en repetidas veces del productor, el tiempo que tarda el proceso de ajuste de influencias es proporcional al número de modelos conectados y al número de inyectores del patrón, pudiendo tardar en procesadores de PC's convencionales entre menos de un minuto y más de diez.

Por esto, una vez se ha seleccionado esta opción de ajuste automático aparecerá un mensaje que le informará que la operación tomará algunos minutos. Debera hacer click en <Si > para iniciar el proceso, o haga click en <No> para abortar la orden. Después que se ha iniciado el proceso, ASIA 3.2 se ocupará completamente de éste, por lo que no será posible realizar ninguna otra operación dentro del programa, sólo restará esperar a que termine esta tarea.

Se recomienda utilizar esta herramienta cuando se crea se haya encontrado un conjunto de multiplicadores de área que reflejen apropiadamente los acumulados de agua y petróleo históricos.

Al finalizar el ajuste automático, es posible que, para las influencias encontradas, otro conjunto de áreas sea más representativo, pues puede disminuirse el error en la curva de WOR, pero el error en acumulado puede incrementarse. En este caso se recomienda utilizar la herramienta de ajuste de irrupciones para ubicarlas en fechas convenientes con multiplicadores de

área y eficiencias diferentes a las inicialmente planteadas, en vez de considerar un ajuste automático de áreas.

Cuando se está modificando un ajuste que se aproxima muy bien al comportamiento histórico, a menudo ocurre que una reducción en la función objetivo no implica una reducción en el error absoluto del WOR o no mejora las tendencias de dicha curva. Es importante notar que gran parte del error calculado en la función objetivo puede estar localizado en sectores específicos de la curva, normalmente al principio, cuando el WOR histórico es pequeño, como se espera de la ecuación (18). En este caso, el ajuste automático va a tender a mejorar el error mediante pequeños cambios en ese sector, y no va a priorizar el resto de la curva, que se verá desajustado.

Es necesario entonces, reconocer estos sectores de alto desajuste, y en el caso de que no se puedan modelar, realizar ajuste manual de las influencias porque si la función objetivo no representa bien a la totalidad de la curva, no se puede esperar un buen ajuste por el hecho de que disminuya la función objetivo.

4.2.4.3 Ajuste Automático De Áreas. En esta herramienta se utilizan los mismos principios de acercamiento del ajuste de influencias, pero son los multiplicadores de área las variables de ajuste en vez de las influencias.

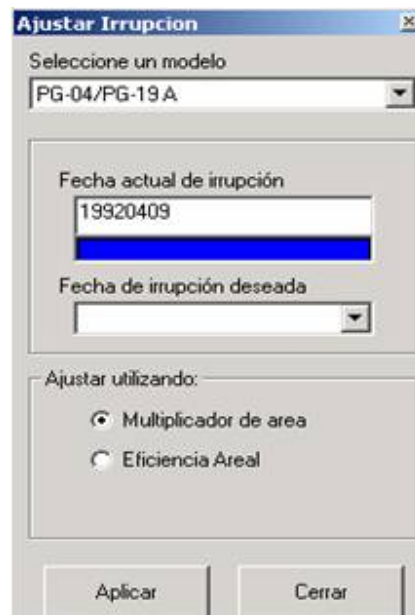
Los multiplicadores de área que pertenezcan a la misma conexión se mueven en la misma proporción, manteniendo las diferencias que tenían antes del ajuste, de tal forma que hay tantas variables de ajuste como pozos inyectores en el patrón, al igual que cuando se ajustan influencias.

Se recomienda mayor precaución al utilizar esta herramienta que con la de ajuste de influencias, puesto que estas últimas, sin importar el valor final, son convertibles a porcentaje, mientras que los multiplicadores de área, si convergen a valores muy grandes o muy pequeños, pueden dar soluciones poco realistas físicamente al problema numérico.

4.2.4.4 Ajuste De Irrupciones. El análisis de las curvas inyección–producción del patrón, puede proveer las suficientes pistas para deducir las fechas en las que se presentaron algunas de las irrupciones, especialmente las primeras, que tienen un impacto directo sobre la curva de WOR, y que generalmente corresponden a los modelos que más aportan fluido a la producción. El usuario, entonces, deseará ubicar las irrupciones calculadas lo más cercano posible en el tiempo a estas fechas estimadas, y así inferir un valor de multiplicador de área o de eficiencia areal a irrupción a partir de la respuesta de producción, y no de las observaciones de la geología y las propiedades petrofísicas.

Se sugiere que no se utilicen las influencias para ajustar las fechas de irrupción, puesto que la influencia de los inyectores tiene un mayor efecto sobre la forma general de la curva (modelamiento de pendientes, altibajos, etcétera) que sobre las irrupciones, a pesar de la dependencia entre las variables. La herramienta “Ajuste de irrupciones”, despliega una ventana en la cual posibilita la asignación automática de una eficiencia areal a irrupción o un multiplicador de área, con base en la selección del modelo y de la fecha deseada para irrupción como se puede ver en la figura 4.8.

Figura 4.8. Ventana de ajuste de irrupciones.



Fuente: Software ASIA 3.2.

Esta asignación se basa en la ecuación (1), ya que el agua inyectada a irrupción (W_{ibt}) depende directamente de la eficiencia areal a irrupción y del volumen poroso, que a su vez es proporcional al multiplicador de área.

$$W_{ibt} = \frac{V_p E_{Abt} (S_{wpbt} - S_{wini})}{B_w (1 - f_{wini})} \quad (1)$$

Si el usuario sigue la metodología de asignar el mismo multiplicador de área a todos los modelos de la misma conexión, debe especificarlo cuando, una vez calculado el valor de la variable, ASIA 3.2 presente el cuadro de diálogo correspondiente.

Es posible que el usuario asigne a todos los modelos distintos valores de multiplicadores de área y cuando ya se tengan todos los que ajustan mejor la curva, se halla un promedio para asignarles a todos los de la conexión. Si se evidencian diferencias muy fuertes entre multiplicadores de áreas, es posible emplear eficiencias areales a irrupción diferenciadas entre modelos, y si aún haciendo esto, persisten las diferencias, esto puede estar indicando que la irrupción real no es por el modelo que se supone sino por otro, o que no es necesariamente una irrupción, o que las propiedades petrofísicas como porosidad y espesor son apreciablemente diferentes a las introducidas para el análisis, o simplemente que existen razones de peso para que el área de los modelos sea diferente en la misma conexión.

4.3 ANÁLISIS DEL BALANCE EN LOS POZOS INYECTORES

Al ajustar todos los productores de un área se puede observar que en el reporte del pozo inyector el volumen calculado de inyección es diferente al histórico, y dicha discrepancia puede ofrecer pistas sobre la continuidad del yacimiento, la existencia de zonas ladronas de fluido, los mecanismos de empuje, etcétera, además de permitir verificar la consistencia de los ajustes de los pozos productores.

Si en un yacimiento o área de un campo cualquiera, cumple las suposiciones de estado estable desde el inicio de la producción secundaria, se tendrá que la suma del agua que se calcula que se dirige del inyector hacia los productores debe ser muy cercana a la inyección histórica, y en el caso de que falte agua para alcanzar el total histórico, debería interpretarse literalmente que esa cantidad de agua no se dirige a los pozos influenciados,

y que probablemente se dirige hacia otras zonas, referenciándose como agua perdida.

Al combinar el resultado del balance del inyector en ASIA 3.2, con el conocimiento de las características estructurales, estratigráficas y petrofísicas del área de estudio, se obtiene una metodología de análisis que puede llevar a asignar porcentajes de distribución areal muy representativos de la realidad, y puede orientar a la simulación de yacimientos para que represente con mayor fidelidad dichos fenómenos.

Enseguida se presenta un análisis del balance que debe cumplirse para un pozo inyector, y se compara con el balance ideal suponiendo estado estable, para comprender mejor el resultado de la discrepancia entre los valores calculado por ASIA 3.2 e histórico.

Supóngase un patrón aislado, conformado por un pozo inyector, con inyección de agua histórica acumulada I_H y un pozo productor, con producción histórica de fluidos acumulada P_H , como lo muestra la figura 4.9.

Figura 4.9. Patrón aislado, compuesto por un pozo inyector y un pozo productor



Fuente: La Autora

El agua histórica inyectada es la suma del agua que desplaza fluido en el productor, más el agua que se usó para presurizar la zona y convertir el fluido en incompresible, más el agua que se escapa del patrón:

$$I_H = I_F + I_P + I_S \quad (19)$$

A su vez, el fluido histórico producido es la suma del fluido producido por efecto de la inyección de agua y el fluido producido por otros mecanismos de recobro:

$$P_H = P_I + P_R \quad (20)$$

En este patrón de inyección aislado, se cumple que el agua inyectada para desplazar fluido en el productor es igual al fluido producido por efecto de la inyección de agua:

$$I_F = P_I \quad (21)$$

Reemplazando (21) en (19) se tiene que:

$$I_H = P_I + I_P + I_S \quad (22)$$

Despejando ahora P_I de (20) y reemplazando en (22):

$$I_H = P_H - P_R + I_P + I_S \quad (23)$$

Si se define γ como la proporción entre el fluido producido por otros mecanismos de recobro y la producción histórica, (23) se convierte en:

$$I_H = P_H (1 - \gamma) + (I_P + I_S) \quad (24)$$

Introduciendo el concepto de relación inyección – producción (RIP), como el cociente entre la inyección y la producción históricas, se tiene:

$$I_H = \frac{I_H}{RIP} (1 - \gamma) + (I_P + I_S) \quad (25)$$

Despejando de aquí el agua inyectada que presuriza la zona, más la que se pierde de ella, resulta:

$$(I_P + I_S) = I_H \left[1 - \frac{(1 - \gamma)}{RIP} \right] \quad (26)$$

Si se desea expresar el agua inyectada que no desplaza fluido en el productor como fracción del agua inyectada total, se tiene que:

$$\frac{(I_P + I_S)}{I_H} = \left[1 - \frac{(1 - \gamma)}{RIP} \right] \quad (27)$$

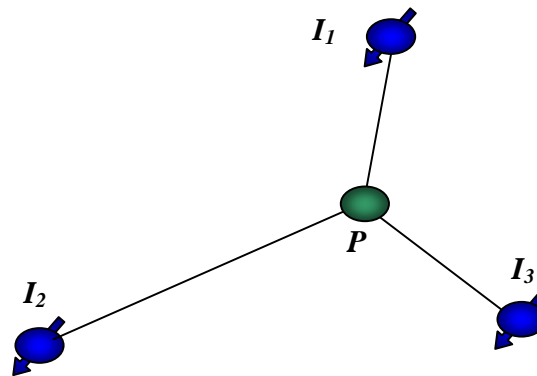
La ecuación (27) expresa que la fracción de agua inyectada que no desplaza fluido en un patrón aislado se puede estimar si se conoce la relación inyección–producción de dicho patrón y la fracción de fluido que no es producido por efecto de la inyección de agua en el patrón. Por ejemplo, si el 90% del fluido en una zona es producto de la inyección ($\gamma = 0.1$) y la RIP histórica es de 0.96, la ecuación (27) da como resultado que cerca de un 6% del agua inyectada no desplaza fluidos, sino que sale del patrón o se emplea para presurizarlo. Este ejemplo sirve para ilustrar el hecho de que a pesar de que el agua inyectada sea menor al agua producida en una zona del yacimiento, una fracción puede perderse, siempre y cuando actúen otros mecanismos de recobro que soporten la producción.

Los otros mecanismos de recobro que pueden actuar simultáneamente con la inyección de agua son el vaciamiento primario de una zona no presurizada, o el aporte de parcial de un acuífero, entre otros. Es más probable que estos mecanismos se presenten en las etapas iniciales de la recuperación secundaria, cuando el patrón aún está lejos de alcanzar un estado estable, y que a medida que se estabilice el sistema inyección – producción, el aporte de otros mecanismos se debilite y se pueda interpretar el agua no distribuida a los productores como agua que se pierde del patrón de interés.

4.4 ANÁLISIS DEL BALANCE DE INYECCIÓN EN EL POZO PRODUCTOR

ASIA 3.2 utiliza una metodología de ajuste que respeta la producción de fluido en el pozo productor, asignándoles una inyección equivalente de los pozos inyectores que le ejercen influencia. Esta asignación se hace con base en los porcentajes de influencia y las tasas históricas de inyección, fecha a fecha. Dada esta metodología, un patrón de inyección se define como un productor y los inyectores que le ejercen influencia, y no al contrario, es decir que el análisis se centra en el pozo productor como se muestra en la figura 4.10.

Figura 4.10. Patrón de inyección.



Fuente: La Autora

Al realizar el ajuste de un pozo productor variando los parámetros de los modelos del patrón, el fluido acumulado producido (N_p+W_p) históricamente resulta en todos los casos igual al calculado por ASIA, puesto que es con base en él que se determinan las tasas de los pozos inyectores hacia los productores. Como consecuencia, al ajustar todos los productores de un área se observa que el volumen calculado de inyección en un inyector cualquiera es diferente al histórico.

La distribución de la producción histórica entre los inyectores se calcula, teniendo en cuenta también la historia de inyección, y el cómo se determina la tasa de inyección por modelo, para finalmente obtener un dato calculado por ASIA 3.2, que es comparado con el dato histórico.

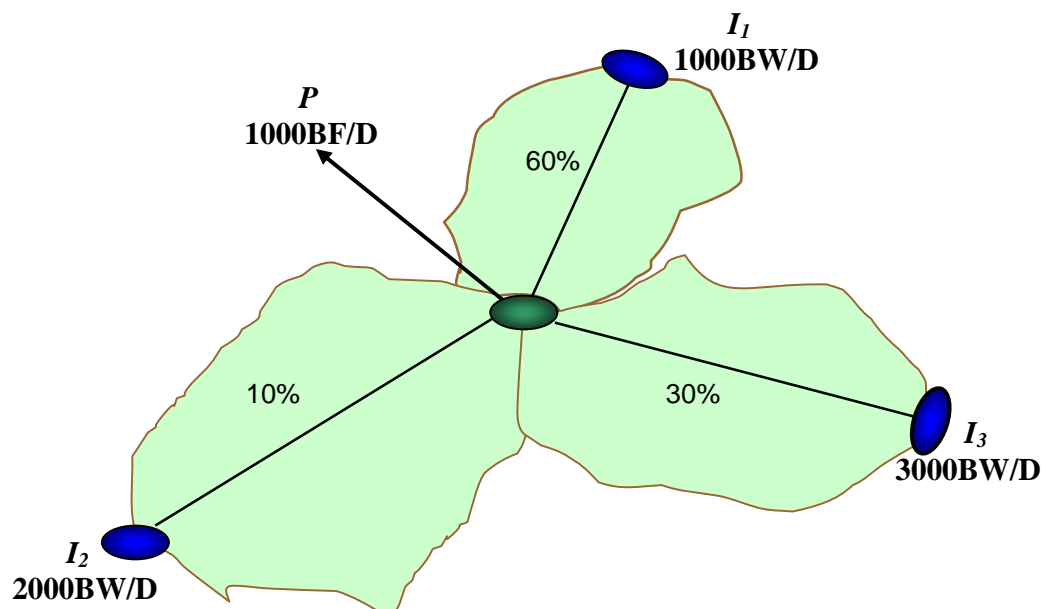
Inicialmente se determinan las tasas de inyección por conexión, es decir, tasa de agua inyectada por un inyector que se dirige a un productor específico. Esto se hace mediante el concepto de influencia y empleando las tasas de inyección y de producción a una fecha dada. Con base en la

distribución vertical y areal se reparte la tasa de inyección de una conexión entre los modelos correspondientes.

4.4.1 Tasa de Inyección Con Distribución Areal

La figura 4.11 muestra un patrón de inyección compuesto por un productor y los tres inyectores que le ejercen influencia. Dadas las tasas de inyección y de producción en un tiempo en particular, y los porcentajes de influencia de cada inyector, se hará el cálculo de la distribución de fluido entre los inyectores.

Figura 4.11. Patrón de inyección conformado por el productor P y los inyectores I_1 , I_2 e I_3 .



Fuente: La Autora

- Se aplica el porcentaje de influencia como si fuera del inyector hacia el productor, es decir, calculando ese porcentaje de la inyección, y se hace la sumatoria:

$$1000(60\%) + 3000(30\%) + 2000(10\%) = 600 + 900 + 200 = 1700 \text{BWPD}$$

- Si la tasa de inyección calculada con base en estos porcentajes no es igual a la producción de fluido, se hace un escalamiento a producción real:

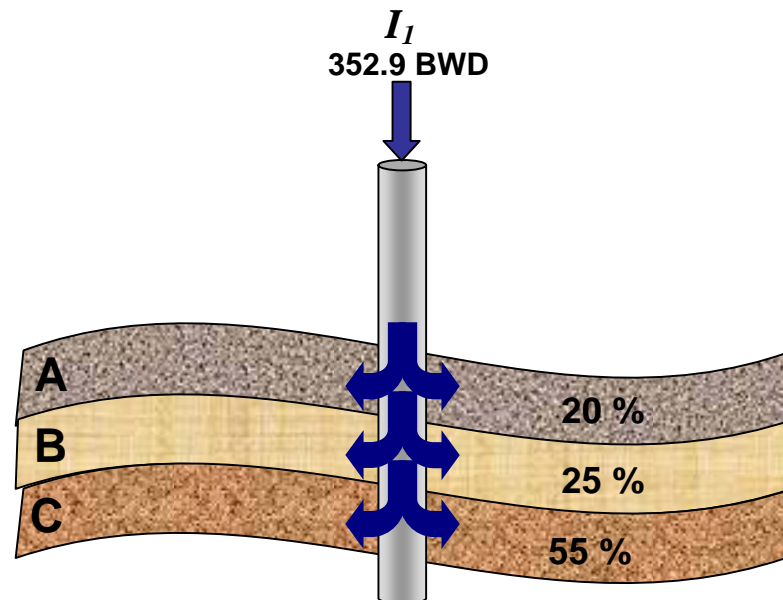
$$600 \left(\frac{1000}{1700} \right) + 900 \left(\frac{1000}{1700} \right) + 200 \left(\frac{1000}{1700} \right) = 352.9 + 529.4 + 117.6 = 1000 \text{BFPD}$$

Las tasas de los inyectores 1, 2 y 3 hacia el productor 1 son de 352.9, 117.6 y 259.4 BWPD, respectivamente. El resto de agua en cada inyector debe dirigirse hacia otros productores (otros patrones), y al final, el balance con el agua inyectada histórica, debe mostrar concordancia con los fenómenos que se dan en el yacimiento.

4.4.2 Tasa De Inyección Con Distribución Vertical

Una vez se conoce la tasa por conexión, es posible determinar el agua inyectada por cada modelo al multiplicar la tasa de la conexión por los coeficientes de distribución vertical. La distribución vertical en ASIA 3.2 puede ser constante o variable. En la figura 4.12, se analizará la distribución del pozo inyector I_1 que posee una tasa de inyección de 352.9 BWPD que se dirige al Productor P en el tiempo de análisis

Figura 4.12. El pozo I_1 distribuye su inyección entre las arenas A, B y C.



Fuente: La Autora.

En la figura 4.12 el pozo I_1 atraviesa las arenas A, B y C, que también se encuentran en P . Por ejemplo, si se tiene un registro de inyección (ILT) del cual se infiere que el 20% de la inyección se distribuye por la arena A, 25% por la arena B y 55% por C.

La cantidad de agua inyectada por cada modelo es simplemente el producto entre el agua inyectada por la conexión I_1/P y la fracción distribuida verticalmente, así:

Tasa de inyección modelo I_1/P A :	$352.9 (20\%) = 70.6$ BWPD
Tasa de inyección modelo I_1/P B :	$352.9 (25\%) = 88.2$ BWPD
Tasa de inyección modelo I_1/P C :	$352.9 (55\%) = 194.1$ BWPD

Esta operación se repite en cada inyector del patrón, para obtener las tasas de inyección de todos los modelos asociados al patrón.

4.4.3 Cálculo de Las Tasas en El Pozo Productor

ASIA 3.2 realiza los cálculos de las tasas de inyección con las distribuciones areales y verticales para cada una de las fechas que hayan sido introducidas en la historia de recuperación secundaria del productor, creando la “historia calculada” de cada uno de los modelos del patrón.

Basándose en las tasas de inyección, el software realiza los cálculos del método de predicción CGM para cada uno de los modelos, así:

- Recorre todas las fechas, tomando cada una de las fechas.
- En cada fecha escogida, recorre todos los modelos del patrón.
- Halla la inyección de agua acumulada para el patrón seleccionado, como la sumatoria de todas las tasas de la historia calculada.
- Compara esta agua acumulada con el agua inyectada a tiempo de irrupción, que es calculada con la ecuación (1).
- Si el agua inyectada es menor a W_{ibt} , aún no ha habido irrupción, entonces aplica las ecuaciones de CGM para antes de irrupción, que son, las ecuaciones (2) y (3). De lo contrario, aplica las ecuaciones de CGM para después de irrupción, estas son, las ecuaciones (7) y (8).



A este punto se ha calculado el petróleo y el agua producidos en cada modelo.

- Al terminar de recorrer todos los modelos de un patrón, el petróleo y agua acumulados por cada modelo se suman en el productor, dando el petróleo y agua acumulados calculados por ASIA 3.2. La relación entre las tasas de agua y petróleo dan el WOR calculado. Esto representa un punto calculado en la curva de N_p , W_p y WOR.

- Al recorrer toda la historia, se tendrá la curva calculada completa de N_p , W_p y WOR, que puede compararse con la curva histórica.

5. ANALISIS DE UN PATRON DE INYECCIÓN DEL AREA 7 DEL CAMPO LA CIRA - INFANTAS

A continuación se presenta el procedimiento de ajuste y análisis de la distribución de inyección de un patrón de cinco puntos del área 7 del Campo La Cira- Infantas. Para este patrón, los nombres de los pozos y de las unidades genéticas de yacimiento, así como las coordenadas geográficas fueron modificados por confidencialidad de la empresa operadora.

La primera fase de todo el proyecto del área 7 del Campo la Cira – Infantas consistió en la recopilación de la información relacionada con las historias de producción e inyección de los pozos del área, así como la información de propiedades de la roca y los fluidos, los eventos de reacondicionamiento de pozos, los estados mecánicos y la información histórica de registros trazadores en pozos inyectores. Una vez identificada la información relevante para el proyecto, se procedió a generar los archivos de texto a partir de los requerimientos establecidos para las plantillas utilizadas para cargar el proyecto en el software ASIA.

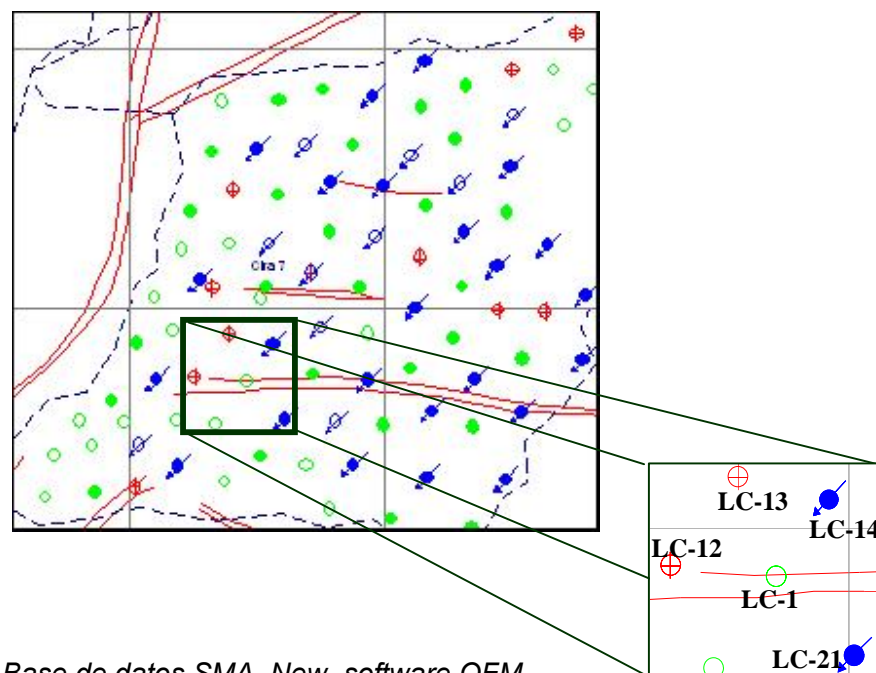
Adicionalmente, se consultó la bibliografía relacionada con los estudios y evaluaciones de yacimiento y el método analítico de predicción para procesos de inyección de agua CGM empleado por el software, con el objetivo de obtener mayor información del yacimiento y comprender el manejo del proceso de inyección por parte del software, sus suposiciones y limitantes.

Durante el desarrollo del estudio “Evaluación integrada de yacimientos, área 7 La Cira” (ECP 2003), se determinó que el periodo de llenado del yacimiento

finalizó en octubre de 1973, fecha a partir de la cual se puede considerar despreciable la saturación de gas y manejar su efecto sobre la producción de aceite calculada por el método CGM empleado en el software ASIA. Por consiguiente, se decidió empezar la simulación a partir de esta fecha, utilizando los valores de saturación de agua resultantes de la simulación en Eclipse del periodo de producción primaria del yacimiento.

A continuación se presenta el procedimiento y análisis de un patrón de inyección, conformado por el pozo productor LC-1 y por los pozos inyectores LC-12, LC-13, LC-14 y LC-21 del campo, los cuales se encuentran ubicados en la parte noroeste del área en estudio como se puede observar en la figura 5.1. Este proceso se realizara empleando la versión ASIA 3.4, para su procedimiento y análisis.

Figura 5.1. Ubicación del patrón de inyección LC-1



Fuente: Base de datos SMA_New, software OFM

5.1 PROCEDIMIENTO

Para evaluar el comportamiento de la inyección en la parte noroeste del área de estudio, se empezó realizando un estudio cualitativo basado en las curvas de inyección-producción, para analizar los cambios en el comportamiento del pozo productor, ocasionados por variaciones en los caudales de inyección de los pozos vecinos, definiendo así un primer escenario de comunicación entre los pozos del patrón. El análisis del patrón de inyección del pozo LC-1, identificó la comunicación con cuatro pozos inyectoros que son LC-12, LC-13, LC-14 y LC-21, respectivamente.

Con base en este primer análisis, la información de marcadores de los pozos y los intervalos cañoneados y abiertos a flujo, se identificaron los modelos existentes entre cada uno de los inyectoros y el productor y se procedió a cuantificar la influencia de cada inyector sobre el productor.

5.1.1 Análisis previo al ajuste histórico de los pozos

A continuación se presentan en forma resumida, los aspectos más relevantes de los pozos que conforman el patrón del productor LC-1.

LC-1

Éste pozo fue completado en la zona “C” en mayo de 1938, se encuentra ubicado en una zona de alta prospectividad ($0.45 < SW < 0.6$) y buena calidad de roca, con permeabilidades entre 150 y 350 md, y porosidades entre 0.19 y 0.24.

Comenzó su etapa secundaria con un incremento en la producción ocasionado por un trabajo de estimulación química realizado en 1973. Sin embargo, entre 1974 y 1975 comenzó a declinar su producción, viniéndose finalmente en agua hacia octubre de 1981. La última fecha reportada como productor de la Zona "C" corresponde a octubre de 1982.

LC-12

Éste pozo fue completado en la zona "C" en mayo de 1938 y convertido en inyector en enero de 1971 se encuentra en una zona de buena calidad de roca, con permeabilidades entre 100 y 250 md y porosidades entre 0.16 y 0.24, Las arenas con menor calidad de roca corresponden a las unidades B y E, con valores de permeabilidad inferiores a 10 md y porosidades de 0.16 y 0.03 respectivamente.

Dio inició a la etapa secundaria inyectando caudales promedio de 800 BWPD hasta finales de 1972, periodo a partir del cual comenzó una declinación paulatina hasta llegar a 150 BWPD en 1976. Posteriormente, presentó un año de inactividad entre 1976 y 1977 por un drástico cambio en el caudal de inyección. Al reactivarse, incrementó de nuevo su inyectividad debido a un trabajo de limpieza de arena efectuado en mayo de 1977. A partir de allí, el pozo conservó sus buenos caudales de inyección gracias a sucesivos trabajos de estimulación y limpieza de arenas, llevados a cabo entre 1977 y 1991. Finalmente, en julio de 1994 dejó de inyectar después de una fallida pesca en la operación de limpieza de arena realizada al pozo.

LC-13

Éste pozo fue completado en la zona “C” en junio de 1938 y convertido a inyector en noviembre de 1971 se encuentra en una zona con permeabilidades entre 30 y 120 md y porosidades entre 0.15 y 0.24.

El pozo inició la inyección con caudales cercanos a los 1,000 BWPD. Posteriormente y durante su vida de inyección presentó oscilaciones en su caudal entre 500 y 1,000 BWPD, declinando entre 1979 y 1980 a valores promedio de 210 BWPD. Hacia finales de 1980 y hasta 1982, se presentó un incremento considerable de su inyectividad debido a una limpieza de arena efectuada en julio de 1980, alcanzando valores promedio de hasta 900 BWPD, cayendo drásticamente a 200 BWPD. A partir de 1982, el pozo entro en un periodo de inactividad hasta su cierre definitivo en febrero de 1984.

LC-14

El pozo fue completado en la zona “C” en junio de 1939. La permeabilidad en las unidades de flujo oscila entre 100 y 200 md. La porosidad fluctúa en un rango entre 0.18 y 0.23. Las arenas con menor calidad de roca corresponden a las unidades B, C y E, presentando valores de permeabilidad menores a 100 md y porosidades por debajo de 0.18.

El pozo fue recañoneado y convertido a inyector en julio de 1971, iniciando con una rata de inyección promedio de 772 BWPD en su primer año. A partir de febrero de 1982 comienza a presentar largos periodos de inactividad y bajos caudales de inyección, llegando incluso a valores por debajo de 100



BWPD hasta junio de 1994 cuando se le realizo una limpieza de arena. El pozo se encuentra activo en la actualidad.

LC-21

Fue completado en la zona “C” en agosto de 1939, se encuentra ubicado en una zona de baja permeabilidad y porosidad con valores alrededor de 110 md y 0.19 respectivamente.

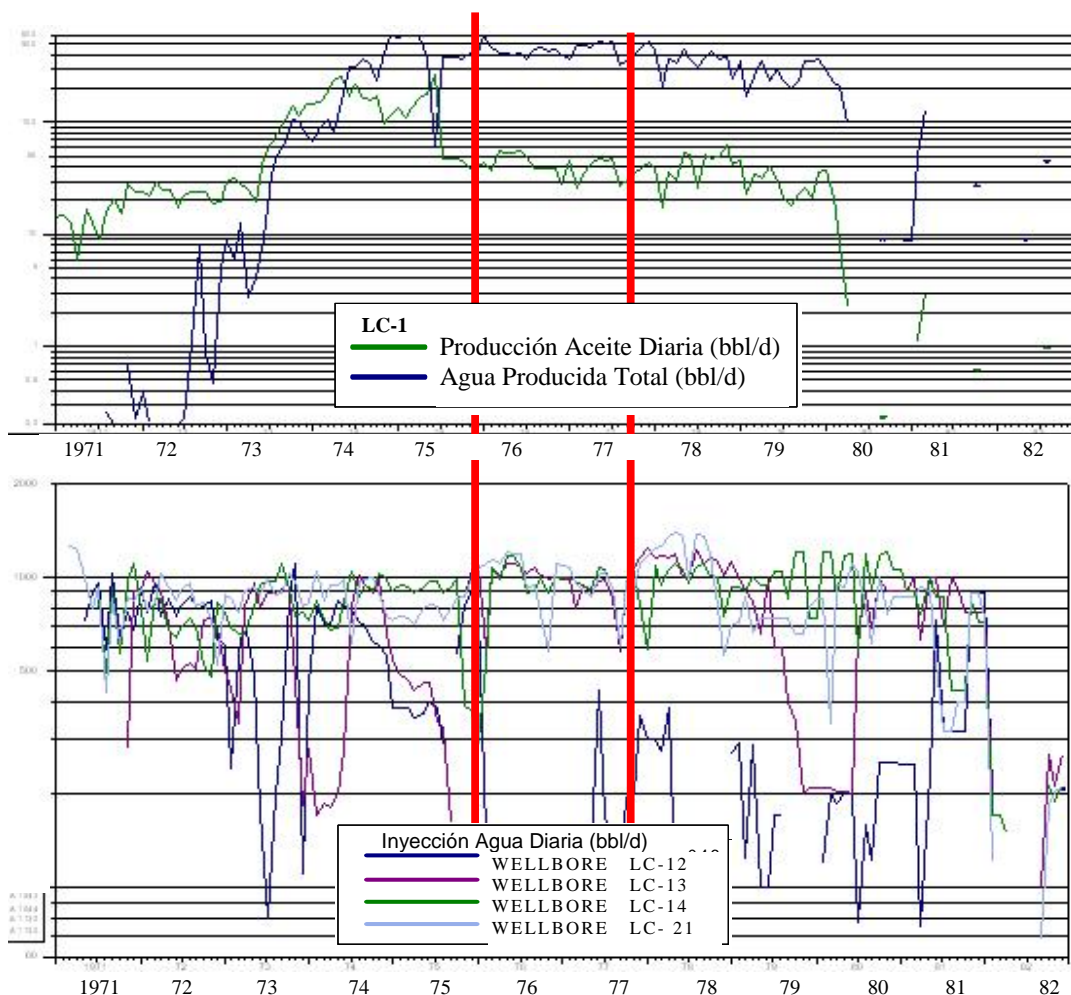
El pozo inició su inyección en enero de 1971 con un caudal promedio de 928 BPD en su primer año. Presento bajos caudales de inyección desde febrero de 1998 a febrero de 2002 con un caudal promedio de 136 BPD. Estuvo inactivo durante año y medio a partir de julio de 1988 y durante algunos meses en abril/00, y agosto/01 a febrero/02 y se encuentra inactivo desde enero/2003.

La distribución de flujo de este pozo sugiere una canalización de la inyección hacia otros pozos productores.

5.1.2. Definición inicial de las variables de ajuste.

Con la información del patrón de inyección cargada en el software ASIA 3.4, se prosiguió a evaluar los valores iniciales de las variables de ajuste, comenzando con la identificación de las magnitudes de las influencias. Para ello se empleó el estudio de causa-efecto a partir de las curvas de producción e inyección de los pozos del patrón como se observa en la figura 5.2.

Figura 5.2. Identificación de las influencias del pozo productor.



Fuente: Base de datos SMA_New, software OFM

La figura 5.2 muestra en su parte superior la historia de producción del pozo LC-1 y en la parte inferior las historias de inyección de los pozos LC-12, LC-13, LC-14 y LC-21. En el gráfico superior se puede observar un incremento en la producción por efecto de la inyección entre 1973 y 1975, fecha a partir de la cual comienza la declinación y posterior estabilización de la producción.

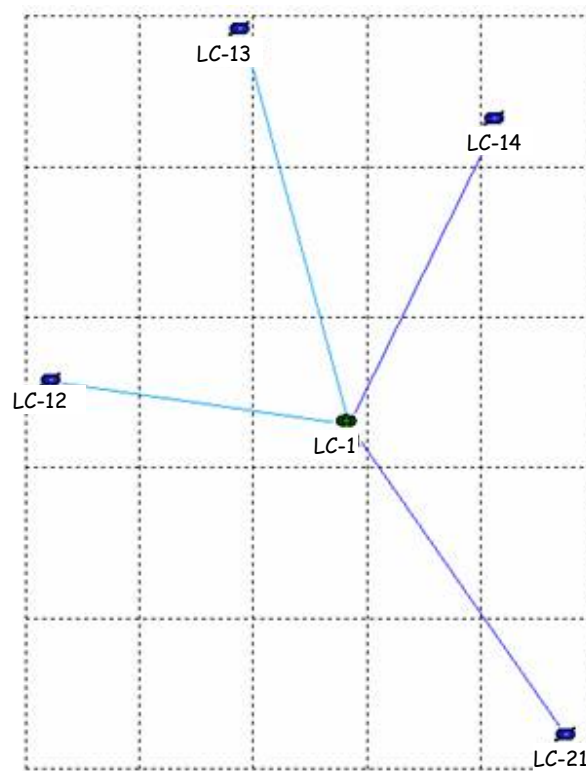
Éste último periodo se caracterizó por un alto porcentaje de producción de agua, ocasionado probablemente por la irrupción de algunas de sus arenas.

El análisis de las curvas de inyección permite identificar que hay inyectores que poseen mayor o menor influencia sobre el productor. Si se analiza el pozo inyector LC-12, se puede concluir que presenta los caudales de inyección más bajos con varios periodos prolongados de inactividad que no repercuten sobre el comportamiento de la curva de producción del pozo LC-1. También es posible concluir que el resto de inyectores presentan caudales de inyección considerablemente más altos con periodos de inactividad muy cortos, en el caso del inyector LC-14 se observa que los aumentos en el caudal de inyección ocasionan una mayor producción en el pozo productor lo que demuestra que es el inyector con mayor influencia. Adicionalmente, se puede inferir que ciertos comportamientos de la curva de producción del pozo LC-1 son atribuibles a variaciones en los caudales de inyección de los pozos LC-13 y LC-21, un poco mas por parte del ultimo de ellos.

Teniendo en cuenta estas observaciones, se asumieron y se cargaron los valores iniciales de influencia por parte de los inyectores LC-12, LC-13, LC-14 y LC-21, con porcentajes de influencia del 10, 20, 40 y 30 %, respectivamente.

Después de cargar los valores iniciales de las influencias, la ventana principal de ASIA visualiza el patrón de inyección como se puede ver en la figura 5.3 que muestra como el software identifica por medio de diversos colores la magnitud de la influencia de cada inyector hacia el productor, siendo las mas oscuras las de mayor influencia sobre el productor.

Figura 5.3. Visualización de las influencias en ASIA 3.2.



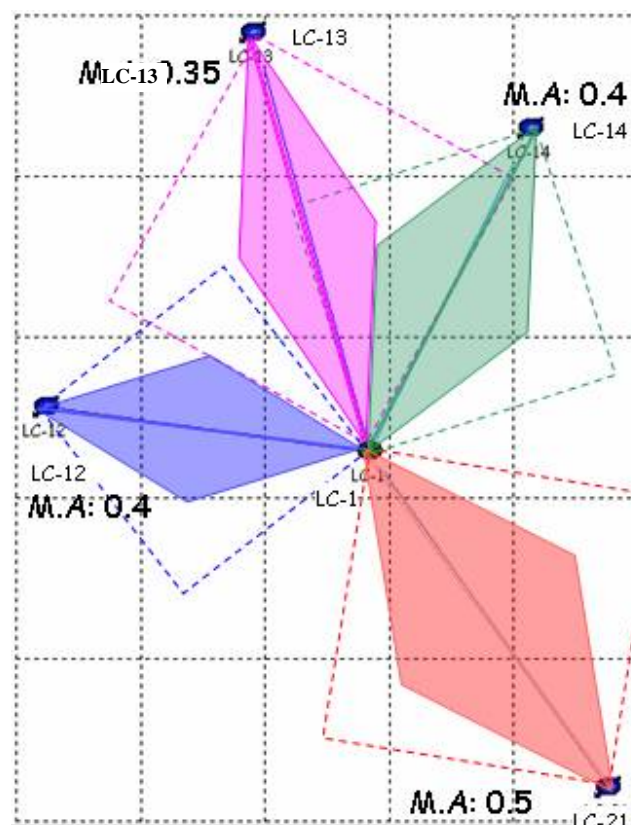
Fuente: Software ASIA 3.4

El área de barrido de un yacimiento generalmente es irregular y sería muy complejo llegar a simularla en ASIA con un alto nivel de exactitud. Por ello y según el método CGM empleado en el software, el área del modelo conformado por el pozo productor y un pozo inyector del patrón, se maneja como el área de un cuadrado cuya diagonal es la línea que une al inyector con el productor, por tanto el multiplicador de área representará la porción del área del modelo que ha sido barrida por el frente de inyección.

Para su identificación, se debe tener en cuenta evitar valores de esta variable muy altos que lleven a contemplar áreas barridas por dos o más modelos de diverso inyector que hagan parte de un mismo patrón de inyección.

De acuerdo con estas limitaciones y la geometría areal manejada por el software, gráficamente (Ver Figura 5.4) se asumieron los siguientes valores del multiplicador de área (M.A), 0.4, 0.35, 0.4 y 0.5 para cada uno de los modelos de inyección entre los pozos LC-12/LC-1, LC-13/LC-1, LC-14/LC-1 y LC-21/LC-1, respectivamente.

Figura 5.4. Representación gráfica del área barrida según el M.A.



Fuente Base: Software ASIA 3.4.

En la figura 5.4 se representa con las líneas punteadas el área del modelo con multiplicadores de área igual a uno y el área sombreada es aquella estimada como el área barrida por cada modelo de acuerdo con los valores iniciales inferidos para el multiplicador de área.

De otra parte, los valores iniciales para la eficiencia areal a tiempo de irrupción, se estimaron teniendo en cuenta el efecto de digitación viscosa al cual están sometidos todos los procesos de inyección y teniendo en cuenta que el proceso de inyección ya ha transcurrido durante tres años en el área, se determinó un valor de eficiencia areal a tiempo de irrupción de 0.8 para todos los modelos que hacen parte del proceso de inyección.

Con la definición de las variables iniciales de ajuste que se pueden ver en la tabla 1, se procedió a su carga en el software y al proceso de cálculo gráfico y numérico.

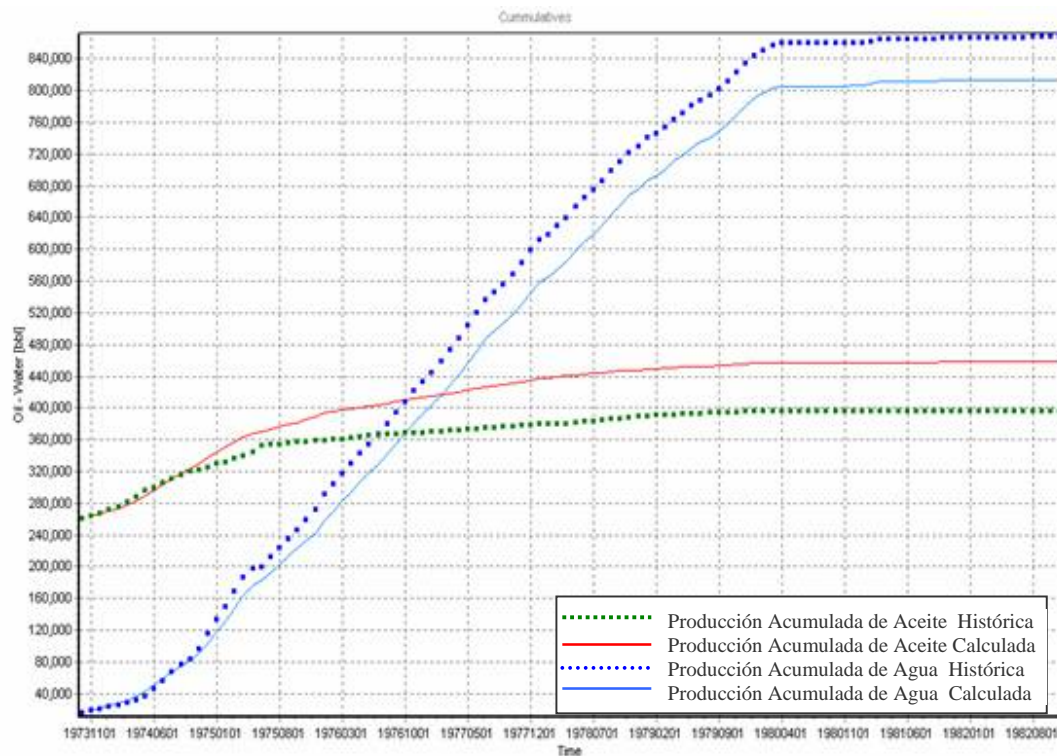
Tabla 1. Valores iniciales de las variables de ajuste.

Modelo	Influencia Inicial	Multiplicadores de Area	E_{abt} Inicial
LC-12/LC-1	10	0.4	0.8
LC-13/LC-1	20	0.35	0.8
LC-14/LC-1	40	0.4	0.8
LC-21/LC-1	30	0.5	0.8

Fuente: La Autora

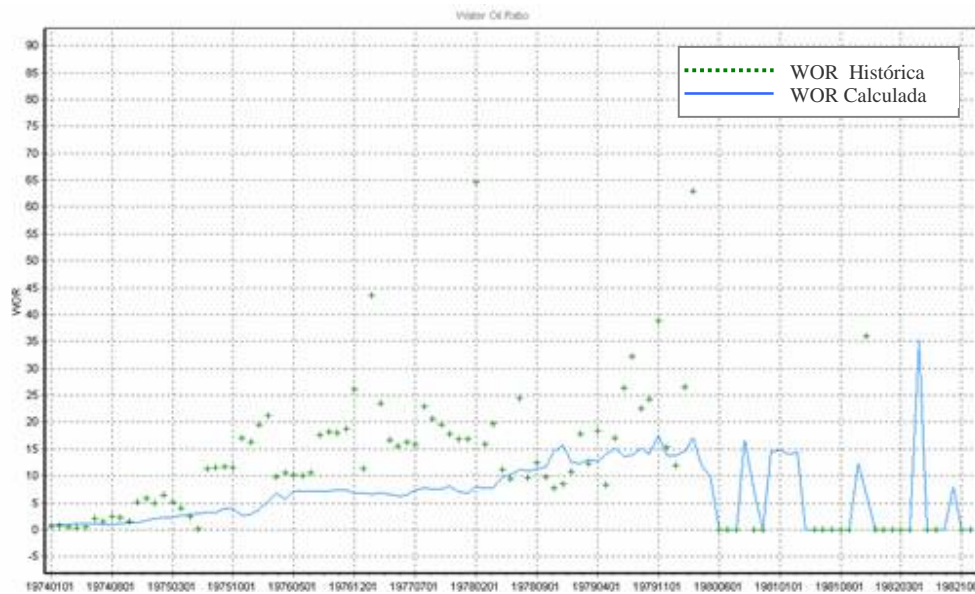
En las figuras 5.5 y 5.6 se puede observar las curvas de producción acumulada de aceite y agua y la relación agua-aceite del pozo productor LC-1, partiendo de los valores inicialmente asignados a las variables de ajuste.

Figura 5.5. Ajuste inicial de la curva de producción acumulada de aceite y agua del pozo LC-1.



Fuente: Software ASIA 3.2

Figura 5.6. Ajuste inicial de la relación de WOR del pozo LC-1.



Fuente: Software ASIA 3.2.

5.1.3 Ajuste histórico

El paso a seguir con miras a obtener el ajuste histórico, es modificar los valores iniciales de las variables de ajuste, con base en el análisis del comportamiento de las curvas históricas y sus equivalentes calculadas. En este caso, la curva de producción acumulada de petróleo calculada se encuentra por encima de la curva histórica, mostrando una diferencia entre el área real del patrón de inyección y el área calculada a partir de los valores iniciales asignados a los multiplicadores de área, lo cual refleja que se ha tomado un valor para el multiplicador de área mayor al real. Por esta razón, se disminuyeron los multiplicadores de área de los modelos, como se especifica en la tabla 2.

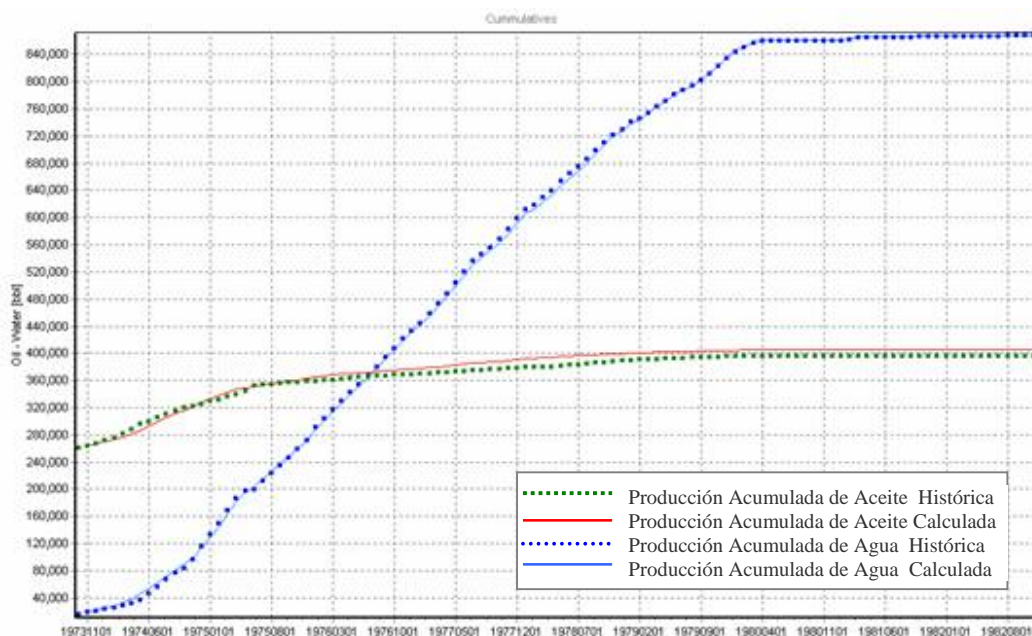
Tabla 2. Variación de los Multiplicadores de Area inicial (M.A.)

Modelo	M.A. Inicial	M.A.Final
LC-12/LC-1	0.4	0.3
LC-13/LC-1	0.35	0.25
LC-14/LC-1	0.4	0.3
LC-21/LC-1	0.5	0.2

Fuente: La Autora.

Los resultados gráficos obtenidos sobre la curva de producción acumulada utilizando los valores modificados para los multiplicadores de área, se observan en la figura 5.7.

Figura 5.7 Curva de producción acumulada con los M.A. final.



Fuente: Software ASIA 3.2

La figura 5.7 muestra aún pequeñas diferencias entre las curvas de producción acumulada de petróleo calculada e histórica desde sus primeros años, este comportamiento probablemente se deba a que las influencias inicialmente asumidas no son las adecuadas. Por esta razón, se realizaron modificaciones sobre las influencias buscando un mejor ajuste de la curva de producción, alcanzando finalmente los valores que se presentan en la tabla 3.

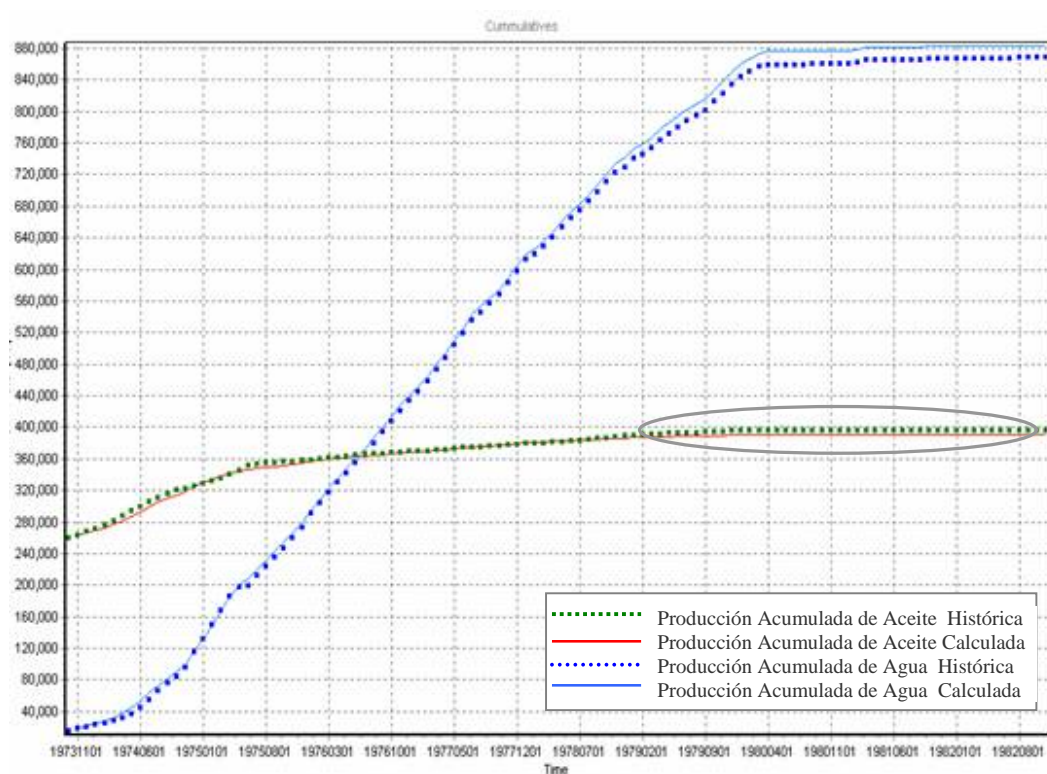
Tabla 3. Variación de las influencias iniciales.

Modelo	Influencia Inicial	Influencia Final
LC-12/LC-1	10	8
LC-13/LC-1	20	19.4
LC-14/LC-1	40	48.4
LC-21/LC-1	30	24.2

Fuente: La Autora.

El empleo de los nuevos factores de influencia modificados, permitió realizar un mejor ajuste de las curvas de producción acumulada, como se puede observar en la figura 5.8.

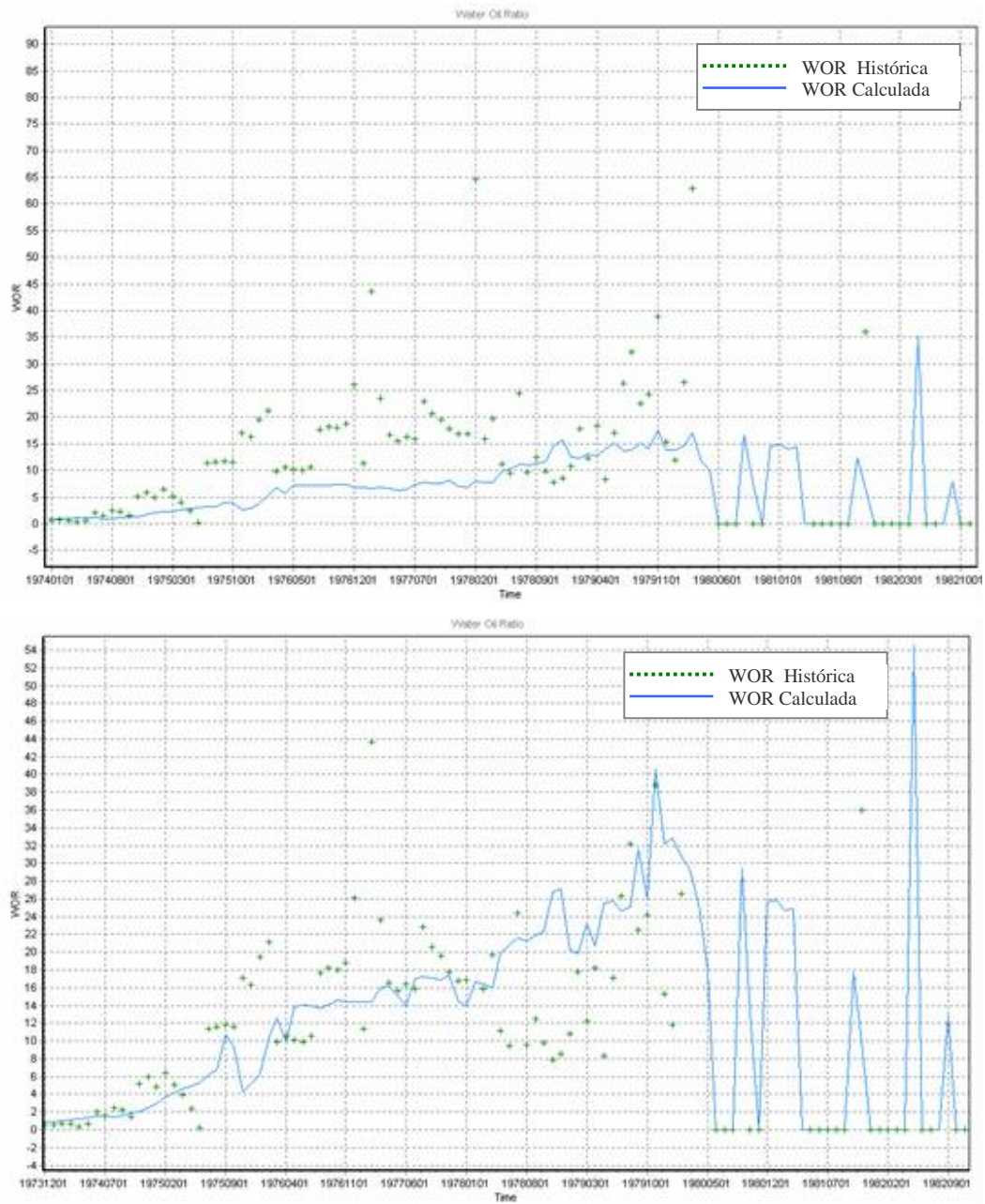
Figura 5.8 Curva de producción acumulada con los valores finales de influencia



Fuente: Software ASIA 3.2

Las modificaciones realizadas sobre las variables de ajuste no solo modifican y afectan la curva de producción acumulada sino también el comportamiento de la curva de WOR, como se puede ver en la figura 5.9. El gráfico esta compuesto por la curva de WOR calculada a partir de los valores iniciales de las variables de ajuste en la parte superior y la curva de WOR calculada después de las modificaciones en la parte inferior. Es evidente y notoria la mejoría sobre el comportamiento de la curva de WOR calculada con respecto de la curva histórica.

Figura 5.9. Comparación de la curva de WOR inicial y final del proceso de ajuste.



Fuente: Software ASIA 3.2.

5.1.4 Ajuste fino

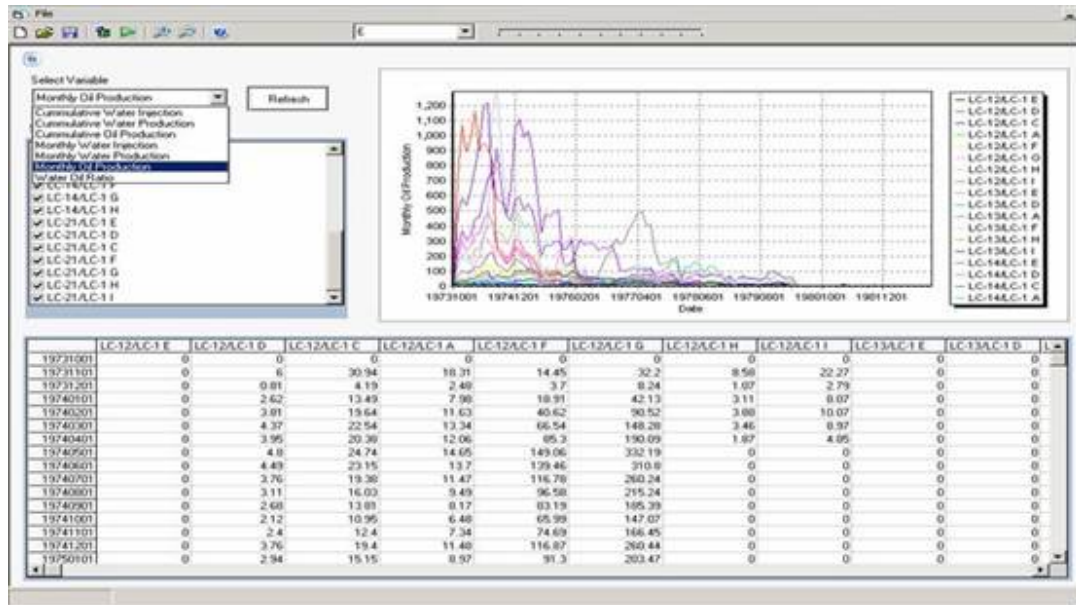
Para obtener un mejor ajuste se puede recurrir a un análisis más detallado de cada uno de los modelos. En esta etapa del ajuste, se utilizó un demo de la versión ASIA 4.0, la cual permite visualizar el comportamiento de las curvas de producción-inyección para uno o más modelos y evaluar el efecto de las diferentes variables de ajuste sobre las respectivas curvas. En la figura 5.10 se presenta el panel de visualización de la versión de prueba de ASIA 4.0.

Esta herramienta nos permite identificar las arenas que presentan los valores más altos o más bajos de producción de aceite, agua o relación agua-aceite a una fecha determinada, facilitando la realización de modificaciones sobre las variables de ajuste en forma individual para cada uno de los modelos de una misma arena. Por ejemplo, si se identifica una arena con una producción muy alta de aceite que nos está alterando el ajuste de nuestra curva de producción acumulada calculada, podemos optar por disminuir su multiplicador de área.

Empleando esta herramienta podemos obtener un porcentaje de error más pequeño y un mejor ajuste histórico del proceso de inyección.

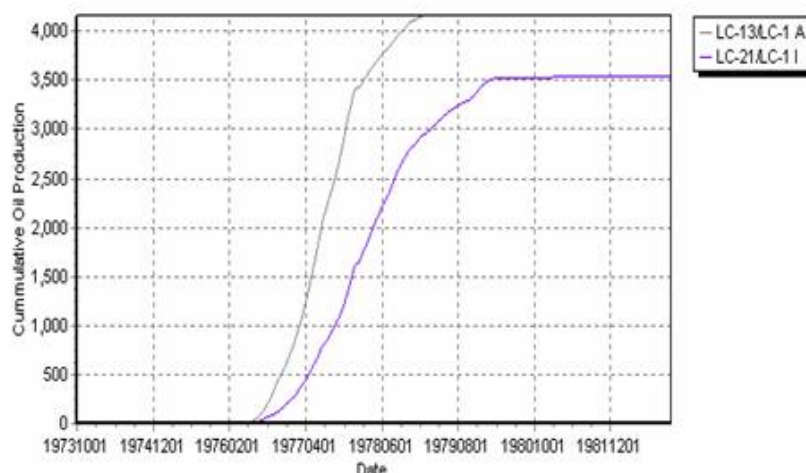
En la figura 5.8 se observa que la producción de aceite acumulada calculada no coincide desde diciembre de 1978 hasta octubre de 1982 con la histórica, y para un mejor análisis del por qué se utilizó la nueva herramienta del software ASIA 4.0 donde se revisó la variable de producción de aceite acumulada de cada uno de los modelos identificando dos modelos que comienzan su aporte de aceite en mayo de 1976 como se observa en la figura 5.11, estos modelos son: LC-13/LC-1 A y LC-21/LC-1 I.

Figura 5.10. Nuevo panel de visualización grafica y numérica del Software ASIA 4.0.



Fuente: Software ASIA 4.0

Figura 5.11. Producción acumulada de aceite de los modelos LC-13/LC-1 A y LC-21/LC-1 I



Fuente: Software ASIA 4.0.

Por consiguiente se analizó el comportamiento de estos modelos identificando:

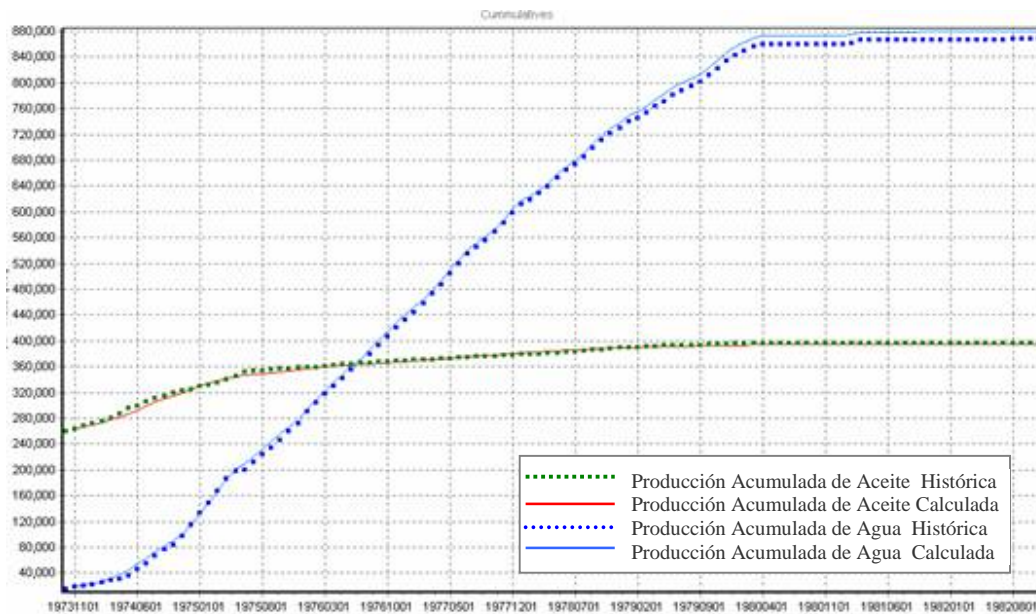
- Saturaciones de agua inicial bajas (LC-13/LC-1 A: 0.3769 y LC-21/LC-1 I: 0.3712).
- Las arenas A y I, no existen en las conexiones LC-21 y LC-14 respectivamente.
- La arena I, únicamente es barrida por el modelo LC-21/LC-1 I, y A por el modelo LC-12/LC-1 A y LC-13/LC-1 A, pero la influencia del pozo LC-12 hacia el inyector es muy baja.

El hecho de que las arenas A y I no estén presentes en todo el patrón de inyección permite aumentar el área de barrido en aquellos modelos que presente inyección. Modificando el multiplicador de área de los modelos así:

LC-13/LC-1 A:	0.25	a	0.45
LC-21/LC-1 I:	0.2	a	0.35

Obteniendo los siguientes resultados gráficos:

Figura 5.12. Producción acumulada, ajuste fino.



Fuente: Software ASIA 3.4.

5.3 ANÁLISIS

Para el análisis se cuenta con varias herramientas del software ASIA, dentro de los cuales se cuenta con los reportes y el balance total por arenas, que permiten conocer qué modelos han aportado mas aceite o agua, identificar qué arenas podrían ser aisladas y cuáles estimuladas para mejorar la inyección y producción.

A continuación se analiza de manera más profunda la información que suministran los reportes de inyección y producción, y el balance total por arenas.

5.3.1 Reporte de Producción

El reporte de producción, arroja información en tablas de la producción acumulada, la rata de producción y el WOR, discriminada por modelo, por total de arena y por pozo inyector que posea conexión con el pozo productor, tanto en volumen como en porcentaje.

Esta información se encuentra en las siguientes tablas arrojadas por el reporte del pozo productor. En estas tablas se identifican los valores mas altos de producción acumulada de aceite y agua, sombreado las celdas en verde y azul respectivamente.

A partir de las tablas 4 y 5 se puede hacer un análisis de producción detallado para cada uno de los modelos existentes entre pozo inyector y productor.

- LC-12/LC-1: La arena con mayor producción de aceite es la arena G y a su vez la de mayor producción de agua, a diferencia de las arenas A y F que presentan una mayor producción de aceite que de agua.
- LC-13/LC-1: Este inyector toma únicamente agua por tres arenas que son A, F y G, y al igual que en el pozo LC-12 la arena G es la de mayor producción de aceite y agua. La arena con menor relación agua - aceite es la arena A.
- LC-14/LC-1: Este pozo presenta al igual que los anteriores mayor producción de aceite por parte de la arena G pero en este caso no es la de mayor aporte de agua el cual esta dado por la arena F.
- LC-21/LC-1: La arena de mayor aporte de aceite es la arena G y la de mayor aporte de agua es la arena H. En este caso la arena con menor relación agua aceite es la arena I.

Tabla 4. Información pozo productor discriminada por arenas [Volumen]

Inyectores	Arenas	Oil Production Cumulative, bbl	Water Production Cumulative, bbl	WOR	Oil Production Rate, bbl	Water production Rate, bbl
LC-12	E	0	0	0	0	0
	D	82,1195	1 515.587	18,46	0,2391	4,4119
	C	424,5391	2 042.4931	4,81	1,2359	5,9458
	A	251,5756	29,7379	0,12	0,7323	0,0866
	F	2 241.7735	575,4477	0,26	7,4517	1,9128
	G	4 982.3457	2 591.5694	0,52	16,5614	8,6144
	H	15,8515	126,0661	7,95	0	0
	I	41,1823	5,983	0,15	0	0
LC-13	E	0	0	0	0	0
	D	0	0	0	0	0
	A	7 088.3249	7 536.2823	3,05	0	0
	F	8 210.3867	31 105.6778	27,33	8,0354	219,628
	G	24 965.278	97 557.0123	24,25	28,0811	680,9881
	H	0	0	0	0	0
	I	0	0	0	0	0
LC-14	E	3 379.4871	61 047.9608	78,87	1,2661	99,8612
	D	6 375.0831	32 511.2448	34,7	0,6145	21,3232
	C	0	0	0	0	0
	A	0	0	0	0	0
	F	13 031.7834	235 822.0366	148,22	7,6363	1 131.8335
	G	21 436.1336	79 630.6014	22,97	19,4516	446,8544
	H	8 867.9605	73 337.1305	45,39	8,1337	369,211
LC-21	E	1 635.4555	8 379.788	6,95	7,3014	50,7195
	D	1 286.0796	23 860.2527	18,55	3,0454	56,5002
	C	3 190.7128	25 315.7108	25,61	9,4088	240,9724
	F	3 799.8306	8 480.2765	16,09	0,758	12,1985
	G	16 695.9449	54 402.5413	31,95	7,1159	227,3411
	H	2 166.0739	116 498.0436	123,54	3,1049	383,5897
	I	3 577.0888	1 519.3216	0,42	6,2491	2,6542

Fuente: Software ASIA 3.4

Tabla 5. Información pozo productor discriminada por arenas [%]

Inyectores	Arenas	Oil Production Cumulative, %	Water Production Cumulative, %	WOR	Oil Production Rate, %	Water production Rate, %
LC-12	E	0%	0%	0	0%	0%
	D	0,06%	0,18%	18,46	0,18%	0,11%
	C	0,32%	0,24%	4,81	0,91%	0,15%
	A	0,19%	0%	0,12	0,54%	0%
	F	1,68%	0,07%	0,26	5,46%	0,05%
	G	3,73%	0,30%	0,52	12,14%	0,22%
	H	0,01%	0,01%	7,95	0%	0%
	I	0,03%	0%	0,15	0%	0%
	LC-13	E	0%	0%	0	0%
D		0%	0%	0	0%	0%
A		5,30%	0,87%	3,05	0%	0%
F		6,14%	3,60%	27,33	5,89%	5,54%
G		18,67%	11,29%	24,25	20,58%	17,18%
H		0%	0%	0	0%	0%
I		0%	0%	0	0%	0%
LC-14	E	2,53%	7,07%	78,87	0,93%	2,52%
	D	4,77%	3,76%	34,7	0,45%	0,54%
	C	0%	0%	0	0%	0%
	A	0%	0%	0	0%	0%
	F	9,74%	27,30%	148,22	5,60%	28,55%
	G	16,03%	9,22%	22,97	14,26%	11,27%
	H	6,63%	8,49%	45,39	5,96%	9,31%
LC-21	E	1,22%	0,97%	6,95	5,35%	1,28%
	D	0,96%	2,76%	18,55	2,23%	1,43%
	C	2,39%	2,93%	25,61	6,90%	6,08%
	F	2,84%	0,98%	16,09	0,56%	0,31%
	G	12,48%	6,30%	31,95	5,22%	5,73%
	H	1,62%	13,49%	123,54	2,28%	9,68%
	I	2,67%	0,18%	0,42	4,58%	0,07%

Fuente: Software ASIA 3.4.

Las tablas 6 y 7 almacenan la información total por arena permitiendo identificar que la arena de mayor aporte de aceite es la arena G y la arena con mayor producción acumulada de agua y alta relación agua – aceite es la arena F, la arena con el valor mas alto de relación agua aceite es la arena H,

y las arenas de menor WOR son la arena A y la arena I con valores de 0.12 y 0.42 respectivamente.

Tabla 6. Valores totales para cada una de las arenas [Volumen]

Arenas	Oil Production Cumulative, bbl	Water Production Cumulative, bbl	WOR	Oil Production Rate, bbl	Water production Rate, bbl
A	7 339.9005	7 566.0202	0,12	0,7323	0,0866
C	3 615.2519	27 358.2039	23,2	10,6447	246,9182
D	7 743.2822	57 887.0845	21,09	3,899	82,2353
E	5 014.9426	69 427.7488	17,58	8,5675	150,5807
F	27 283.7742	275 983.4386	57,18	23,8814	1 365.5728
G	68 079.7022	234 181.7244	19,15	71,21	1 363.798
H	11 049.8859	189 961.2402	66,98	11,2386	752,8007
I	3 618.2711	1 525.3046	0,42	6,2491	2,6542

Fuente: Software ASIA 3.4.

Tabla 7. Valores totales para cada una de las arenas [%]

Arenas	Oil Production Cumulative, %	Water Production Cumulative, %	WOR	Oil Production Rate, %	Water production Rate, %
A	5,49%	0,88%	0,12	0,54%	0,00%
C	2,70%	3,17%	23,2	7,80%	6,23%
D	5,79%	6,70%	21,09	2,86%	2,07%
E	3,75%	8,04%	17,58	6,28%	3,80%
F	20,40%	31,95%	57,18	17,51%	34,44%
G	50,90%	27,11%	19,15	52,20%	34,40%
H	8,26%	21,99%	66,98	8,24%	18,99%
I	2,71%	0,18%	0,42	4,58%	0,07%

Fuente: Software ASIA 3.4.

Las tablas 8 y 9, muestra los pozos inyectoros que aportaron mayor producción acumulada de aceite que fueron el LC-14 y el LC-13 con el 39.7 y 30.11 % que equivalen a 53090.4477 y 40264.9896 bbl respectivamente,

pero el corte de agua por parte del pozo LC-14 es bastante alto si se compara con el pozo LC-13 que a pesar de tener una menor influencia y menor área de barrido aporta un alto porcentaje de aceite.

Tabla 8. Valores Totales por Pozo Inyector [Volumen]

Inyectores	Oil Production Cumulative, bbl	Water Production Cumulative, bbl	WOR	Oil Production Rate, bbl	Water production Rate, bbl
LC-12	8 039.3872	6 886.8842	0,8	26,2204	20,9715
LC-13	40 263.9896	136 198.9724	24,94	36,1165	900,6161
LC-14	53 090.4477	482 348.9741	55,77	37,1022	2 069.0833
LC-21	32 351.1861	238 455.9345	26,34	36,9835	973,9756

Fuente: Software ASIA 3.4

Tabla 9. Valores Totales por Pozo Inyector [%]

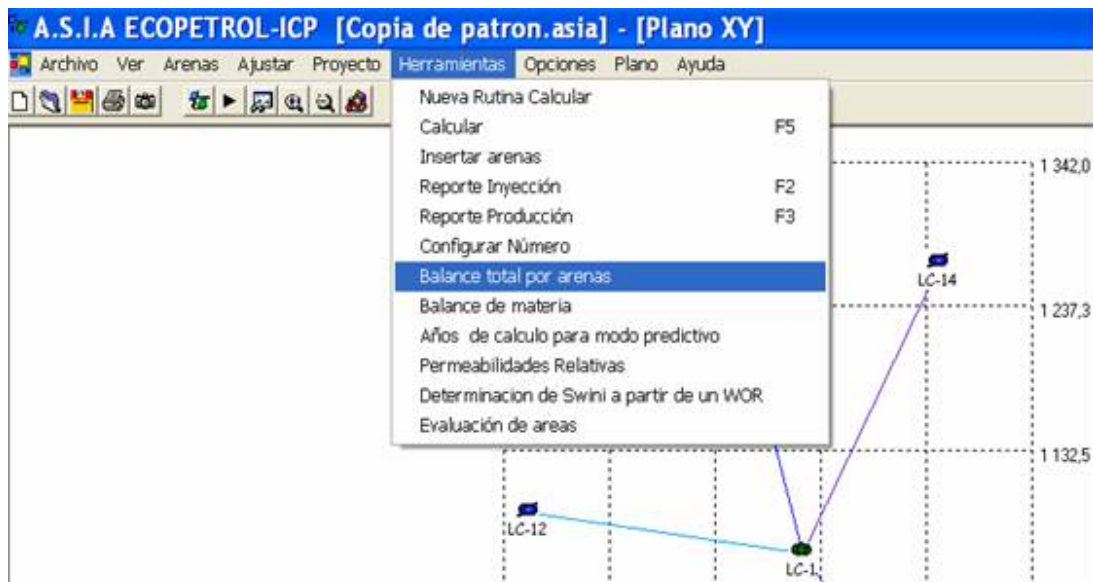
Inyectores	Oil Production Cumulative, %	Water Production Cumulative, %	WOR	Oil Production Rate, %	Water production Rate, %
LC-12	6,01%	0,80%	0,8	19,22%	0,53%
LC-13	30,11%	15,77%	24,94	26,47%	22,72%
LC-14	39,70%	55,83%	55,77	27,20%	52,19%
LC-21	24,19%	27,60%	26,34	27,11%	24,57%

Fuente: Software ASIA 3.4

5.3.2 Balance Total por Arenas

El balance total por arenas hace parte de la herramientas que ofrece el software para analizar los resultados obtenidos del ajuste para acceder a el se hace click en el menú herramientas y se selecciona la opción <Balance total por arenas> como lo muestra la figura 5.13.

Figura 5.13. Herramienta Balance Total por Arenas

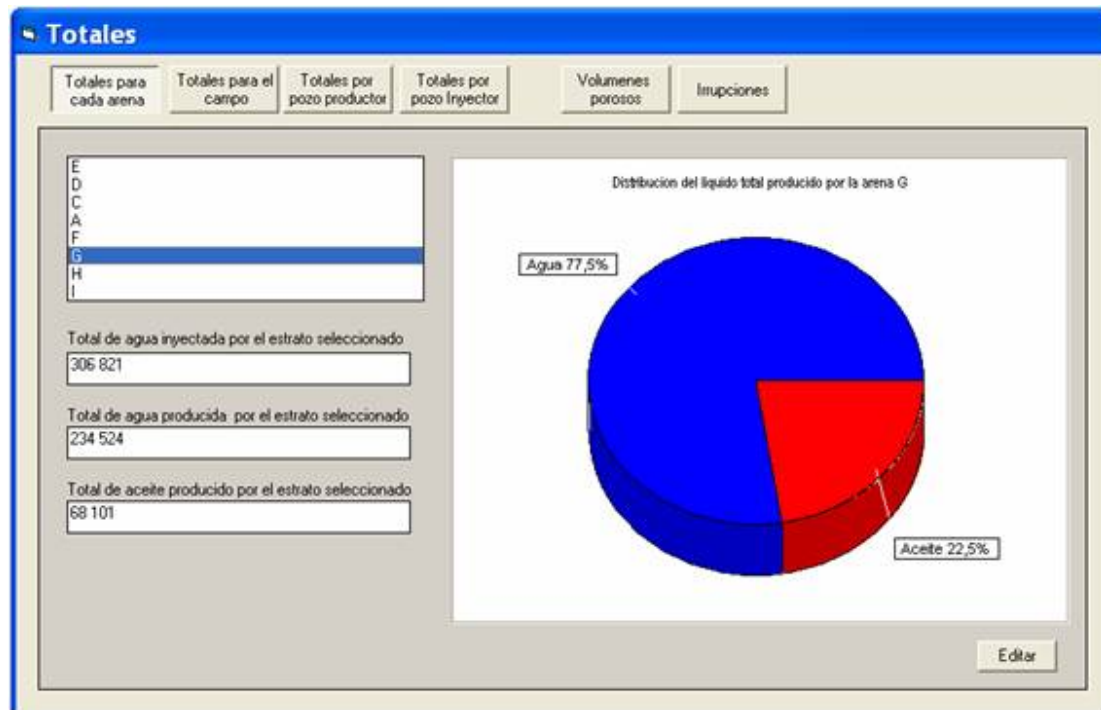


Fuente: Software ASIA 3.4

A continuación se desplegará la Ventana totales la cual muestra las opciones de cálculo de esta herramienta que son: totales por cada arena, totales para el campo, totales por pozo productor, totales por pozo inyector, volúmenes porosos e irrupciones (Ver Figura 5.14).

La primera opción permite visualizar en gráficos tipo torta el porcentaje de producción de agua y aceite total de cada una de las arenas del proyecto, como se puede ver en la figura.

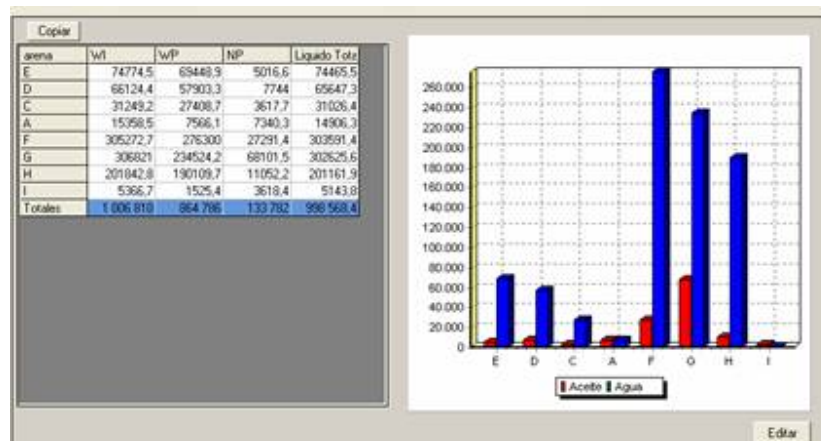
Figura 5.14 Ventana Totales para cada arena.



Fuente: Software ASIA 3.4.

La opción “Totales para el campo” permite ver la producción de aceite y agua para todas las arenas del campo en un mismo grafico tipo barras (Ver Figura 5.15). Esta opción es de gran importancia porque facilita analizar de forma visual y global la producción independiente de todas las arenas del campo.

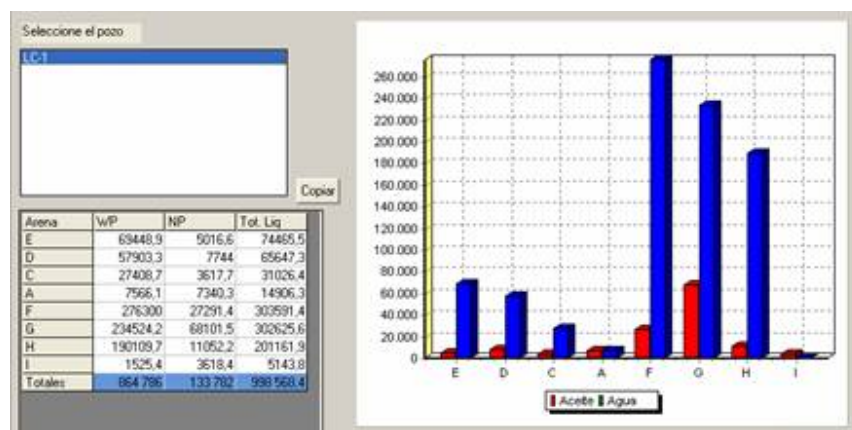
Figura 5.15. Resultados Ventana “Totales para el campo”.



Fuente: Software ASIA 3.4.

La opción “Totales por pozo productor” permite ver la producción de aceite y agua por las arenas de forma numérica y grafica para cada uno de los pozos productores del campo (Ver Figura 5.16). Esta herramienta muestra gráficamente los resultados de los reportes de producción por arena.

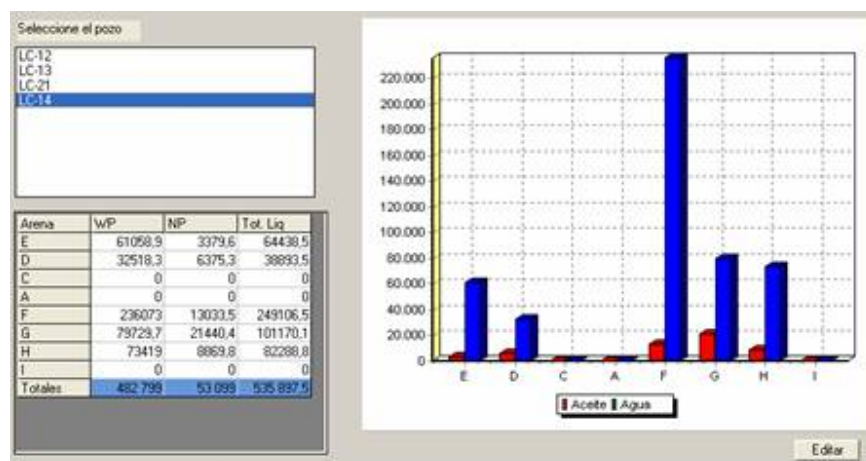
Figura 5.16. Resultados Ventana “Totales por pozo productor”.



Fuente: Software ASIA 3.4.

Al seleccionar la opción “Totales por pozo inyector” se visualiza gráfica y numéricamente la producción de aceite y agua por cada una de las arenas barridas por el inyector (Ver Figura 5.17). Esta herramienta muestra gráficamente los resultados de los reportes de producción por modelo en volumen y el reporte de inyección por pozo productor.

Figura 5.17. Resultados Ventana “Totales por pozo inyector”.



Fuente: Software ASIA 3.4.

El volumen poroso total por arena del campo simulado se muestra en la opción “Volúmenes porosos”, permitiendo conocer cual arena posee el mayor y menor volumen poroso del yacimiento (Ver Figura 5.18). La opción “Irrupciones” muestra las fechas de irrupción de cada una de las arenas por pozo productor (Ver Figura 5.19).

Figura 5.18. Resultados “Volúmenes porosos”

arena	Volumen Poroso
E	121025
D	250492
C	185511
A	176098
F	240511
G	752895
H	228581
I	254761
	2 209 875

Fuente: Software ASIA 3.4.

Figura 5.18. Resultados “Irrupciones”

	E	D	C	A	F	G	H	I
LC-1	19740601	19750310	19740517	19760706	197311155	19790410	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Software ASIA 3.4.

5.3.3 Validación de Resultados

Las respuestas obtenidas mediante el uso del software ASIA deben estar sustentadas y soportadas con la información petrofísica que se posee de todo el patrón de inyección (Ver tabla 10), por lo que es importante

determinar cuales son los factores que afectan directamente el comportamiento durante el proceso de inyección para cada modelo.

Tabla 10. Propiedades petrofísicas de los pozos por arenas.

POZO	Arena	Z [ft]	ϕ [Fracción]	H Neto [ft]	K [md]
LC-1	E	2650,5	0,1866	4	6,9443
	D	2684,5	0,2869	10,5	519,9451
	C	2698	0,278	10	396,4117
	A	2722,5	0,2576	12	270,2085
	F	2771	0,2436	12	187,269
	G	2787,5	0,2884	34,5	512,6403
	H	2834	0,2005	8	119,7365
	I	2846,5	0,2794	12,5	491,1167
LC-12	E	2678	0,0378	2	0,0967
	D	2722,5	0,2515	13,5	147,5045
	C	2740	0,2407	21	105,2301
	A	2763,5	0,2049	4,5	75,6092
	F	2813,5	0,2042	10,5	87,6245
	G	2831	0,2984	29	654,2941
	H	2873	0,2439	11,5	163,0465
	I	2888	0,2401	10,5	262,5785
LC-13	E	2716	0,2059	16	32,8555
	D	2753,5	0,2058	12	51,1404
	A	2788	0,2127	7	53,0484
	F	2831,5	0,2497	13	135,6396
	G	2845,5	0,2712	42	196,743
	H	2895,5	0,2404	11,5	109,2719
	I	2909	0,2424	11,5	137,1413
LC-14	E	2662	0,2076	16,5	41,5168
	D	2696	0,2382	9,5	124,3376
	C	2717	0,2102	4	59,0466
	A	2732	0,1779	9	40,9386
	F	2776	0,2765	20	521,7556
	G	2797,5	0,2728	36,5	356,6811
	H	2835,5	0,2399	31	124,148
LC-21	E	2569	0,2122	14	18,4666
	D	2608	0,2056	15,5	29,693
	C	2633	0,1866	12,5	27,1426
	F	2704,5	0,1519	5,5	13,8319
	G	2714,5	0,2146	8,5	35,6107
	H	2725	0,219	15,5	38,708
	I	2759	0,2086	16	31,1392

Fuente: Plantilla de texto del patrón de inyección LC-1

▣ LC-12/LC-1

Partiendo de los resultados obtenidos por parte del reporte de producción discriminado por arenas donde se identifico que la arena G presentaba la mayor producción de aceite y de agua, se debe a la excelente calidad de la roca ya que presenta los valores de porosidad, permeabilidad y espesor mas alto entre todas las arenas.

Según la tabla de propiedades petrofísicas las arenas I, H, D y C presentan una buena calidad de roca, pero con espesores inferiores al de la arena G ocasionando una preferencia de fluido de inyección por este intervalo, además las arenas H e I solo toman los primeros meses del proceso de inyección ya que constantemente se presentan arenadas.

Cabe aclarar que la relación mas baja de agua – aceite entre inyector y productor la presentan este pozo mostrando una buena eficiencia de barrido y una baja producción debido a sus bajos caudales de inyección históricos reflejados con su valor de influencia en el software.

▣ LC-13/LC-1

El pozo LC-13 únicamente inyecta por tres arenas (A, F y G) ya que las arenas inferiores H e I se encontraban aisladas desde antes de su conversión a inyector por problemas de arenamiento, y las arenas superiores presentan una calidad de formación muy baja especialmente en la permeabilidad con valores inferiores a 55 md.

La arena A, solo toma agua durante algún tiempo a partir de 1976 gracias a una estimulación mecánica realizada al pozo en junio de este año, la inyección por esta área no se mantuvo por mucho tiempo debido a la baja calidad de la arena y la preferencia hacia otras arenas por parte del fluido inyectado. La arena que posee las mejores propiedades y preferencia de flujo es la arena G.

Los resultados obtenidos en el reporte de producción por pozo inyector muestran que el aporte de aceite por parte del LC-13 es incluso mas alto que el del pozo LC-21 y muy cercano al del pozo LC-14 que posee mayor influencia sobre el productor; esto se debe a la excelente calidad de roca por parte de la arena G que aporta el caudal mas alto de aceite de todos los modelos del patrón de inyección (Ver Tabla 4).

‡ LC-14/LC-1

Este pozo aporta mas del 50% del total de los fluidos producidos por el pozo LC-1, por el alto caudal de inyección e influencia de este pozo hacia el productor, pero presenta un inconveniente con una zona ladrona de agua que es la arena F ya que esta toma un gran porcentaje del agua de inyección y la lleva nuevamente a superficie desplazando un bajo contenido de aceite, siendo la zona con mayor producción de agua de todo el patrón de inyección.

Para manejar este problema se realizo un proceso de aislamiento de esta arena con cemento en enero de 1978 al pozo para mejorar el proceso de inyección por parte de esta zona, pero que según los resultados de los

registros trazadores perdió su efecto a partir de abril de 1980, volviendo a robar altos volúmenes del caudal de inyección.

A nivel de las propiedades petrofísicas esto se debe a que la permeabilidad más alta de todas las arenas de este pozo inyector la posee la arena F, hecho que ocasiona la preferencia del fluido a través de este modelo, con una pronta irrupción (Ver los resultados de la Figura 5.18) y digitación del agua.

■ LC-21/LC-1

Este pozo posee las peores propiedades petrofísicas de todos los inyectores que hacen parte de este patrón de inyección porque posee valores de permeabilidad, porosidad y espesor muy bajos (Ver la Tabla 10) y al mismo tiempo posee una importante influencia y caudal de inyección hacia el pozo productor.

Adicionalmente la arena G que hasta el momento a reportado los caudales mas altos de producción presenta uno de los espesores mas pequeños del pozo y por ende un menor aporte al productor. A diferencia de la arena H que presenta las mejores propiedades de todas las arenas de este pozo aportando el mayor caudal de producción especialmente de agua debido a que los volúmenes de inyección iniciales fueron muy altos y ocasionaron una menor eficiencia de barrido por parte de esta área.

En octubre de 1978 la arena I fue estimulada para mejorar el proceso de inyección de este pozo, ocasionando un aporte adicional de aceite por parte de esta la zona que no había sido barrida hasta el momento.

CONCLUSIONES

1. El primer estudio del proceso de inyección de agua realizado al área 7 del campo La Cira – Infantas no tuvo en cuenta los canales preferenciales de flujo existentes por el tipo de depositación fluvial del yacimiento motivo por el cual los patrones de inyección existentes actualmente cuentan con una organización muy diferente a la inicial que se encuentra basada en la influencia directa de los inyectores hacia los productores teniendo en cuenta las canalizaciones.
2. El proceso de inyección del campo ha presentado muchos problemas por: la presencia de un gran número de colapsos que impiden operaciones de workover, problemas de fallas, arenamiento y robos de líneas de inyección que impiden la reactivación de los pozos.
3. El método de predicción CGM empleado en el software ASIA trabaja con un patrón de inyección de cinco puntos que asume un estado estable basado en la curva de flujo fraccional con eficiencia vertical total del cien por ciento ($E_v=1$), que considera efectos de inyectividad variable y supone cuatro etapas de desplazamiento.
4. El software ASIA no maneja muy adecuadamente las dos primeras etapas de llenado con presencia de gas motivo por el cual la simulación dio inicio en octubre de 1973 fecha en la cual la saturación de gas presente en el yacimiento es nula.
5. Las limitantes más importantes de ASIA es que no maneja la existencia de acuíferos activos, saturaciones de gas muy altas, y no

tiene en cuenta los efectos gravitacionales, ni la presencia de fracturas locales.

6. ASIA no maneja como modelo de inyección el área de un patrón de inyección de cinco puntos empleado por el método CGM sino la porción del yacimiento comprendido entre un pozo inyector y un pozo productor ya sea por arena o por una unidad de flujo determinada y el área de barrido de este modelo se asume como el área de un cuadrado cuya diagonal es la línea que une al pozo inyector con el productor.
7. ASIA realiza el ajuste histórico mediante el uso de tres variables de ajuste que son: las influencias de los pozos inyectores hacia el productor, los multiplicadores de área que representan la porción del área del modelo barrida por la inyección y la eficiencia areal a tiempo de irrupción que modela la digitación e irrupción del agua en cada modelo, con el único objetivo de ajustar los fluidos producidos (Agua y aceite) en los pozos productores, relación agua – aceite en los productores y el volumen de agua inyectada en los pozos inyectores.
8. El análisis analítico de la distribución de inyección de un campo empleando el software ASIA 3.2 nos permite identificar las unidades genéticas que han aportado mayor o menor producción de aceite o agua, aquellas zonas ladronas, arenas con un alta prospecto de reservas a explorar, recomendar estimulaciones y aislamiento de zonas, al igual que la reactivación de aquellos pozos que se encuentren cerrados.



RECOMENDACIONES

1. El análisis de este patrón de inyección permite identificar las arenas con alto potencial de hidrocarburo que pueden ser objeto de estimulación y recañoneo para aumentar la producción de aceite que en este caso serían las arenas A e I que presentan una buena y excelente calidad de roca pero que solo han sido barridas por algún tiempo, por algunos pozos inyectoros produciendo un alto contenido de aceite que demuestra su potencial en reservas.
2. Para el patrón de inyección LC-1 se recomendaría el aislamiento de los modelos: LC-14/LC-1 F y LC-21/LC-1 H que presentan un alto caudal de inyección y poca producción de aceite, pero esta operación no se puede realizar en ninguno de los dos casos por la presencia de colapsos a 2638 y 2651 ft de profundidad respectivamente.
3. La mayoría de los pozos del área 7 del Campo La Cira – Infantas fueron perforados y cañoneados con 1 o 2 tiros por pie máximo lo que aumenta el daño de formación en la boca del pozo e impide una mayor producción y mejor inyección, motivo por lo cual se recomienda un recañoneo en los pozos con alto potencial.
4. Mejoras para el software como: Habilitar la herramienta de balance de materia, crear un panel para guardar comentarios importantes a cada pozo del proyecto, que lo requiera, permitir cargar eventos de producción y reacondicionamiento (Estimulaciones y Fracturamiento) y actualizar los Manuales de Usuario y Técnico del software.

BIBLIOGRAFIA

1. BERNAL, M. C., et al. (1992): “Modelos de Caracterización del Yacimiento: Geológico, de Distribución de Fluidos y Petrofísicos”. ECOPETROL.
2. CAÑAS, Jesús A, & CUBILLOS Helber. (1992): “Validación del Modelo Geologico y de Caracterización de la Zona C del Área 07 del Campo La Cira Mediante Análisis de Trasientes de Presión”. ECOPETROL.
3. ECOPETROL – ANALOG – INPESA. (1995 – 1996). Interpretación Petrofísica Pozos de los Campos la Cira – Infantas.
4. MANTILLA, J. (2003). Cuantificación de la Incertidumbre Asociada en la Predicción del Comportamiento de Producción de un Yacimiento Altamente Heterogéneo Sometido a Inyección de Agua. ECOPETROL – ICP, Piedecuesta.
5. OJEDA SUAREZ, Yolanda. (1991). “Evaluación del Comportamiento Secundario Campo La Cira – Área 07 – Zona C; Estudio Eficiencia Vertical de Barrido”, ECOPETROL S.A. Bogota.
6. OJEDA, Yolanda, BERNAL, M^a Cristina, et al. (1992): “Evaluación Integrada de Yacimientos Campo La Cira Área 07 Zona C”. ECOPETROL.
7. RODRIGUEZ, H (1957). Historia de las Presiones de Formación en los Campos la Cira e Infantas. ECOPETROL – GCO.



8. MANTILLA, J. et al. (2003): "Evaluación Integrada de yacimientos Área 7 La Cira". ECOPETROL – GCO – ICP.
9. CRAIG, F. Forrest., (1980): "The Reservoir Engineering Aspect of Waterflooding". AIME, New York - Dallas; 134, 78 – 96.
10. CRAIG, F. Forrest, paper "Combination Method for Predicting Waterflood Performance for Five-Spot Patterns in Stratified Reservoirs", J. Pet. Tech. (Febrero, 1969).
11. CARRILLO, C. Rodrigo.; LEON, R. Helmet. Predicción del Comportamiento de los Yacimientos Sometidos a Inyección de Agua Mediante el Método de CGM. Tesis – UIS, 2001.
12. INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. Manual Técnico "Advanced System for Injection Analysis ASIA 2.0". 2003