

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN Y PRUEBA DE LA OPCIÓN “FLUX BOUNDARY CONDITIONS” DEL SIMULADOR ECLIPSE

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo
Por los bachilleres:
Marín V., Alonso F.
Pacheco M., César A.

Caracas, Noviembre 2003

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN Y PRUEBA DE LA OPCIÓN “FLUX BOUNDARY CONDITIONS” DEL SIMULADOR ECLIPSE

TUTOR ACADÉMICO: MSc. Pedro Vaca González

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo
Por los bachilleres:
Marín V., Alonso F.
Pacheco M., César A.

Caracas, Noviembre 2003

Caracas, Diciembre de 2003

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Alonso F. Marín V. y César A. Pacheco M., titulado:

**EVALUACIÓN Y PRUEBA DE LA OPCIÓN “FLUX BOUNDARY CONDITIONS”
DEL SIMULADOR ECLIPSE**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO, con una calificación de VEINTE (20) puntos.

Prof. Luís Norberto Bueno
Jurado

Prof. Ovidio Suárez
Jurado

Prof. Pedro Vaca G.
Tutor Académico

AGRADECIMIENTOS

A **mis padres y a mi hermana**, por haberme apoyado en todo momento durante cada instante de mi vida en todo lo que he hecho, en especial a mi mamá por que siempre ha estado conmigo en las buenas y en las malas cuidándome, queriéndome y apoyándome por lo cual mis logros siempre van a ser sus logros también, a mi papá por haberme enseñado que el secreto para triunfar en la vida está en el trabajo; los quiero mucho a todos.

A **mi abuelo José y a mi Abuela Ángela** gracias por haber compartido tanta de su sabiduría conmigo los quiero mucho.

A **María Claret** por ser esa persona que ha estado en mi vida a mi lado apoyándome en todo lo que hago, hemos estado juntos en momentos difíciles y en momentos de dicha, simplemente formas parte de mi, te amo muchísimo, **a su papá, su mamá, sus hermanas y a toda su familia** en general gracias por siempre estar pendiente de mi y de como iban saliendo todas las cosas durante la realización de este trabajo especial de grado.

A **mis tíos y mis primos**, por haber estado pendiente de mi en todo momento, deseándome bien y haber compartido conmigo tanto, los quiero mucho a todos.

Al **Nazareno de San Pablo** y a la **Virgen del Valle** que me han cuidado y ayudado durante toda mi vida y que siempre van a estar a mi lado

Al **Profesor Pedro Vaca González** por su gran apoyo, paciencia y dedicación prestada para la realización de este trabajo, en verdad le voy a estar eternamente agradecido por toda su ayuda, que ha sido invaluable.

A **Ana Valbuena** por su ayuda en todas las dudas, por el tiempo que dedicastes a que este trabajo se pudiera realizar y culminar.

A **Franklin González** por todo los conocimientos compartidos, por tu apoyo, por haber estado allí siempre preguntado como iban saliendo las cosas muchas gracias.

A mi compañero **César Pacheco y a sus padres**, sin su entusiasmo carisma y ganas de trabajar hubiese sido imposible la culminación de este trabajo especial de grado, más que un compañero de tesis eres un gran amigo.

A la **Universidad Central de Venezuela** y a la **Escuela de Ingeniería de Petróleo** por haberme dado la oportunidad de formarme como profesional.

A todos los compañeros de la sala de simulación que me ayudaron cuando lo necesite o que estuvieron allí para conversar en los momentos mas difíciles, gracias a todos y exitos: **Oliver, Henry, Luis, Marcos, Lisbeth, María Gabriela Fueamayor, Doani, Sofía, Jorge, Lamuño, Mauricio, Héctor (Fluidito), Luzángela, Gabriela y Rafael.**

A **Maritza** y a **Marino** que siempre estuvieron dispuestos a colaborar cuando se lo solicité, en serio han sido lo máximo y muchísimas gracias.

A todos los amigos de la Universidad los cuales me han enseñado el verdadero valor de la palabra amistad todos son muy especiales para mi, gracias por haber estado allí: **Ana María, Ana Moros, Carratú, Ciro, David, Douglas, Drionys y La Flaca, Gabriel (Turrón), Héctor (Shevchenko), Inés, Juan Carlos Pacheco, Leo, Len, Luisa, Luz, Fernando (Maracucho), María Gabriela Nass, el Niño, el Portu (Orgullo), Ricardo, Robert, Tatiana y Valdivia**; muchas gracias por haber compartido tantos momentos especiales conmigo y por siempre haber estado pendiente de cómo iba el trabajo, en serio les pido algo nunca cambien y les deseo todo el éxito tanto en su futuro profesional como en sus vidas.

Alonso F. Marín V.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a **Dios** por estar siempre conmigo, por darme la oportunidad de vivir, por la familia que tengo, y por ponerme donde estoy. Gracias...

Agradezco a mis **Padres**, a mi papá por incentivar me al estudio, al trabajo y al progreso, te quiero mucho. A mi mamá por ser tan especial y comprensiva, no encuentro palabras que te describan, a los dos los quiero mucho. Gracias...

Agradezco a mi **hermano** por ser un apoyo en todo momento. Gracias por estar allí.

A la **Universidad Central de Venezuela y profesores** por darme la educación y la preparación necesaria para progresar en la vida. Gracias...

Al profesor **Pedro Vaca** por haber confiado en nosotros para la elaboración de este trabajo, por habernos extendido la mano y ayudarnos incondicionalmente. Dios le recompense con prosperidad, éxitos y triunfos. Gracias...

A **Ana Valbuena** por ayudarnos incondicionalmente, por estar presente y extendernos la mano cuando más lo necesitamos. Gracias...

A **Franklin González** por toda la colaboración prestada, por regalarnos su tiempo, por toda su ayuda incondicional. Gracias...

A mi compañero de tesis y gran amigo **Alonso**, que junto a su familia fueron personas que hicieron el logro de este trabajo, por todos esos momentos de angustia y por esa nueva y especial amistad. Gracias...

A mis compañeros de la sala de simulación, **Sofía, Doani, Lisbeth, Maria Gabriela Fue mayor, Oliver, Henry, Lamuño, Baquero**, todos tesisistas, por su

presencia, por todos esos momentos de alegría y de angustia que vivimos, por la ayuda mutua brindada, por todos esos momentos. Gracias....

A mis amigos de toda la vida **Juan Luis, Joel, Nono, Roberto Sarcevic, Patricio, Zaida** que siempre estuvieron pendiente de mi tesis y dispuestos a tenderme la mano cuando lo necesitara, por esa amistad tan incondicional y por tantos años de amistad.

A **Luz, Maria Gabriela Nass, Luzángela, Gabriel (Turrón), el Gordo, Frank, el Portu, Ciro, Ricardo, el Niño, Cruces, Héctor (Shevchenko)**, amigos que de una u otra forma me ayudaron a lo largo de estos años.

A todos ellos Gracias...

César Pacheco

Marín V., Alonso F.

Pacheco M., César A.

EVALUACIÓN Y PRUEBA DE LA OPCIÓN “FLUX BOUNDARY CONDITIONS” DEL SIMULADOR ECLIPSE

Tutor académico: MSc. Pedro Vaca González.

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo,
Año 2003, 108 p.

Palabras clave: **Simulación, FLUJO, PRESIÓN** - Frases claves: **Condiciones de Borde, “FLUX BOUNDARY CONDITIONS”, NO-FLUJO**

Resumen: La simulación de yacimientos se ha convertido en una herramienta básica de la Ingeniería de Petróleo. Muestra de ello es la opción “FLUX BOUNDARY CONDITIONS” del simulador ECLIPSE, la cual permite que se tomen en cuenta condiciones de borde diferentes a las convencionales a la hora de realizar una simulación.

El objetivo principal de esta tesis de grado es simular las distintas configuraciones de condiciones borde del ECLIPSE, para determinar, mediante un estudio detallado, las ventajas, desventajas, fortalezas y debilidades de esta opción para lograr el mejor aprovechamiento a futuro en la simulación de yacimientos.

Para probar esta opción, se somete a la misma a una serie de sensibilidades correspondientes a las diferentes condiciones de borde que permite: FLUJO, PRESIÓN y NO-FLUJO. Y se analiza la respuesta de los pozos ante cambios en el número de celdas que son tomadas en cuenta a la hora de realizar la corrida del sector de interés. De igual forma se estudia el comportamiento de la opción analizando las sensibilidades para casos tales como presencia de alto flujo en la frontera de la zona reducida, refinamiento local de la malla, múltiples regiones de flujo y variación en el tamaño de los pasos de tiempo.

Los resultados muestran que la opción representa adecuadamente el comportamiento de los pozos al simular sectores reducidos del campo, siempre que se tomen en cuenta las condiciones de borde correctas.

ÍNDICE DE CONTENIDO

	Página
ÍNDICE DE TABLAS	iv
ÍNDICE DE FIGURAS	v
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I: LOS YACIMIENTOS Y SU SIMULACIÓN	3
1-Los Yacimientos y su Simulación.....	4
1.1-Propiedades de la Roca.....	4
1.1.1-Porosidad.....	4
1.1.2-Permeabilidad	6
1.1.3-La Ley de Darcy.....	9
1.1.4-Presión Capilar.....	10
1.1.5-Humectabilidad.....	12
1.1.6-Saturaciones	14
1.1.7-Compresibilidad de la Roca.....	15
1.2- Propiedades de los Fluidos.....	17
1.2.1-Densidad.....	17
1.2.2-Viscosidad.....	19
1.2.3-Factor Volumétrico del Petróleo en la Formación.....	21
1.2.4-Solubilidad del Gas en Petróleo.....	22
1.2.5-Movilidad.....	24
1.3-Ecuación de Balance de Materiales.....	25
1.4-Simulación Numérica de Yacimientos.....	26
1.4.1-Características de los Modelos Numéricos.....	28
1.4.2-El Simulador Eclipse.....	29
1.4.3-Etapas del Proceso de Simulación.....	31
1.4.3.1- Inicialización / Equilibrio.....	32
1.4.3.2-Cotejo histórico.....	32
1.4.3.3-Predicción.....	35

	Página
1.4.4-Condiciones de borde.....	36
1.4.5-Discretización.....	37
CAPÍTULO II: LA OPCIÓN “FLUX BOUNDARY CONDITIONS”.....	39
2-La Opción “FLUX BOUNDARY CONDITIONS”.....	40
2.1-Descripción de la Opción.....	40
2.2- Uso de la Opción en ECLIPSE.....	42
2.2.1-Creación del Archivo de Flujo en la Corrida del Campo Completo.....	44
2.2.2- Uso del Archivo FLUX en las Corridas Reducidas.....	48
2.2.3-Refinamiento Local de la Malla.....	51
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....	54
3.1-Revisión Bibliográfica.....	55
3.2-Modelo de Simulación.....	56
3.3-Sensibilidades.....	59
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	63
4.1-Pozo-U1 (Pozo Productor de Petróleo) Aislado.....	64
4.2- Variación de la Tasa de Petróleo del Pozo-U1 Aislado.....	67
4.3- Pozo-I1 (Pozo Inyector de Agua) Aislado.....	71
4.4- Pozo-G1 (Pozo Inyector de Gas) Aislado.....	74
4.5-Interacción de Pozos I1-U1 Aislando el Pozo-U1 y Aumentando la Tasa de Inyección del Pozo-I1 Ubicado Fuera del Sector Reducido...	77
4.6-Interacción de Pozos I5-U4 Variando la Posición del Pozo-I5.....	83
4.7-Múltiples Regiones de Flujo.....	85
4.8-Refinamiento Local de la malla.....	89
4.9-Tamaño del Paso de Tiempo.....	92
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	97
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	102
ABREVIATURAS.....	104
APÉNDICE.....	105

ÍNDICE DE TABLAS

	Página
Tabla 1.1 Clasificación de crudos según gravedad API.....	18
Tabla 3.1- Características del campo.....	57
Tabla 3.2- Características de las regiones.....	57
Tabla 3.3- Distribución de los pozos en el campo.....	57
Tabla 3.4- Características de los pozos.....	58
Tabla 3.5- Sensibilidades.....	59
Tabla 4.1- Comparación entre resultados de corridas de campo completo y sector reducido para condición de borde FLUJO.....	80
Tabla 4.2- Comparación entre resultados de corridas de campo completo y sector reducido para condición de borde PRESIÓN.....	82

ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
Fig.1.1-Permeabilidades relativas vs. Saturación.....	8
Fig. 1.2-Fuerzas interfaciales.....	13
Fig. 1.3-Densidad vs. Presión del yacimiento.....	19
Fig. 1.4-Viscosidad vs. Presión del yacimiento.....	21
Fig. 1.5-Factor Volumétrico vs. Presión del yacimiento.....	22
Fig. 1.6-Solubilidad del gas vs. Presión del yacimiento.....	23
Fig. 1.7-Balance másico.....	25
Fig. 1.8-Fases presentes en el yacimiento.....	26
Fig. 1.9-Etapas del proceso de simulación.....	31
Fig. 1.10-Esquema del cotejo histórico.....	35
Fig. 1.11-Representación de un yacimiento irregular.....	37
Fig. 1.12-Interacción entre los bloques de simulación.....	37
Fig. 2.1-Palabra clave “USENOFLO”.....	43
Fig. 2.2-Opción “Flux Boundary Conditions”.....	44
Fig. 2.3-Palabra clave “DUMPFLUX”.....	45
Fig.2.4-Palabra clave “FLUXTYPE”.....	46
Fig. 2.5-Palabra clave “FLUXNUM” para una sola región de flujo.....	47
Fig. 2.6-Palabra clave “FLUXNUM” para múltiples regiones de flujo.....	48
Fig. 2.7-Palabra clave “USEFLUX”.....	49
Fig.2.8- Palabra clave “FLUXREG” para una sola región de flujo.....	50
Fig.2.9- Palabra clave “FLUXREG” para múltiples regiones de flujo.....	50
Fig.2.10-Palabra clave “CARFIN”.....	51
Fig. 2.11-Palabra clave “WELSPECL”.....	52
Fig.2.12-Palabra clave “COMPDATL”.....	53
Fig. 3.1-Diagrama de flujo de la metodología.....	55
Fig. 3.2-Regiones en las cuales se encuentra dividido el modelo.....	56
Fig. 3.3-Modelo de simulación.....	58

	Página
Fig.4.1-FLUXNUM de tres sectores reducidos para la corrida del campo completo.....	64
Fig.4.2-Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO.....	65
Fig.4.3-Tasa de petróleo vs. Tiempo – Condición de borde PRESIÓN.....	65
Fig.4.4-Tasa de petróleo vs. Tiempo – Condición de borde NO-FLUJO.....	66
Fig.4.5-FLUXNUM de sector reducido usado en la variación de la tasa de petróleo del pozo-U1 aislado.....	68
Fig. 4.6-Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO Qo máx=10000 b/d.....	68
Fig. 4.7-Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO Qo máx = 20000 b/d.....	69
Fig. 4.8-Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO Qo máx = 30000 b/d.....	69
Fig. 4.9-Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde PRESIÓN Qo máx=10000 b/d.....	70
Fig.4.10 -Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde PRESIÓN Qo máx=20000 b/d.....	70
Fig. 4.11-Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde PRESIÓN Qo máx=30000 b/d.....	71
Fig.4.12-Tasa de agua inyectada vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO.....	72
Fig.4.13-Tasa de agua inyectada vs. Tiempo - Condición de borde PRESIÓN..	72
Fig.4.14-Tasa de agua inyectada vs. Tiempo - Condición de borde NO-FLUJO.....	73
Fig.4.15.-FLUXNUM de tres sectores reducidos para la corrida del campo completo del pozo G1.....	75
Fig.4.16-Tasa de gas inyectado vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO.....	76
Fig.4.17-Tasa de gas inyectado vs. Tiempo - Condición de borde PRESIÓN....	76
Fig.4.18-Tasa de gas inyectado vs. Tiempo - Condición de borde NO-FLUJO..	76

	Página
Fig.4.19-Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO. Qiny máx = 50000 b/d.....	78
Fig.4.20-Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO Qiny máx = 60000 b/d.....	79
Fig.4.21-Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO Qiny máx = 80000 b/d.....	79
Fig.4.22-Comparación entre petróleo producido en corridas de campo completo y sector reducido – Condición de Borde FLUJO.....	80
Fig.4.23-Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde PRESIÓN Qiny máx = 50000 b/d.....	81
Fig.4.24-Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde PRESIÓN Qiny máx = 60000 b/d.....	81
Fig.4.25-Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde PRESIÓN Qiny máx = 80000 b/d.....	81
Fig.4.26-Comparación entre petróleo producido en corridas de campo completo y sector reducido - Condición de Borde PRESIÓN.....	83
Fig.4.27-FLUXNUM de sector reducido usado en la variación de la posición del pozo I5 mientras el pozo U4 está aislado.....	84
Fig.4.28-Tasa de petróleo vs. Tiempo – Condición de borde PRESIÓN Variando posición pozo I5.....	84
Fig.4.29-FLUXNUM de sectores reducidos usados para la corrida del campo completo con múltiples regiones de flujo.....	86
Fig.4.30 -Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO Múltiples regiones de flujo.....	87
Fig.4.31-Tasa de agua inyectada vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO Múltiples regiones de flujo.....	87
Fig.4.32 -Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde PRESIÓN Múltiples regiones de flujo.....	88
Fig.4.33-Tasa de agua inyectada vs. Tiempo - Condición de borde PRESIÓN Múltiples regiones de flujo.....	88

	Página
Fig.4.34-FLUXNUM de sectores reducidos usados para la corrida del campo completo con refinamiento local de la malla.....	90
Fig.4.35-Vista transversal del refinamiento de 64 celdas.....	90
Fig.4.36-Tasa de petróleo vs. Tiempo- Condición de borde FLUJO Usando refinamiento local de la malla.....	91
Fig.4.37-Presión de fondo vs. Tiempo- Condición de borde FLUJO Usando refinamiento local de la malla.....	92
Fig.4.38-Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO Pasos de tiempo de 365 días en corrida de sector reducido.....	93
Fig.4.39-Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO Pasos de tiempo de 30 días en corrida de sector reducido.....	94
Fig.4.40-Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO Pasos de tiempo de 10 días en corrida de sector reducido.....	95
Fig.4.41-Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO Pasos de tiempo de 10 días en corrida de sector reducido y en corrida de campo completo.....	96

INTRODUCCIÓN

La simulación numérica es un instrumento de importancia creciente en la evaluación, planificación y desarrollo de campos petroleros. Usando modelos computarizados es posible prever el comportamiento de un yacimiento así como perfeccionar su proceso de producción. Normalmente, la simulación es impedida por el tamaño del campo, el número de pozos, la complejidad del modelo geológico y la cantidad de datos necesarios para garantizar la fiabilidad del modelo. El tamaño del modelo está frecuentemente limitado por la memoria y la velocidad de los procesadores.

El objetivo general de esta tesis es evaluar y probar a la opción “Flux Boundary Conditions” del simulador ECLIPSE en una zona reducida donde hay intercambio de fluidos a través de la frontera.

Mientras que los objetivos específicos son:

- ✓ Analizar y comprender el uso de las diferentes condiciones de borde (Presión, Flujo y No-Flujo) para diferentes escenarios y como simularlos.
- ✓ Describir detalladamente la formulación matemática de las condiciones de borde implantadas en este simulador.
- ✓ Detectar las fortalezas y debilidades de la opción “Flux Boundary Conditions” del simulador ECLIPSE mediante el análisis de sensibilidades a diferentes parámetros.

En este trabajo se evalúa técnicamente a la opción “FLUX BOUNDARY CONDITIONS” del simulador ECLIPSE, la cual se presenta como una alternativa para modelos de grandes dimensiones de yacimientos de petróleo, ya que permite simular sectores aislados del yacimiento disminuyendo así tanto el tiempo de corrida como el esfuerzo del cómputo y manteniendo la credibilidad del modelo. En esta evaluación se determinan ventajas y desventajas, fortalezas y debilidades,

para el mejor aprovechamiento a futuro de esta opción en la simulación de yacimientos.

Para llevar a cabo la evaluación de esta opción se realiza una serie de sensibilidades a los principales parámetros que permiten comparar la eficiencia de una corrida de un sector reducido del campo con respecto a una corrida de campo completo. Los casos estudiados contemplan la realización de corridas de sectores reducidos del campo para pozos productores de petróleo, pozos inyectoros de agua y pozos inyectoros de gas, tanto para regiones de flujo simple como para múltiples regiones de flujo, tomando como condiciones de borde: flujo, presión y no flujo. Por último se evalúa la opción para cuando se realiza refinamiento local de la malla y para cuando se tienen condiciones que aumenten el flujo en la frontera del sector reducido.

Por otra parte, se realiza una revisión bibliográfica acerca de los fundamentos teóricos relacionados con la simulación y las condiciones de borde necesarias para resolver las ecuaciones diferenciales que describen el flujo de fluidos en el medio poroso.

De este trabajo se concluye que la opción "FLUX BOUNDARY CONDITIONS" de ECLIPSE representa adecuadamente el comportamiento de los pozos del sector de interés, sin necesidad de simular el campo completo, y que puede ser utilizada con confianza por los usuarios que deseen disminuir tanto el tiempo de corrida como el esfuerzo del cómputo, si el interés está puesto solamente en un sector reducido del yacimiento completo.

CAPÍTULO I
LOS YACIMIENTOS Y SU SIMULACIÓN

1-Los Yacimientos y su Simulación

En el estudio de las propiedades del sistema roca-fluidos que componen un yacimiento se basan todas las explicaciones que se puedan usar para entender su comportamiento futuro. En la siguiente sección se van a estudiar los efectos de las propiedades de las rocas petrolíferas sobre la distribución y flujo de los fluidos que contiene la roca.

1.1-Propiedades de la Roca:

1.1.1-Porosidad¹

La porosidad es la medida de capacidad de almacenamiento de una roca, es la fracción del volumen bruto total de la roca que constituye los espacios no sólidos de la misma y se expresa generalmente como el cociente del espacio vacío de la roca entre el volumen total de la roca.

La porosidad se define como:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} * 100$$

donde:

ϕ = Porosidad, en %

V_b = Volumen bruto

V_p = Volumen de los poros ($V_b - V_m$)

V_m = Volumen matriz.

También se puede expresar como:

$$\phi = \frac{Vb - Vm}{Vb} * 100$$

La porosidad se clasifica en base a:

A-Su origen:

A.1-Original o primaria

A.2-Inducida o secundaria

B-Volumen poroso considerado:

B.1-Absoluta o total: fracción del volumen total de la roca que no está ocupado por material denso o matriz.

B.2-Efectiva: fracción del volumen total de la roca que está compuesto por espacios porosos que se hallan comunicados entre sí. Los factores que afectan la porosidad efectiva son: la presión de sobrecarga, el tamaño, empaquetadura y forma de los granos, así como su grado de cementación y consolidación

La porosidad total, por supuesto, siempre va a ser mayor o igual a la efectiva.

La porosidad es considerada:

- Muy Baja: menos del 5 %.
- Baja: entre 5 % y 10 %.
- Promedio: entre 10 % y 20 %.
- Buena: entre 20 % y 30 %.
- Excelente: mayor del 30 %.

Este concepto de porosidad y volumen es básico en la estimación de reservas. Tiene sus fundamentos en la configuración de los granos, la manera como está en contacto el material que los une, el volumen que representa esa masa y el espacio creado, el cual puede traducirse a números.

En la práctica, debido a los factores que afectan la porosidad medida en laboratorio por otros métodos analíticos de campo, da una variedad de valores para determinado espesor de estrato, sección o formación. Sólo la recopilación de datos y estadística dan el valor promedio de porosidad, que es el empleado en la práctica para cálculos analíticos; sin embargo en la simulación numérica la porosidad es discretizada celda por celda.

En un simulador de petróleo negro la porosidad es una propiedad asignada a cada bloque de la malla y varía cuando cambia la presión en el yacimiento, conforme a la fórmula:

$$\phi = \phi_o(1 - C_r \Delta P)$$

donde:

ϕ_o = Porosidad inicial a una presión de referencia

C_r = Compresibilidad de la roca

ΔP = Diferencial de Presión

1.1.2-Permeabilidad²

La permeabilidad de una roca se define como la facilidad con la que la roca transmite los fluidos, es decir es la propiedad que posee la roca para permitir o no que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados. Por esto la permeabilidad es conocida como la medida de la “conductividad” de la roca.

La permeabilidad absoluta (K_a) es el parámetro que cuantitativamente indica la capacidad del sistema interconectado para permitir el movimiento de un fluido de un punto a otro del medio poroso.

La permeabilidad efectiva (K_e) es la permeabilidad a un fluido particular cuando la saturación de este fluido en la roca es menor del 100 por ciento; la permeabilidad efectiva es una propiedad roca-fluido.

En un simulador de petróleo negro, tal como el ECLIPSE, la permeabilidad se asigna a cada bloque de malla en las tres direcciones X, Y, Z. Su rango de variación suele estar entre 0,1 y 10000 md y puede haber bloques impermeables donde la permeabilidad asignada es cero. La permeabilidad asignada es la absoluta.

Si se aplica la ley de Darcy independientemente a cada una de las fases presentes en el sistema se obtiene una permeabilidad efectiva para la fase considerada. En el caso de agua y petróleo, se obtiene las siguientes relaciones:

$$q_o = \frac{K_o * A * \partial P_o}{\mu_o * \partial x} \quad q_w = \frac{K_w * A * \partial P_w}{\mu_w * \partial x}$$

donde:

q_o = Tasa de petróleo.

K_o = Permeabilidad efectiva al petróleo

μ_o = Viscosidad de petróleo

∂P_o = Diferencial de presión del petróleo

A = Área de flujo

q_w = Tasa de agua

K_w = Permeabilidad efectiva al agua

μ_w = Viscosidad de agua.

∂P_w = Diferencial de presión del agua.

∂x = Diferencial de longitud.

Se tienen también las permeabilidades relativas K_{ro} y K_{rw} . Estas permeabilidades dependen de la saturación de la fase y pueden definirse como:

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad K_{rw} = \frac{K_w}{K}$$

Se supone que las permeabilidades relativas dependen únicamente de la saturación. En realidad también dependen de la dirección en que se desatura el medio poroso; es decir, si la saturación de agua está aumentando (imbibición) no se obtienen los mismos valores que si la saturación de petróleo está aumentando (drenaje).

En la Fig. 1.1 se presentan curvas típicas de K_{ro} y K_{rw} , en función de la saturación. El valor de la saturación para el cual K_{rw} es cero corresponde a la saturación irreducible en la curva de drenaje de presión capilar. El valor cuando K_{ro} es cero indica la saturación irreducible o residual de petróleo (S_{or})

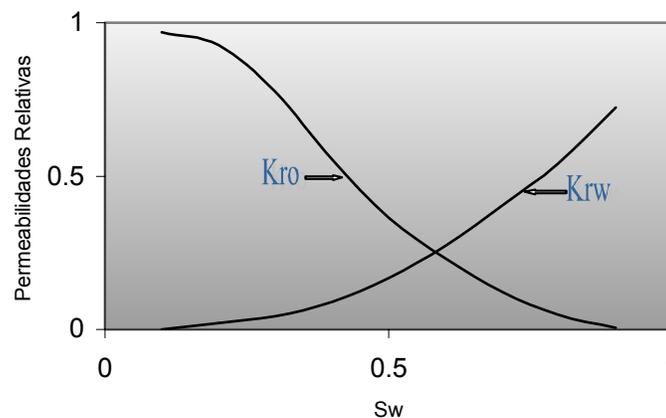


Fig.1.1 Permeabilidades relativas vs. Saturación

1.1.3-La Ley de Darcy²

En 1856, como resultado de estudios experimentales de flujo de agua a través de filtros de arena no consolidada, Henry Darcy dedujo la fórmula que lleva su nombre.

Esta ley asocia o relaciona la tasa de flujo (q) como una función de la viscosidad del fluido (μ), la caída de presión (ΔP), el área transversal al flujo (A) y la longitud del sistema (L).

En su forma más elemental, la ley de Darcy se puede expresar como:

$$q = \frac{K * A * \Delta P}{\mu * \Delta L}$$

En honor a Henry Darcy la unidad de permeabilidad es el Darcy. En un medio poroso de 1 cm² de área de sección transversal y 1 cm de longitud donde se aplica un diferencial de presión ΔP de una atmósfera se obtiene el flujo de un fluido de un centipoise de viscosidad a una velocidad de 1 cm/s. En este caso la permeabilidad del medio poroso será igual a 1 Darcy.

Las condiciones de validez de la ecuación de Darcy son:

- Sistema homogéneo e isotrópico.
- Flujo monofásico.
- El fluido no reacciona con el medio.
- Flujo laminar.
- Flujo isotérmico.
- Flujo horizontal.
- El flujo satura 100 por ciento el medio poroso.
- Viscosidad del fluido independiente de la presión

El Darcy es un valor relativamente alto de permeabilidad, de allí que se haya definido el milidarcy (md) como:

$$1 \text{ md} = \frac{1}{1000} \text{ Darcy}$$

1.1.4- Presión Capilar²

La Presión Capilar es una fuerza que controla y gobierna el movimiento de los fluidos en el medio poroso y por lo tanto tiene un efecto importante sobre el recobro último total de petróleo que se pueda obtener del yacimiento. Puede concebirse de muchas formas. Una, como el diferencial de presión entre dos fases dentro de la roca; otra, como la capacidad de succión de una roca por el fluido que la moja; otra, como una medida de la curvatura de la interfase entre los fluidos presentes en el medio poroso; y otra, como una medida de la tendencia de una roca a repeler la fase no mojante. Se observa que la presión capilar tiene un efecto muy importante sobre el comportamiento del yacimiento.

En la primera definición la diferencia de presión se toma entre la fase no mojante y la mojante. Será positiva para sistemas petróleo-agua mojados por agua y negativa para aquellos mojados por petróleo. De esta forma se puede decir que:

$$P_c = P_{nw} - P_w = \frac{2 * \sigma_{mww} * \cos(\theta)}{r}$$

donde:

P_{nw} = Presión de la fase no mojante

P_w = Presión de la fase mojante.

σ_{mww} = Tensión interfacial entre fase no mojante y mojante.

θ = Ángulo de contacto entre la superficie de la roca y la fase mojante.

r = Radio del poro.

De la misma forma, una ecuación más general fue desarrollada por Laplace y es la siguiente:

$$P_c = P_o - P_w = \sigma_{ow} * \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right)$$

donde:

P_o = Presión del petróleo (fase no mojante)

P_w = Presión del agua (fase mojante)

σ_{ow} = Tensión interfacial entre agua y petróleo

r_1 y r_2 = Radios de curvatura que definen la interfase.

En ambas ecuaciones se introduce un elemento común, que es la tensión interfacial, la cual se debe al efecto de las fuerzas que están actuando en la interfase entre dos fluidos inmiscibles, como es el caso del petróleo y el agua, los cuales al estar en contacto crean una interfase definida. Las moléculas cercanas a dicha interfase son atraídas de forma desigual, lo cual origina una superficie de energía libre por unidad de área, lo que se denomina Tensión Interfacial.

La tensión interfacial puede darse no sólo en los capilares interconectados del medio poroso, sino también en el tubo capilar. También puede expresarse en función de la elevación; de esta forma se tiene que:

$$P_c = \Delta\rho * g * h$$

donde:

P_c = Presión capilar

$\Delta\rho$ = Diferencia de densidades entre la fase mojante y la no mojante.

g = Constante de Gravitación Universal

h = elevación.

Existen diferentes aspectos que afectan la presión capilar, entre las cuales se tiene:

- Tamaño y distribución de los poros.
- Humectabilidad de la roca.
- Tensiones interfaciales y de adhesión.
- Tipos de fluidos y sólidos envueltos.
- Saturación de fluidos: en la medida que la saturación de la fase mojante aumenta, ésta va ocupando los poros más grandes, por lo tanto el radio de curvatura de la interfase irá aumentando y por lo tanto disminuirá la presión capilar. De esta forma, la presión capilar es función de las saturaciones relativas de los fluidos en la roca.
- Geometría y distribución de los granos: a medida que se aplica presión en el núcleo el petróleo no entrará en el mismo hasta que la presión que se está aplicando no exceda la presión capilar correspondiente al canal poroso más grande que está en contacto con el petróleo. Esta presión es la llamada presión de umbral o de desplazamiento.
- Historia de saturación.

1.1.5- Humectabilidad³

La humectabilidad o mojabilidad es una propiedad de gran importancia ya que afecta el comportamiento capilar. Es definida como la habilidad de la fase de un fluido para adherirse preferencialmente a una superficie sólida en presencia de otra segunda fase inmisible. En el caso de un yacimiento, la superficie sólida es la roca y los fluidos son el agua, el petróleo y el gas. Una medida de la humectabilidad es el ángulo de contacto θ , el cual se encuentra relacionado con las energías de superficie, por la siguiente ecuación:

$$A_t = \sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} * \cos\theta_c$$

donde:

σ_{os} = Energía interfacial entre el sólido y el petróleo (dinas/cm)

σ_{ws} = Energía interfacial entre el sólido y el agua (dinas/cm)

σ_{ow} = Tensión interfacial entre el petróleo y el agua (dinas/cm)

$\cos\theta_c$ = Ángulo de contacto petróleo – sólido - agua, medido a través del agua (grados).

En la Fig. 1.2 se pueden observar las fuerzas interfaciales entre dos fluidos inmiscibles y un sólido;

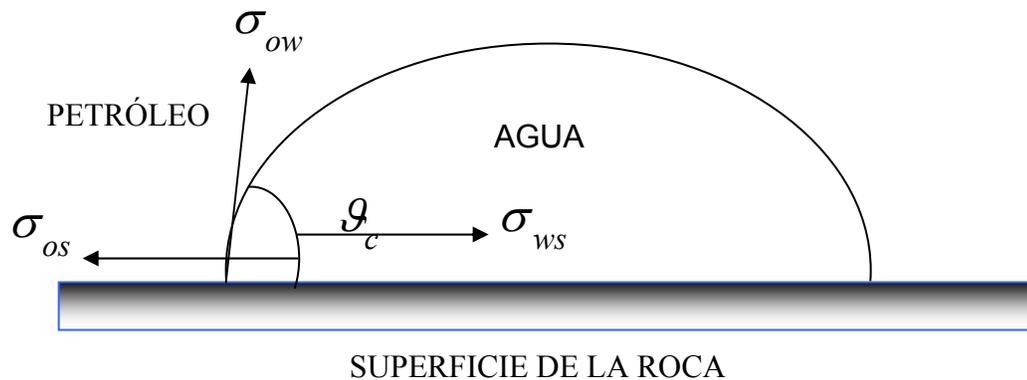


Fig. 1.2 Fuerzas interfaciales

El ángulo θ_c es usado como medida cualitativa de la humectabilidad, de la siguiente manera:

Si $\theta_c \leq 90^\circ$ indica que el líquido más denso (agua) moja preferencialmente la fase sólida.

Si $\theta_c \geq 90^\circ$, indica que el líquido menos denso moja preferencialmente la superficie sólida.

Si $85^\circ < \theta_c < 95^\circ$, indica que ambas fases tienen igual afinidad por la parte sólida.

La humectabilidad de una roca en un yacimiento de petróleo es muy difícil de determinar, pero con base a experimentos cuidadosamente controlados se puede determinar si los yacimientos se encuentran humectados por agua o por petróleo. Entre los factores que afectan la humectabilidad están:

- Localización y saturación de agua irreducible.
- Distribución de los fluidos en el yacimiento.
- El valor y localización del petróleo residual.
- El mecanismo de desplazamiento.

1.1.6- Saturaciones⁴

Se conoce como saturación de un fluido a la fracción del volumen poroso que está ocupado por el fluido en estudio. En el caso de que todo el volumen poroso efectivo se encuentre totalmente saturado por un solo fluido, se dice que la saturación de ese fluido es de 100% ó 1. Si se da el caso de que hay varios fluidos presentes, entonces cada uno ocupa una determinada fracción del volumen total y por ende cada uno tiene un valor de saturación. Luego la suma de los valores de saturación de todos los fluidos presentes es 100% ó 1. El conocimiento de la saturación de cada uno de los fluidos presentes en el yacimiento es imprescindible a la hora de calcular los volúmenes de petróleo, agua y/o gas en el yacimiento.

La saturación de agua connata, S_{wc} , es la saturación de agua existente al momento del descubrimiento del yacimiento. Este volumen de agua connata se considera inmóvil, sin embargo se ha podido comprobar que, al inyectar agua a un yacimiento, la primera que se produce tiene composición diferente a la inyectada, lo que indica que el agua connata es desplazada por la inyectada. La S_{wc} se correlaciona con K y con el tamaño de los poros.

Mientras mayor sea el área superficial y menor sea el tamaño de las partículas, mayor es la saturación de agua connata. En rocas mojadas por agua la S_{wc} varía entre 20 y 25%, mientras que en rocas mojadas por petróleo S_{wc} varía entre 15 y 10%.

Inicialmente los yacimientos eran medios porosos donde existían acumulaciones de agua (no eran yacimientos de petróleo). Así, el agua convivió con la roca miles de millones de años, por lo tanto la roca se encuentra usualmente mojada por agua (por afinidad por el largo período de convivencia).

La saturación de agua inicial no tiene que ser la misma que la saturación cuando se formó el yacimiento. La S_{wi} equivale a la saturación encontrada al descubrir el yacimiento.

La S_{or} , saturación de petróleo residual, es la fracción del volumen de petróleo que queda en el yacimiento en la zona barrida, después de un proceso de desplazamiento. Este valor depende principalmente de la humectabilidad de la roca y del tipo de fluido desplazante.

La saturación de una fase tiene que ver con el movimiento de la misma. Cuando la saturación de la fase se hace continua se convierte en crítica y es cuando se comienza a mover.

1.1.7- Compresibilidad de la Roca⁴

La compresibilidad de una roca da cuenta del cambio en su volumen original, ocasionado por la variación en la presión y la temperatura que son ejercidas sobre ella. La compresibilidad de la roca representa un mecanismo de producción por la energía allí acumulada.

Por esto la compresibilidad de la roca se convierte en un mecanismo de expulsión

de hidrocarburos, debido que al iniciarse la producción en el yacimiento se manifiesta la caída de presión con lo cual se expanden la roca y los fluidos. La expansión de la roca provoca una disminución del volumen agregado de poros interconectados, lo cual, junto con la expansión de los fluidos, se traduce en la expulsión de fluidos del volumen de poros interconectados.

Si se toma en cuenta la matriz más el volumen de poros y se somete a un incremento discreto de presión (ΔP), se produce una disminución en el volumen total de este sistema. La compresibilidad bruta de la roca se define como:

$$C_b = \frac{1}{V_b} * \left(\frac{\Delta V}{\Delta P} \right)$$

donde:

C_b = Compresibilidad bruta de la roca.

ΔV = Disminución del volumen de la roca.

ΔP = Incremento de presión.

V_b = Volumen bruto de la matriz más el volumen poroso.

Observando esta fórmula se puede ver que la disminución del volumen (ΔV) causada por el incremento de presión (ΔP) ha sido dividida por el volumen bruto (V_b), aunque durante la producción de hidrocarburos la reducción del volumen ocurre esencialmente en el volumen poroso interconectado debido a que es allí mayormente donde ocurren los cambios de presión. Esto lleva a definir C_{vp} (Compresibilidad del volumen poroso) como:

$$C_{vp} = \frac{1}{V_p} * \frac{\Delta(V_p)}{\Delta P} = \frac{C_b}{\phi}$$

1.2- Propiedades de los Fluidos

1.2.1- Densidad⁵

La densidad de un fluido es el cociente entre la masa de fluido y el volumen que ocupa y en el caso del petróleo viene expresada por:

$$\rho_o = \frac{m_o}{v_o}$$

donde:

ρ_o = Densidad del crudo.

m_o = Masa del crudo.

v_o = Volumen del crudo.

La densidad del petróleo suele ser expresada en grados API. La gravedad API es una escala que, por medio de una relación matemática y la gravedad específica de un crudo, permite clasificarlos de acuerdo a ciertos rangos de grados API

La relación matemática que calcula la gravedad API es la siguiente:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\gamma} - 131,5$$

donde:

γ = Densidad relativa del fluido a condiciones estándar (60°F y 14,7 lpca); es el cociente entre la densidad del fluido en cuestión y una densidad de referencia, generalmente agua. Se calcula de la siguiente manera:

$$\gamma = \frac{\rho_f}{\rho_w}$$

Siendo γ la densidad relativa, ρ_f la del fluido de interés y ρ_w la del agua.

Como la densidad varía con la temperatura, la industria petrolera ha estandarizado las condiciones a las cuales hacer el reporte de la gravedad API. Estas condiciones son una temperatura de 60°F y presión atmosférica. Debido a esto, al calcular la gravedad API con la relación anterior, se debe introducir el valor de gravedad específica del crudo correspondiente a la temperatura de 60°F. Sin embargo, casi todas las mediciones se realizan a condiciones de laboratorio o ambientales donde la temperatura es diferente a 60°F, por lo cual es necesario el uso de correlaciones con el fin de reportar el valor de gravedad API medido en el laboratorio al valor equivalente a 60°F.

La densidad en grados API no tiene una relación lineal directa con la densidad específica, ni tampoco con las otras propiedades físicas correlacionadas con la densidad, como la viscosidad. Los valores elevados en grados API corresponden a pesos específicos reducidos y los valores API reducidos corresponden a elevados pesos específicos, de modo que no se puede utilizar la escala en forma directa en los cálculos.

La clasificación de los crudos según su gravedad API es aproximadamente la siguiente:

Tabla 1.1 Clasificación de crudos según gravedad API

Petróleo	°API
Condensado	40 en adelante
Liviano	30 a 39.9
Mediano	22 a 29.9
Pesado	10 a 21.9
Extrapesado	Menor a 10

Al hablar de gravedad API se está hablando de la densidad del crudo. Como la densidad depende de las condiciones a que se encuentra sometido el crudo, entonces la gravedad API se va a ver afectada también. Los factores que involucran estas condiciones son: la temperatura, la presión, etc.

La densidad de dos petróleos crudos puede diferir considerablemente. Puede haber una diferencia de densidad en petróleos de yacimientos adyacentes dentro de un mismo campo o de un mismo ambiente geológico, incluso en petróleos de una misma roca reservorio pero de distintas trampas, y entre petróleos del mismo reservorio, pero que difieren en su posición estructural.

En la Fig. 1.3 se coloca la forma típica de la densidad como función de la presión para un crudo de petróleo negro a temperatura constante. La misma muestra que un yacimiento que se encuentra por encima de la presión de burbujeo presenta el siguiente comportamiento: mientras disminuye la presión también disminuye la densidad y esto se debe a la expansión de líquidos en el yacimiento. Sin embargo una vez que la presión del yacimiento es menor a la presión de burbujeo, se empieza a liberar gas, lo cual se traduce en un aumento en la densidad del petróleo.

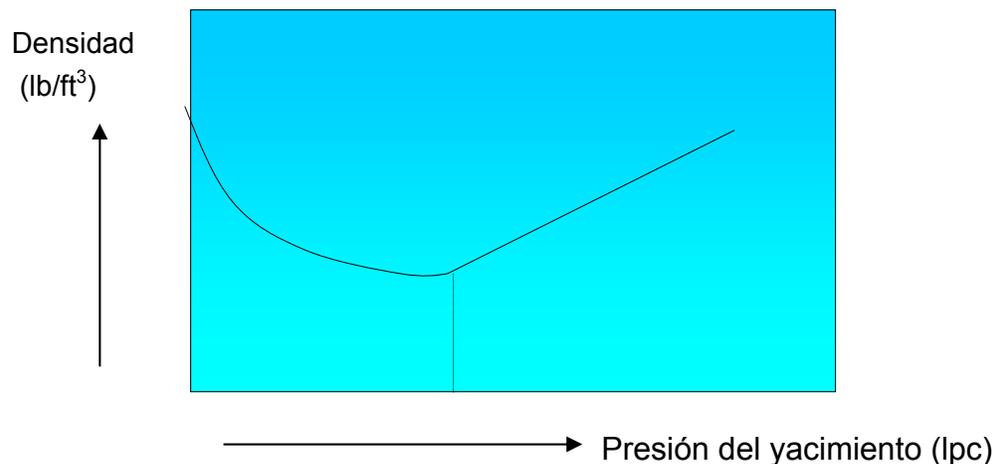


Fig. 1.3 Densidad vs. Presión del yacimiento

1.2.2-Viscosidad⁵

Una de las propiedades más importantes que controla el movimiento de petróleo a través del yacimiento es la viscosidad o resistencia interna al movimiento del fluido. La viscosidad del petróleo depende de dos factores principales: de la

temperatura del yacimiento y del gas en solución. El primer factor se puede considerar como constante a través de la historia de producción del campo, pero el segundo cambia constantemente a medida que se libera el gas que está disuelto. Por consiguiente, es necesario determinar la viscosidad del petróleo a la temperatura y presión de fondo del pozo con una solubilidad variable del gas.

La viscosidad es la resistencia que opone un fluido a ser deformado. Esta propiedad se origina por dos fenómenos: por una parte las moléculas se atraen entre sí mediante fuerzas de cohesión que dificultan un desplazamiento relativo y por otra parte la agitación térmica produce una transferencia de cantidad de movimiento entre capas que no se mueven con la misma velocidad, de ahí que la viscosidad tenga dependencia tanto de la temperatura como de la presión.

Viscosidad Dinámica (μ): Se expresa en Poise; se define como la fuerza en dinas necesaria para mover una superficie plana de 1 cm^2 sobre otra igual a una velocidad de 1 cm/seg y ambas capas separadas por una capa de líquido de 1 mm de espesor.

Viscosidad Cinemática (ν): Se denota así porque contiene las tres unidades fundamentales de masa, longitud y tiempo. Es una medida de la facilidad con que fluye una sustancia bajo la acción de la gravedad y se define como la relación entre la viscosidad absoluta y la densidad de la sustancia. Su unidad básica es el Stoke.

En la Fig. 1.4 se coloca la forma típica de la viscosidad como función de la presión para condiciones de temperatura constante para un petróleo negro. La misma muestra que para presiones por encima de la presión de burbujeo, la viscosidad del petróleo disminuye de manera lineal a medida que la presión disminuye, ya que cuando la presión baja, las moléculas se alejan entre sí, por lo cual hay menos fricción entre ellas y la viscosidad es menor. Sin embargo una vez que la presión del yacimiento se encuentra por debajo del burbujeo, se deja de

sentir el efecto del gas en solución ya que las moléculas del gas liberado dejan de formar parte del petróleo lo cual ocasiona que aumente la viscosidad del petróleo cuando disminuye la presión del yacimiento.

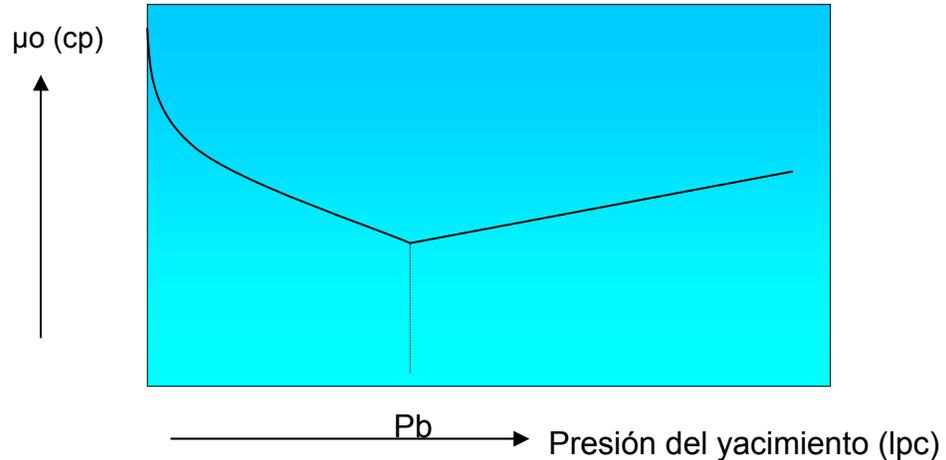


Fig. 1.4 Viscosidad vs. Presión del yacimiento

1.2.3-Factor Volumétrico del Petróleo en la Formación^{4 y 5}

Este es un parámetro de vital importancia, ya que representa la relación entre el volumen que ocupa un barril de petróleo a las condiciones de presión y temperatura en el yacimiento y el volumen que ocupa ese mismo barril de petróleo a condiciones de presión y temperatura en superficie, donde el barril de petróleo se ha reducido debido a que ha liberado gas⁴.

Esta relación volumétrica entre un barril de petróleo a condiciones de yacimiento y superficie es de vital importancia a la hora de calcular el petróleo in situ y el petróleo fiscalizado en tanque. Esta apreciación se extiende al volumen de gas disuelto en el petróleo en el yacimiento y al volumen liberado y medido a condiciones estándar en la superficie. También se aplica al gas natural libre en el yacimiento y el mismo volumen de gas en la superficie a condiciones estándar y de igual forma se aplica al agua⁴.

El factor volumétrico de formación para el petróleo (β_o) suele estar entre 1,0 BY/BN y 2,0 BY/BN. El factor correspondiente al gas (β_g) alcanza valores de 200 PCN/PCY y para el agua (β_w) puede estar entre 0,99 BY/BN y 1,07 BY/BN⁵.

En la Fig. 1.5 se puede observar la forma típica del factor volumétrico de formación como función de la presión para un yacimiento de petróleo negro a temperatura constante. Se muestra que mientras la presión del yacimiento se encuentre por encima de la presión de burbujeo, una disminución de la presión se traduce en el aumento del factor volumétrico de formación debido a la expansión de líquidos en el yacimiento. Una vez que la presión del yacimiento se encuentra por debajo de la presión de burbujeo se empieza a liberar el gas y el líquido remanente en el yacimiento tiene menos gas en solución, por lo cual a medida que disminuye la presión y se libera el gas en solución disminuye también el factor volumétrico de formación⁵.

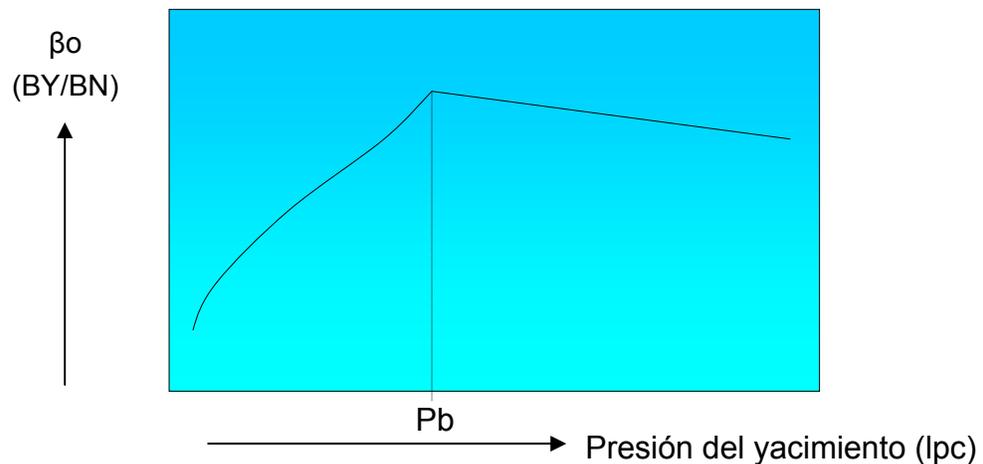


Fig. 1.5 Factor volumétrico de formación vs. Presión del yacimiento

1.2.4-Solubilidad del Gas en Petróleo⁵

Este parámetro se representa por el volumen, en pies cúbicos fiscales, de gas que se encuentran en solución en el yacimiento a una presión P en cada barril de petróleo fiscal. Se representa por R_s .

La solubilidad de gas en petróleo depende de la presión y la temperatura presente en el yacimiento así como de las composiciones de gas y petróleo. Para un mismo gas y petróleo a temperatura constante, la cantidad de gas en solución aumenta con la presión, mientras que a una presión constante la cantidad de gas en solución disminuye a medida que la temperatura aumenta.

Se dice que un crudo está saturado con gas a cualquier presión y temperatura si al reducir ligeramente la presión se libera gas en solución. Inversamente, si no se libera gas en solución se dice que el petróleo está subsaturado. El estado subsaturado implica que existe una deficiencia de gas; mas aún, el estado subsaturado implica que no existe gas libre en contacto con el petróleo, es decir que no hay capa de gas.

En la Fig. 1.6 se coloca la forma típica de la R_s como función de la presión para un crudo de petróleo negro a temperatura constante.

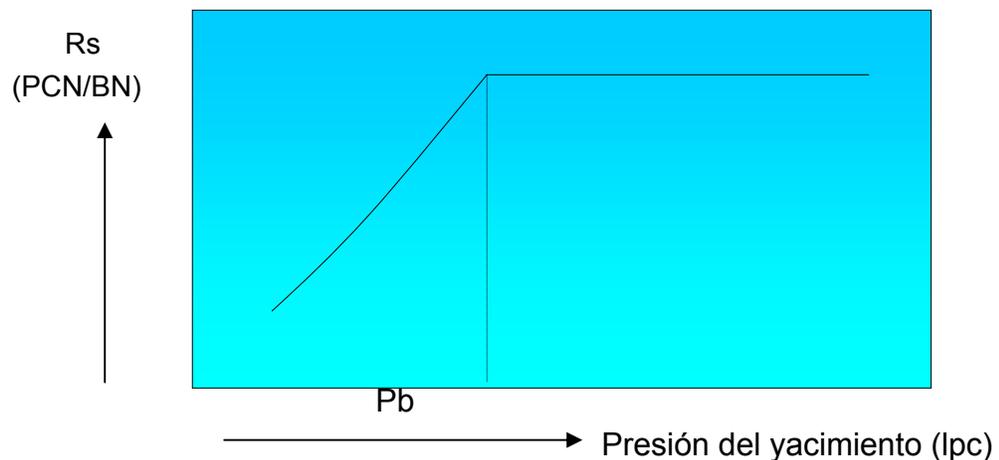


Fig. 1.6 Solubilidad del gas vs. Presión del yacimiento

La misma muestra que cuando la presión del yacimiento se encuentra por encima de la presión de burbujeo no se libera gas en solución, razón por la cual la solubilidad de gas en petróleo se mantiene constante. Una vez que la presión del yacimiento es menor que la presión de burbujeo se comienza a liberar gas en

solución, por lo cual una disminución en la presión del yacimiento ocasiona menos gas disuelto en el petróleo.

1.2.5- Movilidad³

La movilidad es la facilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento y es expresada como la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad de éste.

Las movilidades de petróleo, agua y gas, respectivamente son:

$$\lambda_o = \frac{K_o}{\mu_o}, \quad \lambda_w = \frac{K_w}{\mu_w}, \quad \lambda_g = \frac{K_g}{\mu_g}$$

La razón de movilidad, es designada por la letra M con dos subíndices que indican la fase desplazante y la fase desplazada y se define como la movilidad de la fase desplazante dividida por la movilidad del fluido desplazado.

Por ejemplo, en el caso en el cual el petróleo es desplazado por el agua la razón de movilidad es:

$$M_{w,o} = \left(\frac{\frac{K_w}{\mu_w}}{\frac{K_o}{\mu_o}} \right)$$

La permeabilidad efectiva a la fase desplazante se evalúa en la saturación promedio de dicha fase en la zona de yacimiento invadida, o sea detrás del frente de invasión.

La permeabilidad efectiva a la fase desplazada se evalúa a la saturación de dicha zona delante del frente de invasión.

Se ha adoptado la convención de denominar razón de movilidad favorable la que es menor que la unidad y no favorable la que es mayor que la unidad.

1.3-Ecuación de Balance de Materiales^{6 y7}

El vaciamiento o producción va a ser igual a la expansión de los fluidos. En este hecho se basa la ecuación de balance de materiales, la cual es un balance másico mediante una ecuación 0-dimensional⁷. Ver Fig. 1.7

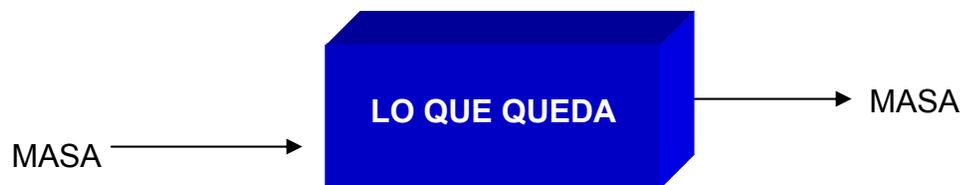


Fig 1.7 Balance másico

La ecuación de balance de materiales es un análisis volumétrico efectuado dentro de un volumen de control que corresponde a los límites iniciales de las zonas ocupadas por los hidrocarburos. Una vez que se ha definido el volumen de control, entonces la suma algebraica de todos los cambios de volúmenes en cada una de las zonas de gas libre, petróleo y agua contenidos en el volumen de control es igual a cero. En la Fig. 1.8 se coloca el volumen de control para la ecuación de balance de materiales donde coexisten tres fases: gas, petróleo y agua⁷.

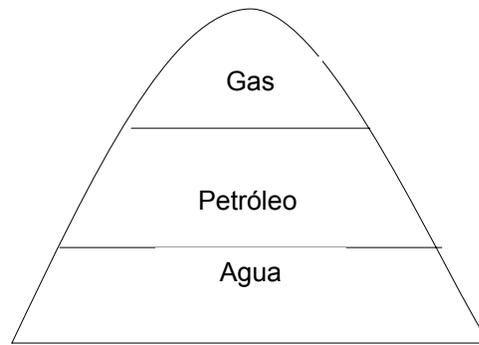


Fig 1.8 Fases presentes en el yacimiento

La diferencia entre el balance de materiales y los simuladores es la forma de aplicación. En balance de materiales el yacimiento se convierte en un punto o se ve puntualmente. Esta simplificación tiene el problema de que una vez que el yacimiento se convierte a un punto se están homogeneizando las propiedades, las cuales en la realidad varían de una parte del yacimiento a otra.

Sin embargo la ecuación de balance de materiales se sigue usando ya que el balance global o de masa se debe cumplir, lo cual va ligado a un desgaste energético necesario para producir fluidos (presión). En el balance de materiales se toman las propiedades de la roca como si fueran uniformes, la geometría del yacimiento se estudia de manera simplificada, no tomando en cuenta las discontinuidades, de igual forma las presiones y saturaciones se toman como uniformes.

En los simuladores, en cambio la mayoría de estas propiedades son discretizadas celda por celda y luego a cada una de estas celdas se le realiza el balance.

1.4-Simulación Numérica de Yacimientos⁸

La ingeniería de yacimientos siempre ha tenido como objetivo fundamental la evaluación del comportamiento de los yacimientos sometidos a diferentes

procesos de explotación. Tal propósito continúa siendo el mismo, sin embargo la manera de llevarlo a cabo ha cambiado en forma determinante a través del tiempo. Así, se han utilizado curvas de declinación, métodos de predicción basados en el balance de materiales, modelos físicos, modelos analíticos, modelos de resistencia y otros, hasta llegar, en fecha relativamente reciente, a la Simulación Numérica (Matemática) de Yacimientos.

La Simulación Numérica de Yacimientos se refiere a la construcción y la puesta en operación de un modelo numérico cuyo comportamiento refleje adecuadamente el comportamiento real del yacimiento. Aunque el mismo modelo obviamente carece de la realidad del yacimiento, el comportamiento de un modelo válido se aproximará bastante al comportamiento real del yacimiento.

Los modelos numéricos se iniciaron a mediados de 1950 con Peaceman & Rachford y han evolucionado de tal manera que prácticamente cualquier tipo de yacimiento puede ser simulado.

El procedimiento consiste en discretizar el yacimiento en un número de bloques, donde simultáneamente se realizan entre ellos balances de masa y energía. Este grupo de celdas o bloques agrupados en una malla o “grid” permite una representación mucho más realista de la roca y de los fluidos en ella presentes, los cuales pueden variar sus propiedades de cualquier manera.

El modelo matemático completo resulta de la combinación de ecuaciones que gobiernan los procesos físicos que ocurren dentro del sistema (entre otros, el flujo de fluidos en un medio poroso), de las condiciones de borde y de las condiciones iniciales.

Para resolver el modelo matemático se tienen que determinar los valores de parámetros independientes que satisfagan conjuntamente las condiciones enumeradas y las ecuaciones que describen los procesos físicos.

1.4.1- Características de los Modelos Numéricos⁸

Básicamente los modelos numéricos usados para simular el comportamiento de yacimientos de petróleo y gas consisten de un conjunto de ecuaciones diferenciales en derivadas parciales, las cuales están sujetas a las condiciones iniciales y condiciones de borde específicas del yacimiento. Tales ecuaciones describen: conservación de masa o energía, conservación del momentum y ecuaciones de estado. Generalmente estas ecuaciones no son lineales y la solución numérica es la única posible, lo cual implica el uso de computadoras.

El propósito de una simulación es pronosticar el comportamiento futuro de los yacimientos sometidos a diferentes esquemas de producción, basándose en una historia previa y en su comportamiento actual. Mientras un yacimiento solo puede desarrollarse y producirse una vez, un modelo permite obtener resultados aproximados de diferentes esquemas de desarrollo y producción, lo cual es de gran ayuda en la selección de las condiciones óptimas de explotación.

Los simuladores se pueden clasificar de varias maneras, siendo la más usual la que los califica según el tipo de proceso que realizan:

- Simuladores de petróleo negro.
- Simuladores composicionales.
- Simuladores térmicos o de recuperación mejorada.

Otras clasificaciones corresponden al número de fases que pueden manejar el simulador (una, dos o tres), a las direcciones de flujo (unidimensionales, bidimensionales o tridimensionales) y al tipo de formulación usada para la resolución del sistema de ecuaciones (explícito, implícito, IMPES, etc.).

El tipo de simulador más común en la industria petrolera en nuestros días es el simulador de petróleo negro. Tal simulador es el utilizado para la realización de

este trabajo. Este simulador puede describir el flujo multifásico en el medio poroso sin tomar en cuenta (en detalle) la composición del hidrocarburo, lo cual puede ser una ventaja en la práctica de la ingeniería.

Este tipo de simulador puede modelar el flujo de petróleo, gas y agua, tomando en cuenta la solubilidad del gas en petróleo en función de solamente la presión, pero no modelan cambios de composición de petróleo y gas.

Las consideraciones que se hacen en este tipo de simulador son:

- La fase gaseosa puede disolverse en la fase de petróleo.
- La fase de petróleo no se evapora en fase de gas.
- No permite mezcla o disolución de petróleo y gas en el agua.
- Ocurre un transporta de masa en medio poroso descrito por la ley de Darcy.
- La temperatura es constante.

1.4.2-El Simulador Eclipse⁸

Uno de los simuladores de petróleo negro más importantes es ECLIPSE. Para realizar una simulación mediante el simulador ECLIPSE se debe crear primero que todo un modelo estático de simulación. Éste se realiza utilizando el programa GRID, donde se define el área o mapa de la estructura a simular, así como las propiedades de la roca en ella contenida.

Luego es necesario también introducir al simulador las características de los fluidos a simular. Para ello se utiliza un archivo de texto donde se encuentran resumidas todas las características necesarias que son requeridas por el simulador. Este archivo de texto está dividido en secciones en las cuales existen palabras claves (“Keywords”) con los cuales se le indica al simulador el tipo y el formato de la información a utilizar.

Cada una de las secciones del archivo de datos de ECLIPSE, necesarias para realizar una simulación, se describen a continuación:

RUNSPEC: En esta sección se incluye el título de la simulación, las dimensiones de la malla, fases presentes en el yacimiento a simular, fluidos presentes en el modelo y cierta cantidad de comandos que permiten establecer características especiales de la simulación.

GRID: Esta sección se introduce una serie de “Keywords” que permiten incorporar las características estructurales del yacimiento al simulador, tales como: Mapa Estructural, Isópaco, Topes, Información Sísmica, Porosidad, Permeabilidad, que juntas formarán el Modelo Estático.

PROPS: Esta es una de las secciones más importantes pues aquí se introducen al simulador los parámetros PVT, las presiones capilares, permeabilidades relativas y densidades de los fluidos, propiedades de la roca, tales como la compresibilidad de la misma.

SOLUTION: En esta sección se especifican las condiciones iniciales del yacimiento para el cálculo de la distribución de los fluidos presentes en el yacimiento (Datum, Presión al Datum, Contactos agua-petróleo y Contactos gas-petróleo).

SUMMARY: Aquí se especifican las variables de salida, o que se requiere que sean salida del simulador, para su futura utilización en la interpretación de los resultados de la simulación. Los parámetros colocados en esta sección pueden ser visualizados en forma de gráficos.

SCHEDULE: Aquí se incluyen los datos de producción del yacimiento para realizar el cotejo histórico y las predicciones de cada uno de los pozos presentes en el

yacimiento. En esta sección se asignan los datos de pozos como: ubicación, completación o eventos, producción o inyección.

1.4.3-Etapas del Proceso de Simulación⁸

Cuando se lleva a cabo un proceso de simulación es necesario realizar una serie de etapas que permitan que el modelo numérico refleje adecuadamente el comportamiento del yacimiento que se desea simular.

En la Fig.1.9 se esquematiza, mediante un diagrama de flujo, las etapas principales de un proceso de simulación.

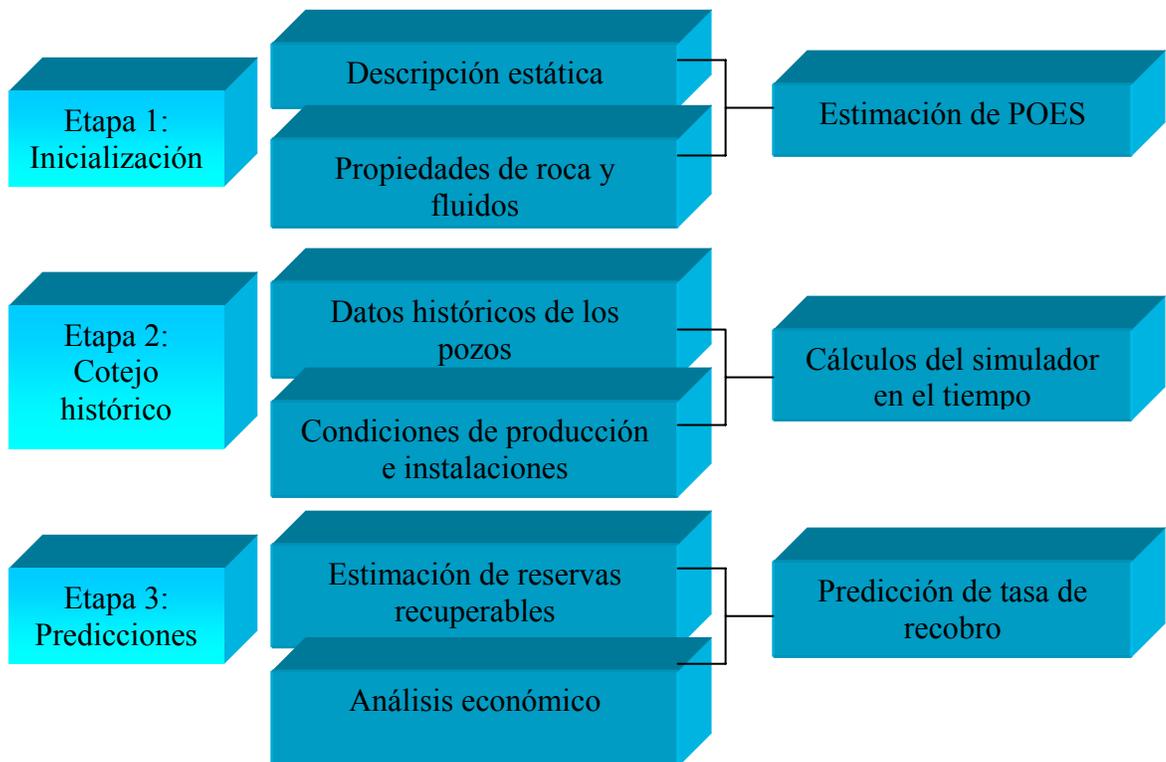


Fig. 1.9 Etapas del proceso de simulación

1.4.3.1- Inicialización / Equilibrio⁸

Primeramente se define el modelo del yacimiento que se desea simular asignando las diferentes propiedades (modelo geológico, modelo petrofísico, etc.), para así definir el modelo estático del yacimiento en cuestión. Consecutivamente se definen los bordes del yacimiento e inmediatamente se hace sobre esta superficie un mallado, lo que discretiza al yacimiento en muchos espacios de menor tamaño para así definir en ellos ciertas propiedades promedio. Adicionalmente se suministran los datos de los fluidos.

Luego de cargar el modelo se realiza el proceso de *Inicialización / Equilibrio*. Esta etapa tiene como objetivos fundamentales: probar la validación de los datos y recalcular los volúmenes iniciales de hidrocarburos en sitio. Se busca validar los datos con ayuda del simulador para luego llevar a cabo una prueba de consistencia sobre los datos suministrados:

Se elimina cualquier posibilidad de existencia de pozo, para poder identificar si las saturaciones iniciales y las presiones impuestas coinciden con las saturaciones y presiones finales después de cierto tiempo o después de que culmine la etapa. El resultado a obtener es una distribución de presiones y saturaciones a lo largo del volumen en cuestión, de lo cual se obtendrán volúmenes originales en sitio y el nivel de energía disponible.

1.4.3.2-Cotejo histórico⁸

Al proceso de modificar los datos existentes en el modelo hasta que se obtenga una comparación aceptable con los datos observados o medidos en el yacimiento en estudio, es lo que se denomina Cotejo histórico. Este proceso de cotejo histórico es un paso necesario para poder realizar cualquier tipo de predicción con el simulador. Esto está basado en el concepto de que los mismos mecanismos que estaban operando en el yacimiento durante el período de historia, deberían

operar durante el período de predicciones, sabiendo que las condiciones de yacimiento y del fluido pueden variar con el tiempo.

Esta etapa consiste en introducir la historia de producción de cada uno de los pozos existentes en el modelo de simulación. El simulador está restringido a que cada pozo produzca su tasa real de petróleo y calcular cuáles serían las tasas de agua y gas que se producen en el modelo bajo esta condición, además de la presión de fondo fluyente. Esto permite comparar los valores calculados por el simulador con los valores reales medidos en el campo, a nivel de cada uno de los pozos.

Puede afirmarse que no habrá un conjunto único de parámetros que describan al yacimiento y de los cuales se puede obtener un cotejo histórico. Por lo tanto, las modificaciones que se realizan deben reflejar lo mejor posible los criterios de ingeniería de yacimientos y geología, a fin de garantizar que se esté dentro de los límites físicos, en lo que respecta al área en la que se está trabajando.

Los parámetros que con mayor frecuencia se cotejan son:

- Presiones.
- Tasa de flujo.
- RGP y RAP para todo el yacimiento y por pozo.

La restricción impuesta suele ser la tasa de petróleo, resultando un conjunto de propiedades de rocas, fluidos, permeabilidades relativas y condiciones de pozos que reproducen los resultados históricos de manera razonable. Los resultados obtenidos pueden ser visualizados como tablas de datos o, más comúnmente, como gráficas de línea XY o gráficas de solución (mallado o 3D).

Los parámetros que con mayor frecuencia deben ser modificados a fin de obtener el mejor cotejo posible son:

- Curvas de permeabilidades relativas.
- Datos PVT.
- Distribución de Saturaciones iniciales.
- Curvas de Presión Capilar.

Por supuesto, estos datos deben, y es necesario insistir en ello, modificarse con estricto criterio técnico con base a los valores de esos parámetros que sean típicos del área que se esté estudiando. Estos datos corresponden a información del yacimiento que, por lo general, no está actualizada o que es inexistente, razón por la cual muchas veces se recurre a correlaciones que sirven para determinarlos. Existen muchas correlaciones para la mayor parte de estos datos. Ahora bien, si los datos están disponibles porque fueron medidos o tomados en el campo y el equipo considera que son confiables se debe hacer uso de ellos, porque deben reflejar mejor la situación real del yacimiento, particularmente aquellos datos que involucran una mayor área del yacimiento.

Por otra parte, la historia del yacimiento también debe ser discretizada o dividida en intervalos de tiempo. El simulador computa cambios en el yacimiento (flujo, presiones, saturaciones) en cada uno de muchos intervalos finitos de tiempo. Las condiciones sólo son definidas al principio y al final de cada intervalo de tiempo. Por supuesto pudieran existir cambios abruptos en las propiedades de un bloque entre un intervalo de tiempo y el siguiente. En consecuencia, la extensión de estos intervalos debe ser controlada para permitir cambios razonables (suaves) y analizables de estas propiedades.

En la Fig. 1.10 se esquematiza mediante un diagrama de flujo los distintos pasos que se llevan a cabo a la hora de realizar el cotejo histórico.

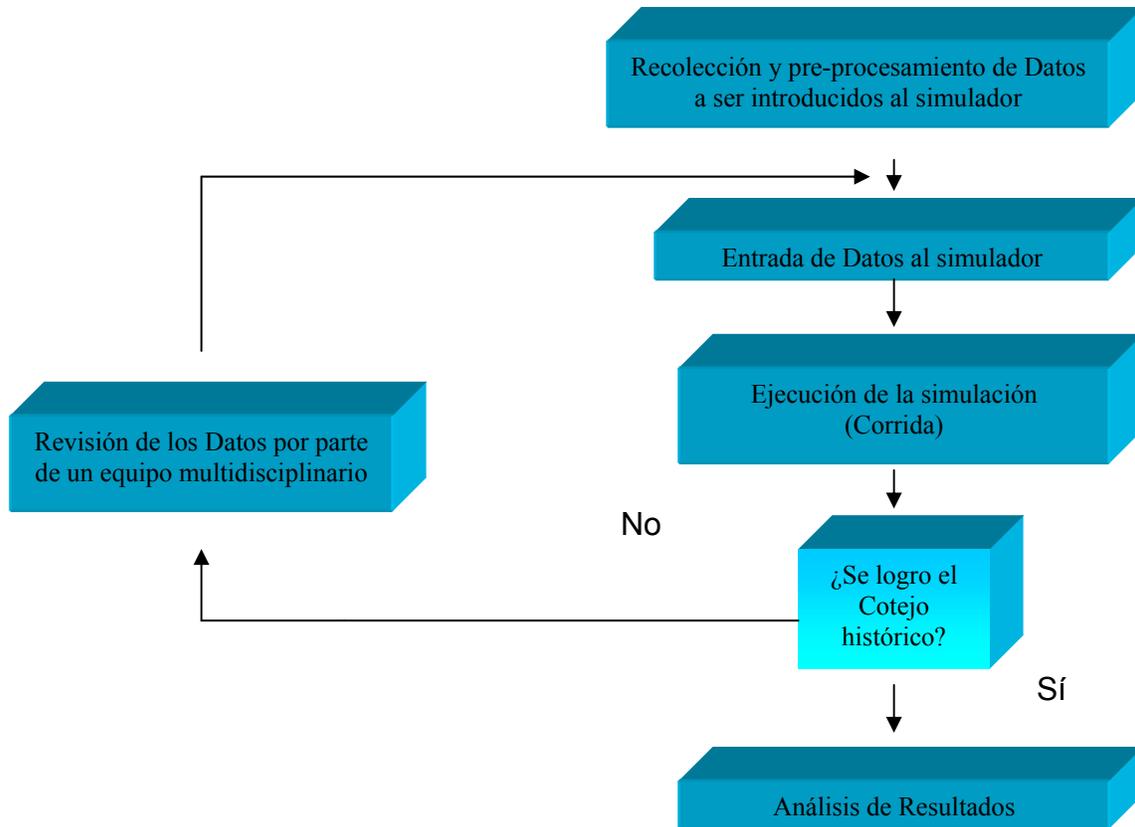


Fig. 1.10- Esquema del cotejo histórico.

Los datos que originalmente se le suministran al simulador son los que se consideran como los que mejor describen al yacimiento. Sin embargo, esos datos no suelen ser representativos del yacimiento como un todo. Eso implica que tendrán que ser modificados hasta que el simulador reproduzca razonablemente el comportamiento pasado o histórico del yacimiento.

1.4.3.3-Predicción⁸

Una vez que el cotejo se considera adecuado, se procede a realizar las predicciones para evaluar los diferentes esquemas de producción que se deseen estudiar, asignando al simulador tiempos de trabajo a futuro, ya que se estima que si el simulador puede realizar el cotejo de la producción pasada, deberá dar

resultados acertados de producción futura, al menos por los primeros años de predicción.

En esta etapa denominada Predicción se formula el caso base y se definen los futuros escenarios. Luego se corren todos los casos con todos los escenarios para comparar los resultados (perfiles de producción). Teniendo los mismos se dispone a realizar el análisis económico y de esta manera decidir el caso óptimo.

1.4.4-Condición de borde.⁹

En la simulación de yacimientos se asume comúnmente que el yacimiento se ubica dentro de una curva cerrada C, a través de la cual no hay flujo (flujo nulo) y que la inyección y producción tengan lugar en pozos localizados en puntos o líneas dentro del interior del yacimiento. Estrictamente, se debe representar la condición de borde de no-flujo requiriendo que el gradiente de potencial perpendicular a la curva C sea cero. Esto es difícil de hacer numéricamente para una curva arbitraria.

El yacimiento se encierra en una malla rectangular y las funciones de permeabilidad y porosidad se fijan a cero en las celdas fuera de la curva C, mientras que las funciones dentro del yacimiento tienen un valor distinto de cero, tal como se muestra en la Fig. 1.11.

Otra parte importante de las condiciones de borde es la especificación de los pozos de inyección y producción. Esto se representa matemáticamente mediante modelos de "línea fuente". El presente trabajo está dirigido especialmente a evaluar una opción del simulador ECLIPSE relacionada íntimamente con las condiciones de borde sobre la curva C. Es la opción conocida como "Flux Boundary Conditions".

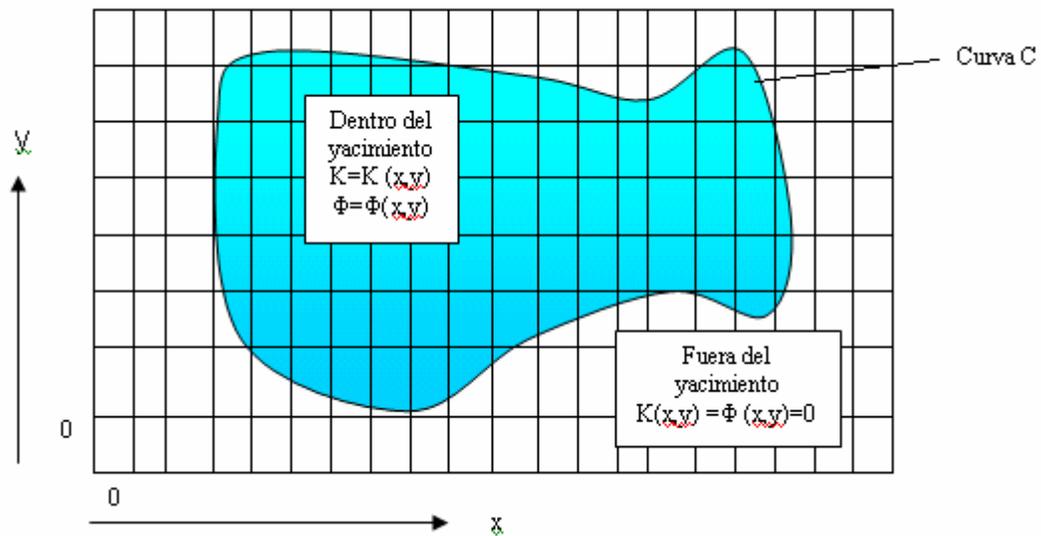


Fig. 1.11- Representación de un yacimiento irregular.

1.4.5- Discretización^{8 y 9}

Generalmente, los simuladores dividen el volumen total del yacimiento en celdas pequeñas en las cuales se realiza la interacción de los fluidos con el medio. Los cálculos computacionales se llevan a cabo en cada celda a tiempos discretizados según lo requiera el proceso de simulación en sí mismo o el operador. Los elementos conceptuales de volumen son conocidos como bloques de la malla de simulación y los intervalos de tiempo discretizados son conocidos como pasos de tiempo o “timesteps”.⁹

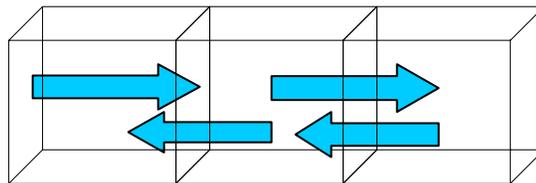


Fig. 1.12- Interacción entre los bloques de simulación.

Como una manera de visualizar este planteamiento, es útil imaginar los bloques como cubos llenos de fluidos de propiedades uniformes en su interior con paredes

permeables que permitan el flujo de fluidos hacia los bloques vecinos (Fig. 1.12). La tasa de fluido entrando o saliendo de estos cubos es función de la permeabilidad de las paredes y del diferencial de presión entre esos cubos.⁸

Las propiedades de los fluidos contenidos en un bloque son uniformes independientemente de su posición dentro del bloque. Por lo tanto, en cada bloque habrá un valor único de saturación para cada una de las fases presentes (petróleo, gas y agua), al igual que las propiedades dependientes de las saturaciones (presión capilar y permeabilidades relativas). Por esta razón, para poder representar las variaciones de ciertas propiedades del yacimiento, es necesario subdividirlo en varios bloques. Las propiedades entre bloques pueden variar⁸.

La precisión con la cual las propiedades y el flujo de los fluidos de un yacimiento pueden ser descritos dependerá directamente del número de bloques usados en el modelo. Se puede concluir que el modelo debe tener el suficiente número de bloques como para representar al yacimiento y su comportamiento. Sin embargo, dentro de estas limitaciones, el modelo debe ser lo más pequeño y sencillo posible⁸.

CAPÍTULO II
LA OPCIÓN “FLUX BOUNDARY CONDITIONS”

2-La Opción “FLUX BOUNDARY CONDITIONS”¹⁰.

El simulador ECLIPSE consta de diversas opciones para simular, en casos especiales, el comportamiento del yacimiento y perfeccionar el proceso de producción. Normalmente la simulación es dificultada por el tamaño del campo, el número de pozos, la complejidad del modelo geológico y la cantidad de datos necesarios para garantizar la fiabilidad del modelo. Entre algunas opciones del simulador se pueden nombrar:

- Flux Boundary Conditions.
- API Tracking.
- Well Segmented.
- Foam Model.
- Near Well Modeling.
- Gas Lift Optimizacion.

2.1-Descripción de la Opción^{10,11 y 12}

La opción a estudiar en este trabajo se denomina “Flux Boundary Conditions”, la cual se dirige a la reducción de esfuerzo de cómputo, manteniendo el nivel de precisión de simulaciones más complejas, cuando el interés simplemente está en una cierta área del campo. Esta opción permite que se tomen en cuenta condiciones de borde diferentes a las convencionales, a la hora de realizar una simulación, permitiendo que las corridas sean ejecutadas en una pequeña sección del campo usando condiciones de borde establecidas de una corrida de campo completo¹¹.

El simulador numérico ECLIPSE convencionalmente toma como condiciones de borde la siguiente relación:

a) $\frac{\partial P}{\partial n} = 0$, \bar{n} = frontera

b) Pozos: - Presión Fija.

-Tasa de flujo Fija (Inyección o Producción)

Lo que interpreta que a las afueras del yacimiento no hay ningún tipo de intercambio de fluidos, no hay flujo a través de los bordes del yacimiento, mientras que esta opción del ECLIPSE permite simular un sector aislado guardando el archivo de flujo (creado en la corrida del campo completo) en las fronteras de este sector reducido y de esta manera obtener las apropiadas condiciones de borde¹².

El flujo a través de los bordes (especificada en la corrida del campo completo) del campo reducido, así como los gradientes de presión, se escriben en un archivo de flujo denominado FLUX para cada paso de tiempo (“timesteps”) de la corrida del campo completo. Este archivo de flujo se lee durante la corrida del campo reducido para generar las condiciones de borde apropiadas. Los timesteps de la corrida del campo reducido pueden ser bastantes diferentes de aquellos de la corrida del campo completo¹¹.

El archivo de flujo FLUX es leído durante la simulación del sector reducido para asignar las condiciones de borde apropiadas en cada una de las celdas que definen los nuevos bordes del modelo¹¹.

“FLUX BOUNDARY CONDITIONS” es una opción muy importante ya que se toman en cuenta las condiciones de borde, lo cual puede ser útil cuando el objetivo es probar estrategias de recuperación de petróleo en regiones aisladas de yacimientos de petróleo¹².

Las condiciones de borde no convencionales que puede utilizar la herramienta son:

- FLUJO.
- PRESION.
- NO-FLUJO

Aparte del flujo como condición de borde en la corrida de un sector reducido, existe otra alternativa consistente en el uso de la presión y saturación. Los valores de presiones, saturaciones, R_s y R_v se guardan en celdas que rodean a la región de flujo seleccionada en la corrida del campo completo (archivo FLUX). En el ECLIPSE, para la corrida del sector reducido, los flujos a través de la frontera se calculan usando las presiones y saturaciones en las celdas que rodean la región de flujo del sector reducido¹⁰.

Cuanto más severos son los cambios en el régimen de flujo y su distribución en los bordes del sector de interés, mayor cuidado debe tenerse en aplicar esta opción para permitir a las fases redistribuirse en los bordes adyacentes y permitir tomar en cuenta apropiadamente la salida/entrada de flujo en la corrida del sector reducido¹⁰.

La opción “Flux Boundary Conditions” va a ser evaluada en los siguientes casos:

- Una región de flujo.
- Múltiples regiones de flujo.
- Refinamiento Local de la Malla.
- Tratamiento de pozos tanto productores de petróleo como inyectores de agua y gas.

Cada uno de estos casos se describirá en detalle en el momento de su estudio.

2.2- Uso de la Opción en ECLIPSE¹⁰

Después de tener todos los datos a utilizar, y construida la malla del campo

completo a estudiar, se procede a utilizar la herramienta de la siguiente manera:

Como ya se dijo, la opción “Flux Boundary Conditions” puede utilizar las siguientes condiciones de borde: FLUJO, PRESIÓN y NO-FLUJO.

Para el caso en que se desea utilizar FLUJO o PRESIÓN como condición de borde en la corrida del sector seleccionado, lo primero que se debe hacer es crear el archivo de flujo FLUX, mediante una corrida del campo completo, para luego ser usado en la corrida del sector reducido.

Mientras que para el caso en que se desee utilizar No-flujo como condición de borde no es necesario hacer esta corrida previa (no es necesario crear un archivo de flujo). En este caso sólo se introduce la palabra clave “USENOFLO” de la opción “Flux Option” en la sección Grid, tal como se muestra en la Fig. 2.1. Esto es similar a realizar una simulación convencional, donde no se toma en cuenta el flujo fuera del yacimiento.

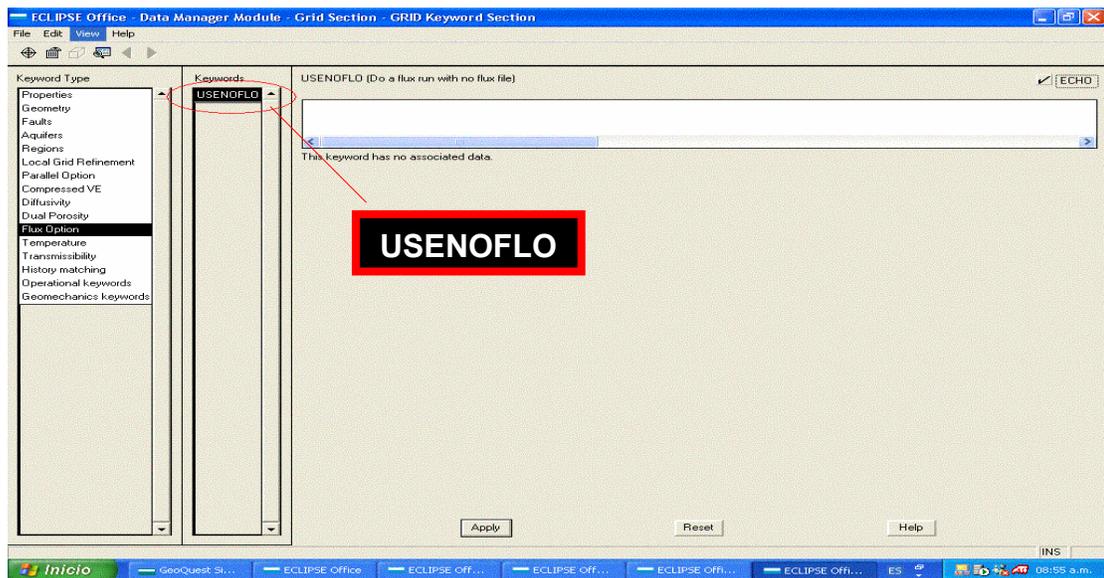


Fig. 2.1 Palabra clave “USENOFLO”

2.2.1-Creación del archivo de flujo en la corrida del campo completo¹⁰

Para producir el archivo de flujo FLUX se debe activar en la sección “Case Definition” de Office, la opción “Flux Boundary Conditions”, ya que de esta manera se le indica al ECLIPSE que se encuentra en posición de leer un archivo de datos, para descargar la información de flujo de la corrida completa del modelo. Es importante destacar que esta opción debe ser activada también al realizar la corrida reducida del campo ya que de esta forma se le indica al ECLIPSE que lea el archivo FLUX. En la Fig. 2.2 se muestra la opción “Flux Boundary Conditions” activada en la sección “Case Definition”

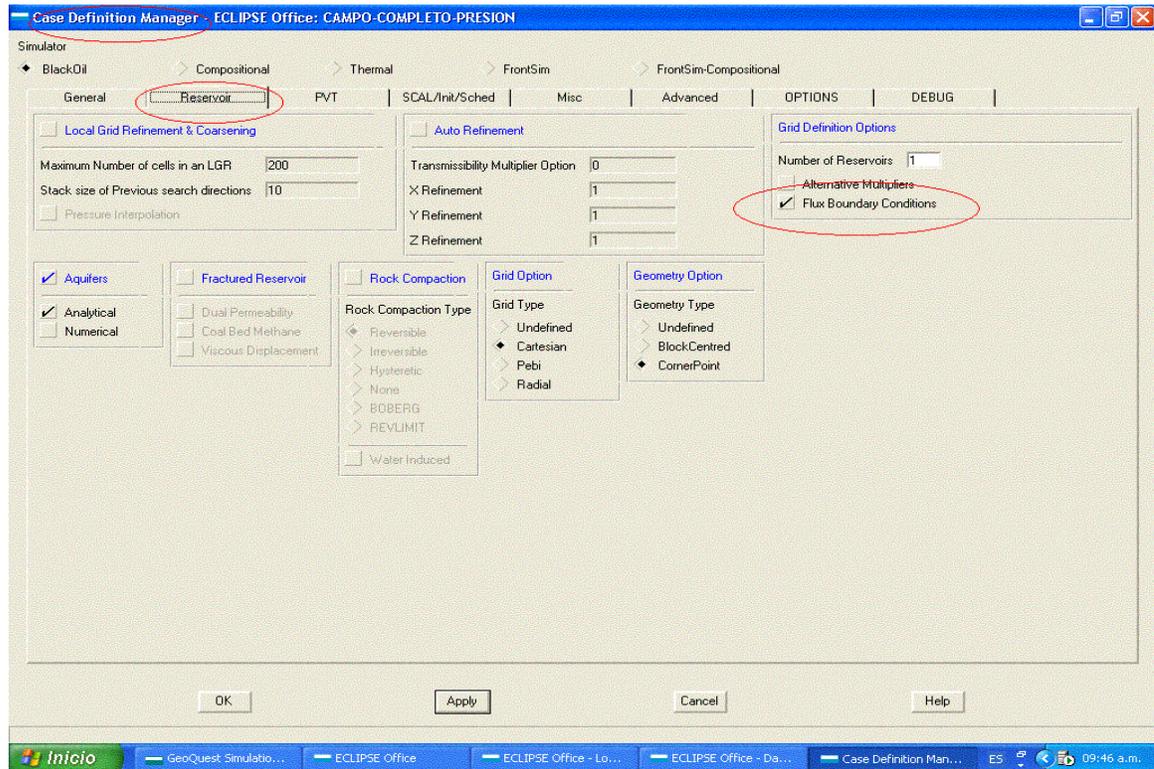


Fig. 2.2 Opción “Flux Boundary Conditions”

A continuación se debe crear el archivo de flujo, para lo cual se introduce la palabra clave “DUMPFLUX” de la opción “Flux Options” en la sección “Grid” para indicar que esta es la corrida del campo completo y a su vez indicar que será creado el archivo FLUX. En la Fig. 2.3 se puede observar cómo se introduce la

palabra clave “DUMPFLUX” en la sección “Grid”.

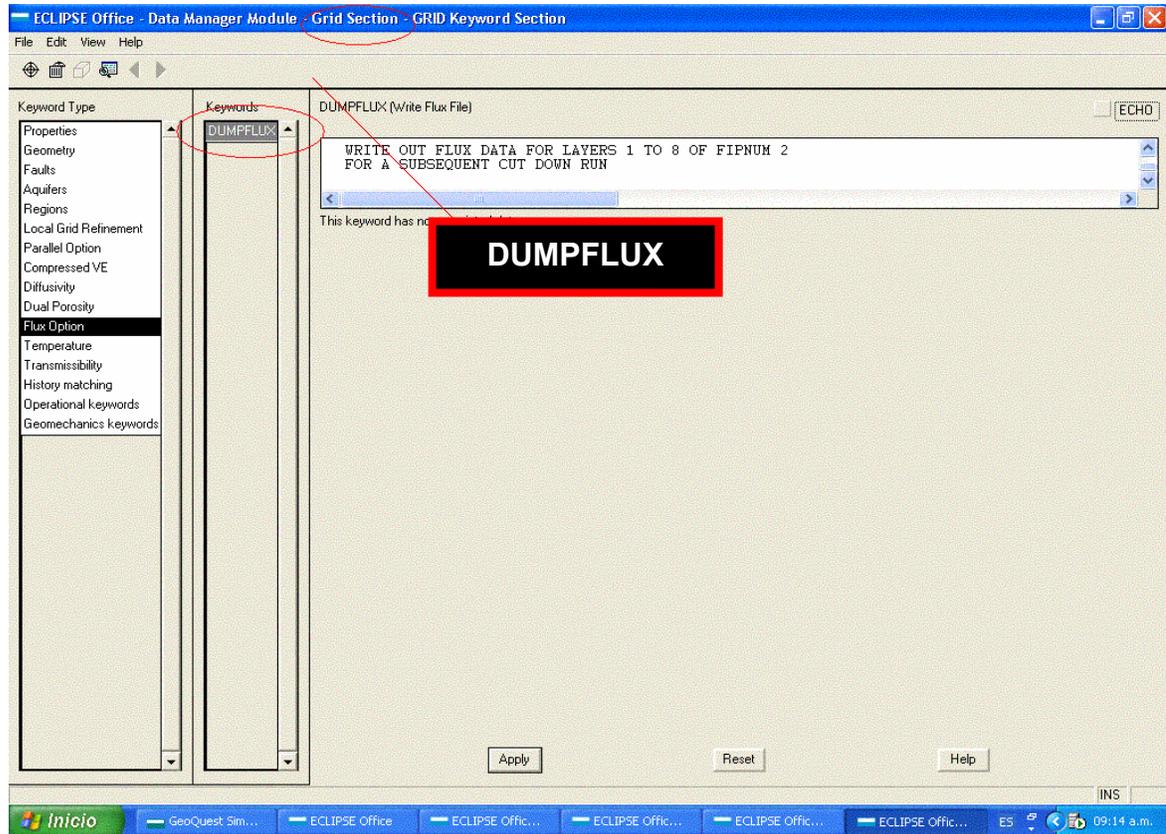


Fig. 2.3 Palabra clave “DUMPFLUX”

El archivo creado por el simulador es llamado ROOT.FLUX o ROOT.FFLUX dependiendo si es formateado o no-formateado. ROOT viene siendo el nombre raíz de la corrida.

Luego se utiliza la palabra clave “FLUXTYPE” de la opción “Flux Options” de la sección “Grid”, donde se especifica el tipo de condición de borde a ser utilizada posteriormente cuando se vaya a simular el sector de interés. Las condiciones de borde suplidas por la corrida del campo completo son usadas en la corrida del sector. En “FLUXTYPE” se pueden especificar dos tipos de condición de borde:

- FLUX: Usa flujo de petróleo, agua y gas de la corrida del campo completo como condición de borde en la corrida reducida.
- PRESSURE: Usa presiones y saturaciones de la corrida del campo completo como condición de borde en la corrida reducida.

En la Fig. 2.4 se puede observar cómo se introduce la palabra clave “FLUXTYPE”, la cual le indica al simulador el tipo de condición de borde a ser utilizada.

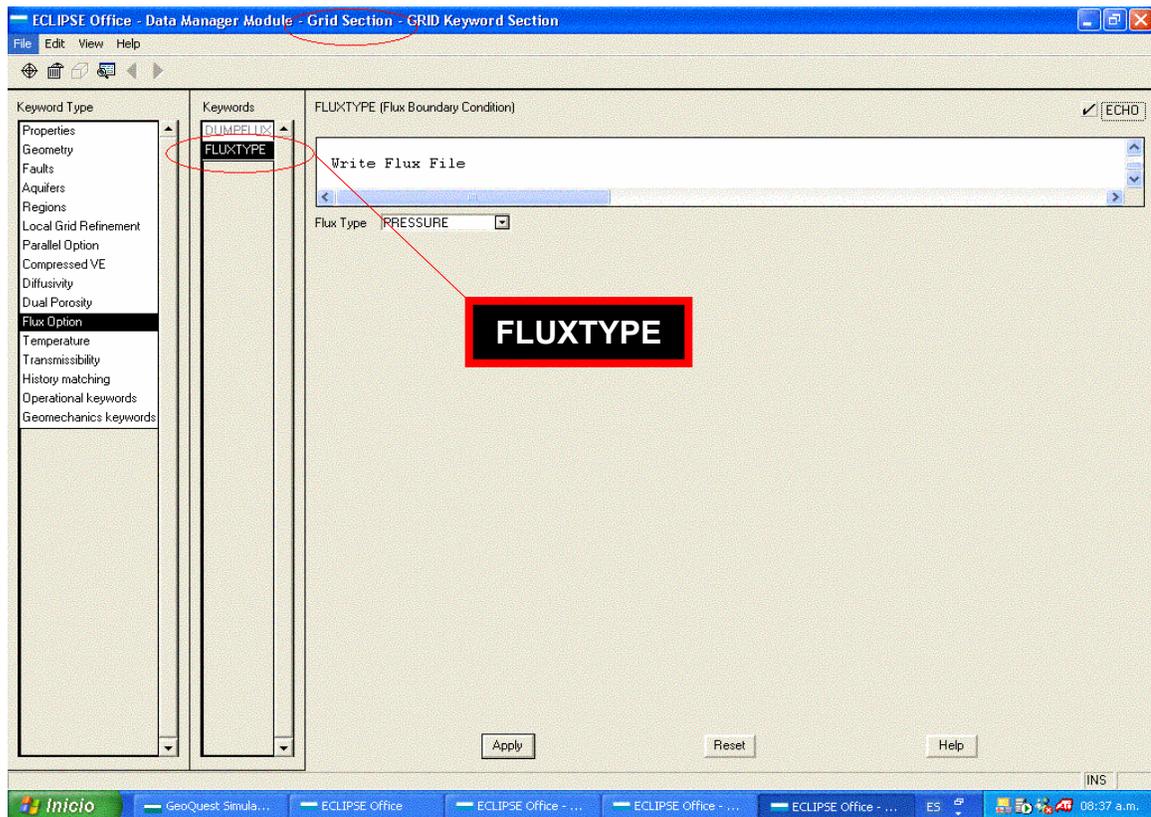


Fig.2.4 Palabra clave “FLUXTYPE”

Una vez hecho esto, se procede a introducir la palabra clave “FLUXNUM” en la opción “Regions” de la sección “Grid” para establecer las celdas que conforman el sector reducido.

Para el caso de una sola región de flujo se introduce la palabra clave “FLUXNUM” y luego hay que especificar por medio del comando “BOX SELECTION” las

celdas que definirán la nueva región que después se va a simular aisladamente. De esta manera se crea una región de flujo, insertando el número 1 en el comando “BOX SELECTION” tal como se muestra en la Fig. 2.5

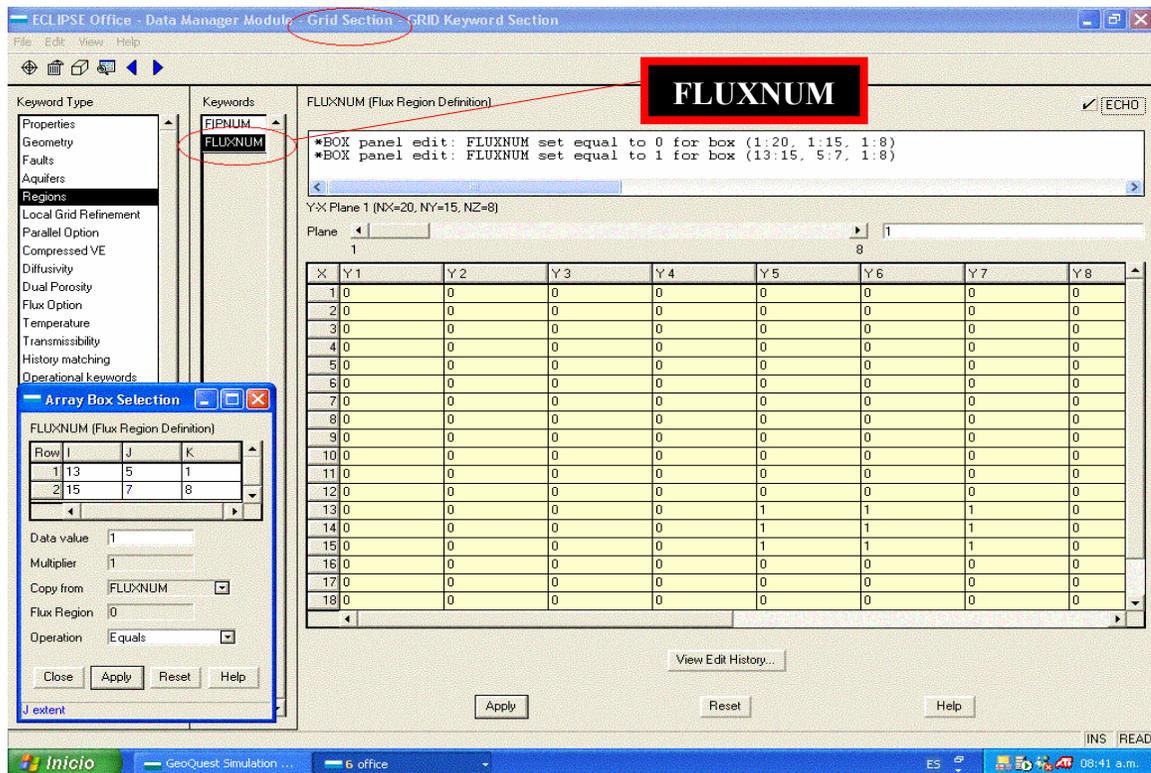


Fig. 2.5 Palabra clave “FLUXNUM” para una sola región de flujo

Para el caso de múltiples regiones de flujo se introduce la palabra clave “FLUXNUM” y luego hay que especificar por medio del comando “Box” las celdas que definirán las nuevas regiones que posteriormente se van a simular aisladamente, donde de nuevo cada celda aparece identificada con el número de la región a la cual pertenece, habiéndose generado estas regiones mediante el comando “BOX SELECTION”. Esto se puede ver en la Fig. 2.6

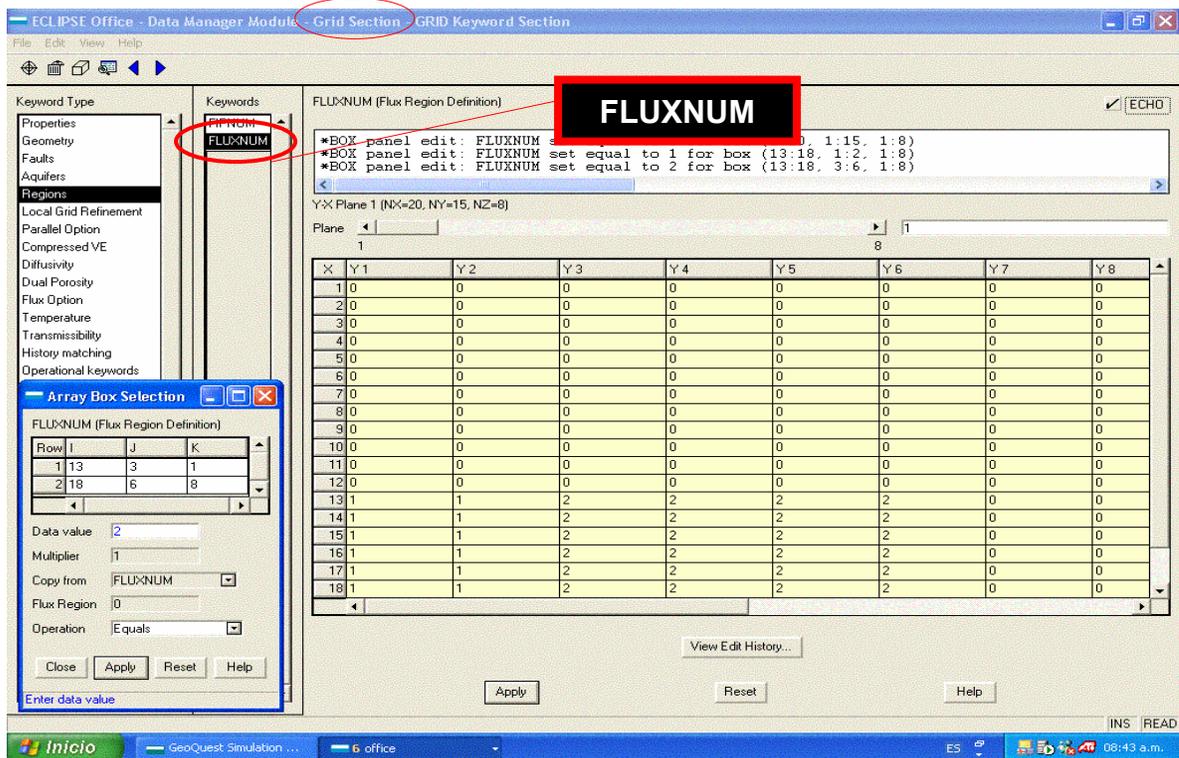


Fig. 2.6 Palabra clave “FLUXNUM” para múltiples regiones de flujo

2.2.2- Uso del archivo FLUX en las corridas reducidas¹⁰

La corrida reducida está basada en los datos originales de la corrida del campo completo (DUMPFLUX). La corrida reducida debe usar las mismas dimensiones de la malla completa y debe emplear la misma definición de condición de borde que se asignó en la corrida completa al generar el archivo FLUX. Para la corrida reducida se crea un nuevo caso al cual se le importa los datos que fueron creados anteriormente en la corrida de campo completo.

En este nuevo caso se introduce la palabra clave “USEFLUX” de la opción “Flux Options” en la sección “Grid”, la cual indica que se va a realizar la corrida reducida; al activar esta palabra clave se debe copiar el nombre del archivo de flujo FLUX creado en la corrida del campo completo, tal como se indica en la Fig. 2.7

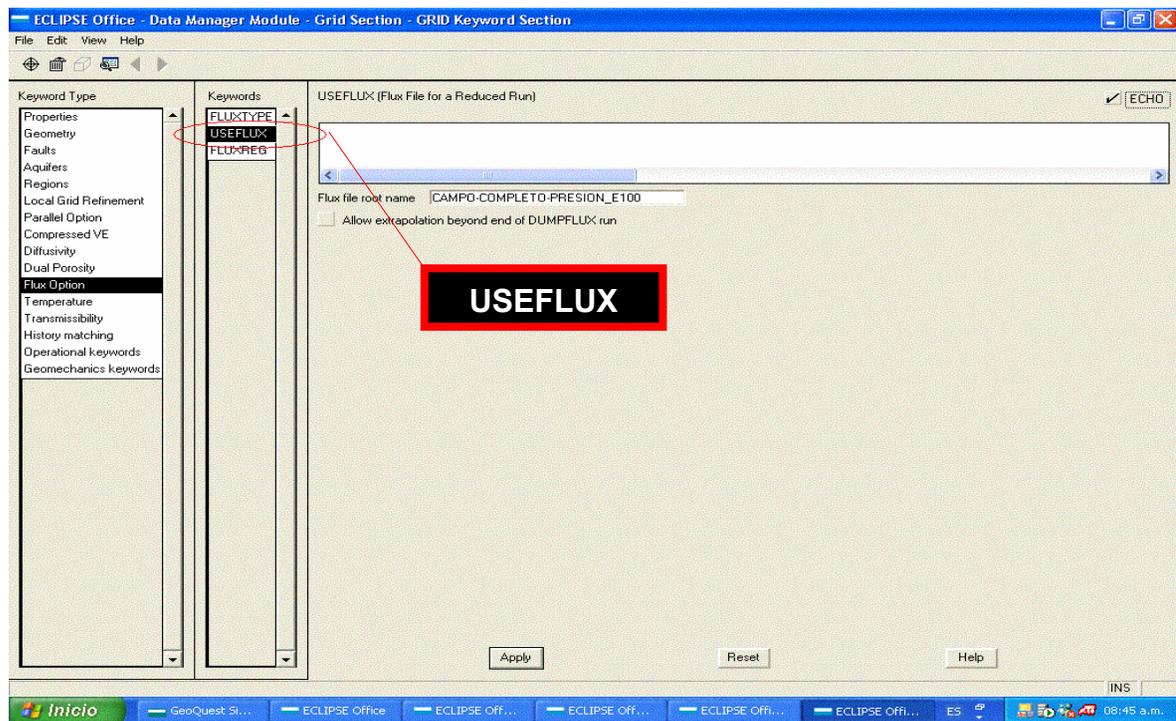


Fig. 2.7 Palabra clave “USEFLUX”

Después se introduce la palabra clave “FLUXREG” de la opción “FLUX OPTIONS” en la sección GRID, donde se fijan la región o las regiones de flujo activas en la corrida reducida. ECLIPSE simulará la corrida reducida sólo para las regiones señaladas.

En el caso de trabajar con una región de flujo única sólo es necesario colocar el número 1 como región de flujo activa, ya que sólo se quiere simular una región aisladamente, tal como se muestra en la Fig. 2.8

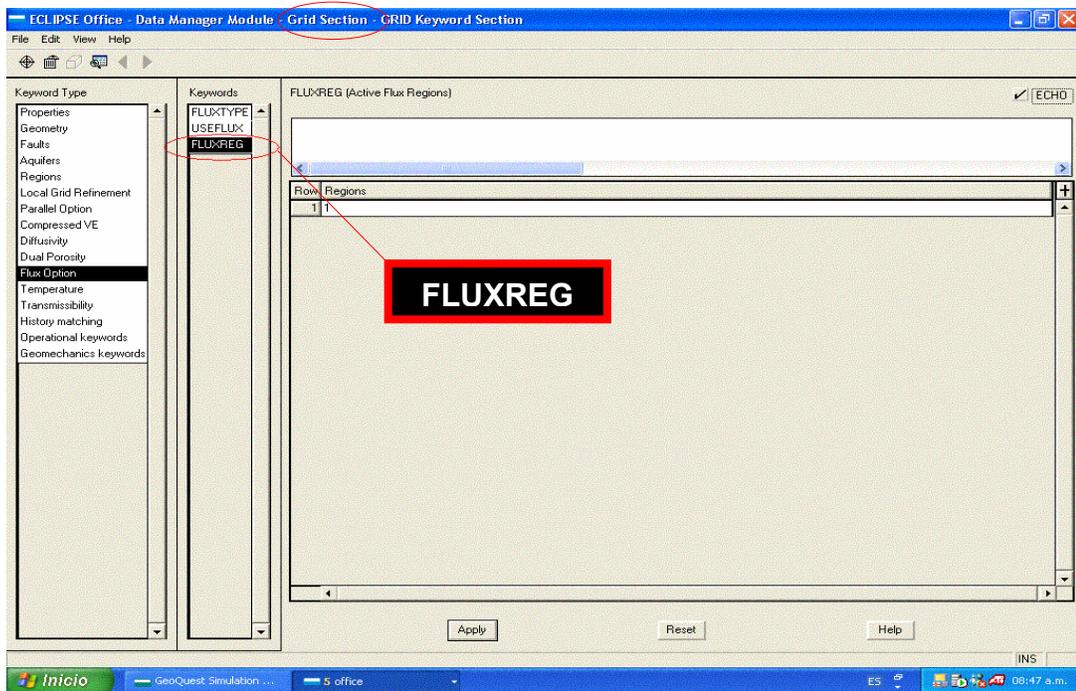


Fig.2.8 Palabra clave “FLUXREG” para una sola región de flujo

En el caso de trabajar con múltiples regiones de flujo es necesario colocar el número de regiones de flujo activas que se quieren tomar en cuenta para realizar la corrida reducida, tal como se muestra en la Fig. 2.9.

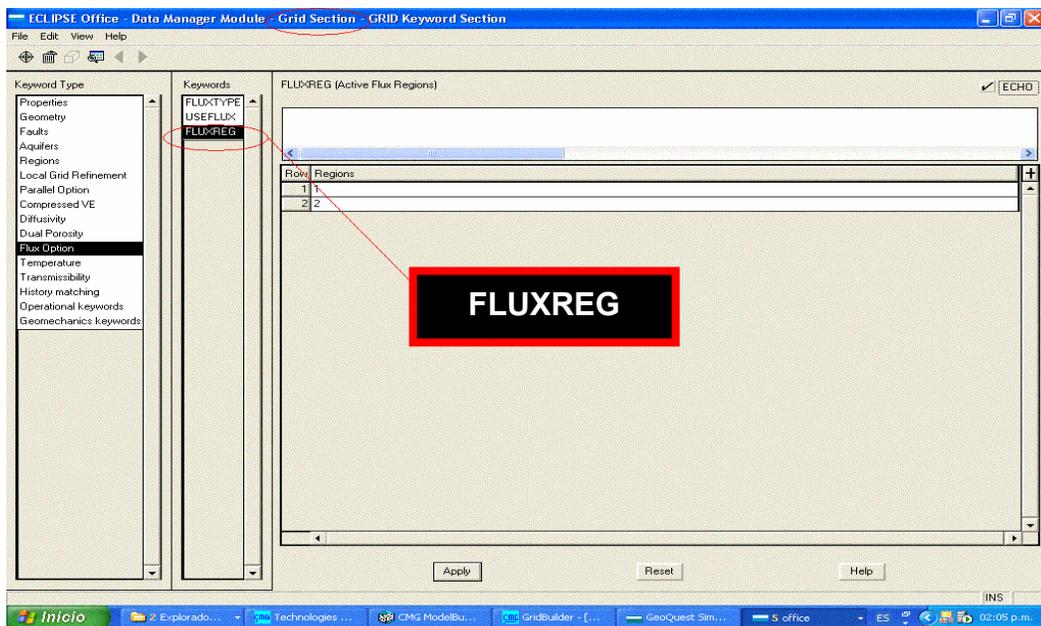


Fig.2.9 Palabra clave “FLUXREG” para múltiples regiones de flujo

2.2.3- Refinamiento local de la malla¹⁰

Una opción avanzada incluida en la opción global “Flux Boundary Conditions” es la de refinamiento local de la malla.

Si se desea hacer refinamiento local de la malla en la corrida del sector de interés, se selecciona la opción activando la palabra clave “CARFIN” de la opción “Local Grid Refinement” de la sección GRID, la cual permite dividir uno o más bloques en sub-bloques, tal como se muestra en la Fig. 2.10. En CARFIN primero que todo se debe colocar el nombre que se le va a dar a la zona refinada y luego se introducen las coordenadas de las celdas que se desea refinar, así como el número de divisiones que se desea hacer en estas celdas para convertirlas en sub-celdas.

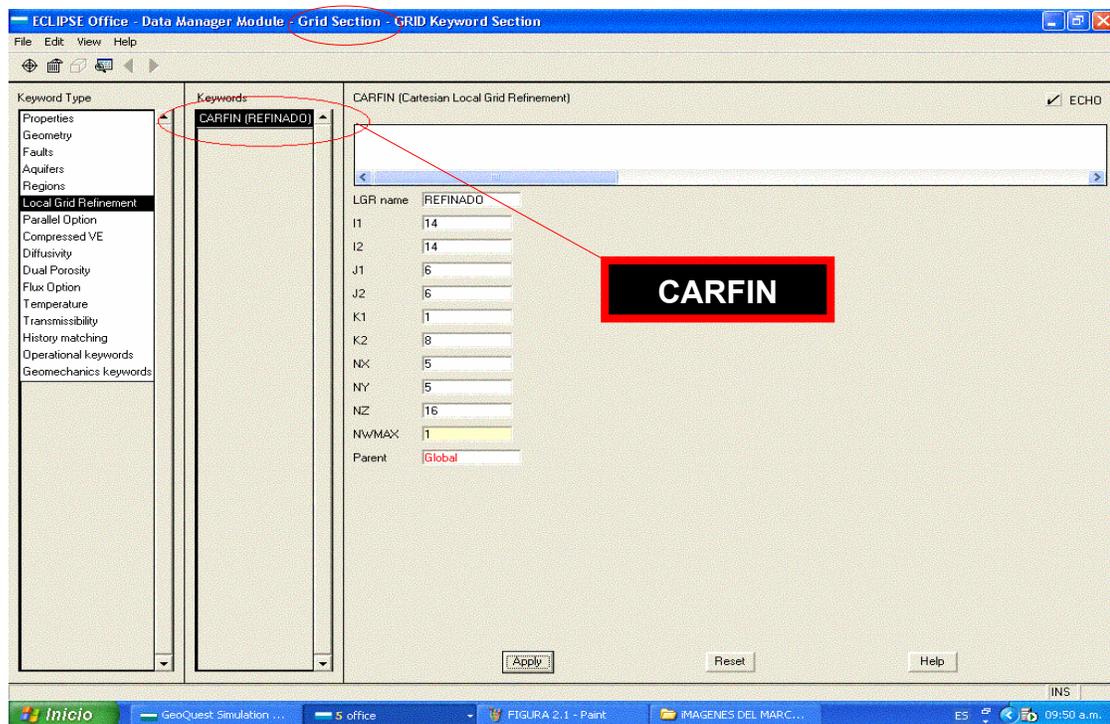


Fig.2.10 Palabra clave “CARFIN”

El refinamiento puede hacerse en las direcciones (X, Y, Z). NX, NY, NZ son las variables donde se ingresan las divisiones que se desea realizar en las direcciones X, Y, Z para cada celda. NZ depende del valor que se introduzca en

K2, ya que NZ debe ser múltiplo de K2 y $NZ / K2$ dará el número de capas en que se dividirá cada capa originalmente dada, debido a que en la dirección vertical o no se refina o se refinan todas las capas por igual.

Cuando se utiliza el refinamiento de la malla, se debe seleccionar en la sección SCHEDULE la opción “Local Grid Refinement”. A este tipo de evento le corresponde una serie de palabras clave, de las cuales se toman dos: “WELSPECL” y “COMPDATL”, usadas de la siguiente manera:

WELSPECL: en este comando se define el pozo ubicado en un determinado sector refinado. Se coloca el nombre del refinamiento donde está ubicado el pozo, más el grupo y la localización del pozo referenciada a las coordenadas que se le asignan al sector refinado con las sub-celdas pertenecientes al refinamiento. Esta localización dependerá de dónde quiera el usuario ubicar el pozo dentro del refinamiento. Ver Fig. 2.11

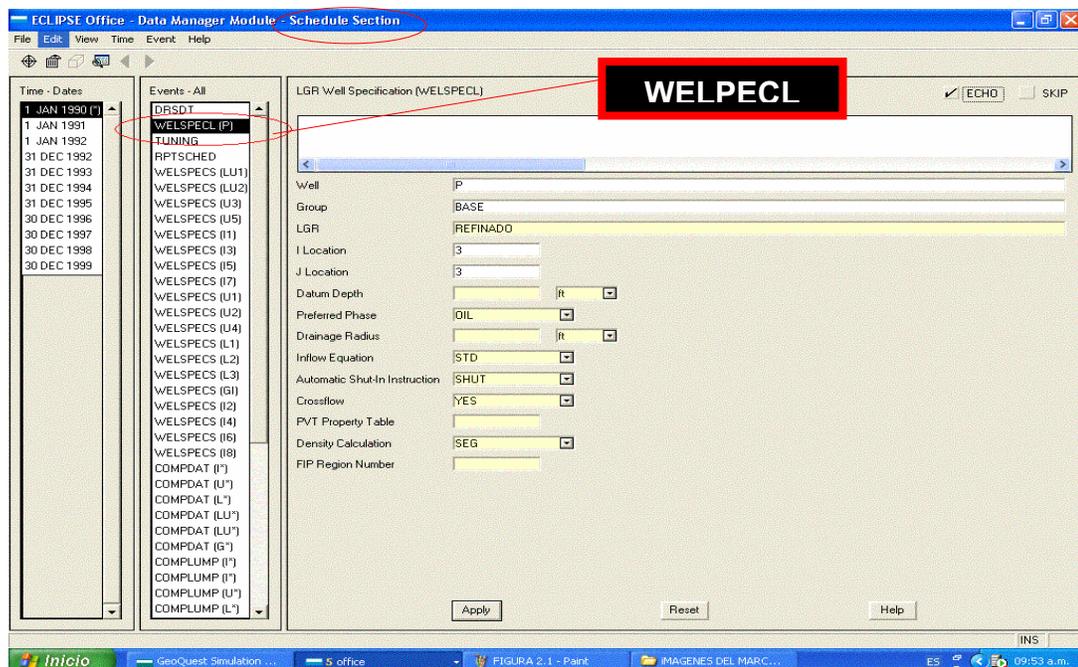


Fig. 2.11 Palabra clave “WELSPECL”

COMPDATL: Es la otra palabra clave que hay que introducir si se usa el Refinamiento Local de la Malla. Aquí, igualmente, se coloca de nuevo el nombre del pozo, el nombre del Refinamiento Local de la Malla e igualmente la localización del pozo dentro de las sub-celdas generadas por el Refinamiento. En COMPDATL aparecen dos nuevas variables, como lo son “K upper” y “K lower”, las cuales se refieren a la completación del pozo. Esta completación dependerá del número de divisiones que se hayan hecho en Z (NZ, K2). Ver Fig. 2.12.

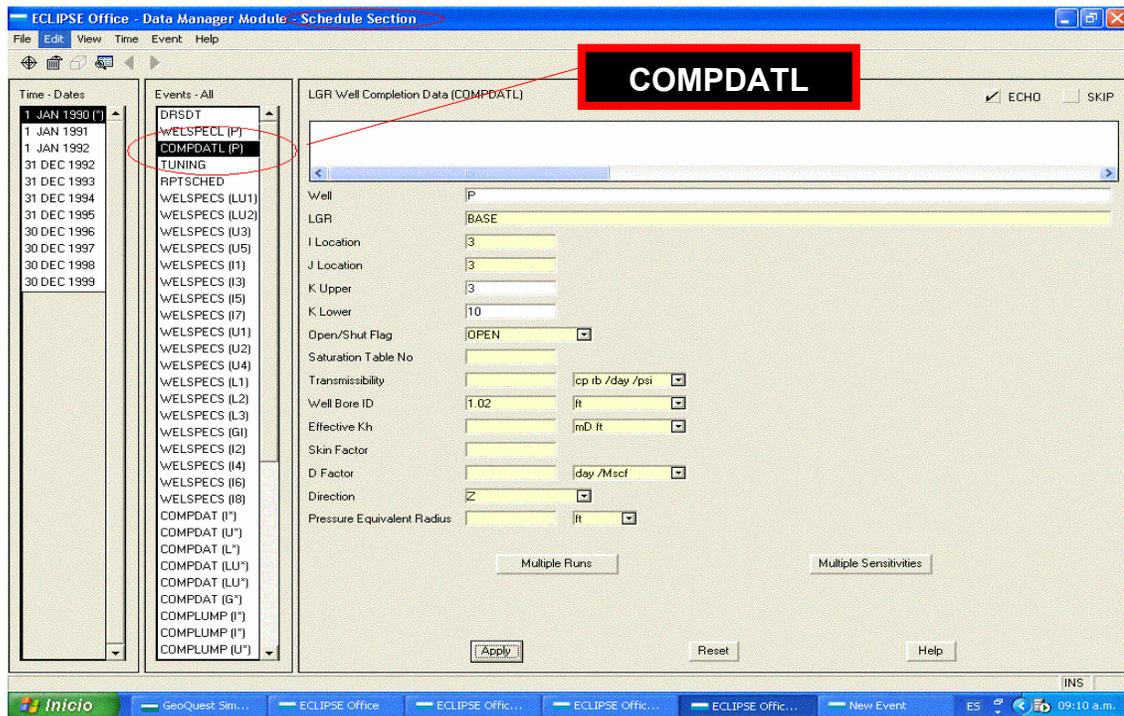


Fig.2.12 Palabra clave “COMPDATL”

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

METODOLOGÍA

La metodología para realizar la evaluación y prueba de la opción "FLUX BOUNDARY CONDITIONS" del simulador ECLIPSE, sigue una serie de pasos que se presentan a continuación en el siguiente diagrama de flujo:

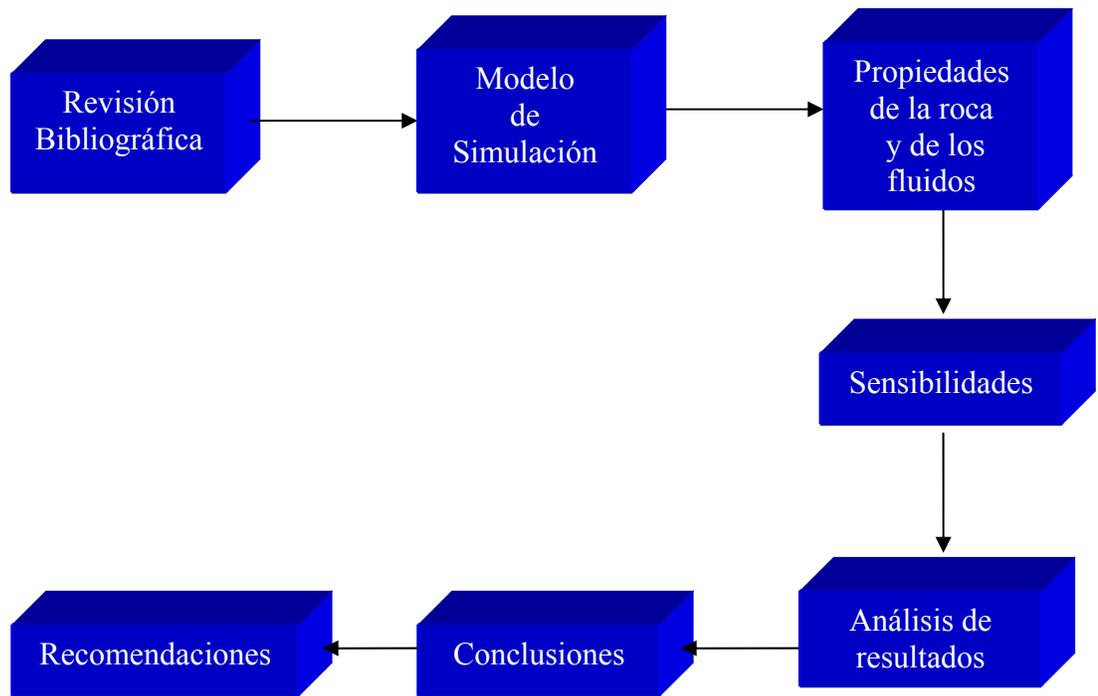


Fig-3.1 Diagrama de flujo de la metodología

3.1-Revisión Bibliográfica.

Como se muestra en el diagrama de flujo lo primero que se realiza es la revisión bibliográfica, donde se recopila todo el material e información relacionada con el uso de la opción "FLUX BOUNDARY CONDITIONS" del simulador ECLIPSE en yacimientos petrolíferos; con la ayuda de "papers" y hasta del mismo manual de ECLIPSE se encuentra toda la información necesaria para la evaluación y prueba de la opción.

3.2-Modelo de Simulación.

El modelo de simulación usado es un modelo conceptual de petróleo negro, con las siguientes fases presentes: petróleo, agua y gas. Este modelo se define con una malla Cartesiana con geometría Corner-Point. La malla consta de 20 celdas en la dirección X, 15 en la dirección Y y 8 en la dirección Z.

El yacimiento está dividido por dos fallas no sellantes, las cuales separan a su vez al yacimiento en tres regiones, como se puede observar en la Fig. 3.2

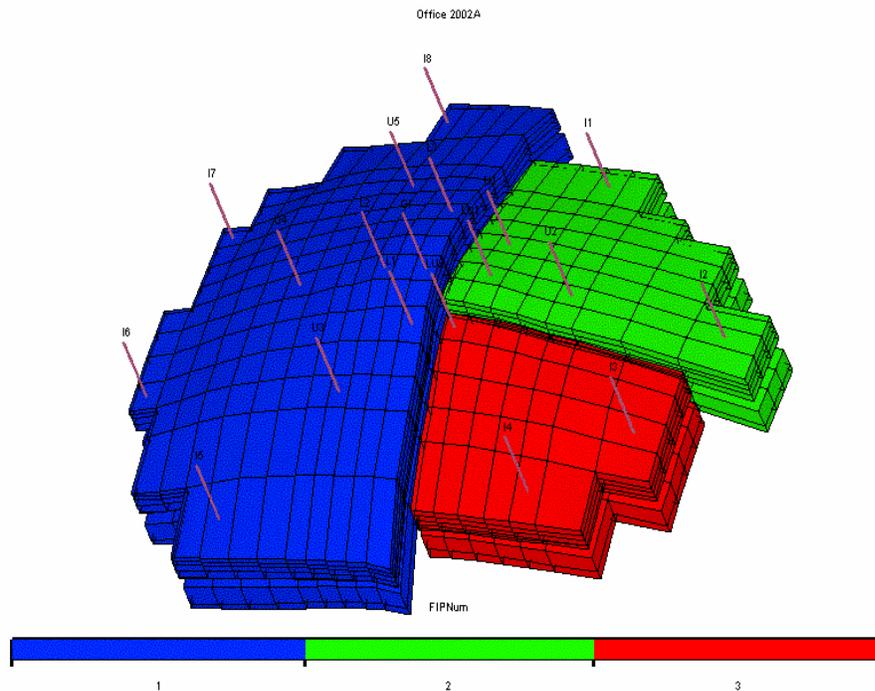


Fig 3.2 Regiones en las cuales se encuentra dividido el modelo

El campo consta de 19 pozos ubicados estratégicamente a lo largo y ancho del yacimiento. Los pozos presentes en el yacimiento se encuentran distribuidos tal como se muestra en la tabla 3.1

Tabla 3.1-Distribución de los pozos en el campo

	Región 1	Región 2	Región 3
Pozo Productor de Petróleo	6	3	1
Pozo Inyector de Agua	4	2	2
Pozo Inyector de Gas	1	0	0

En el campo se encuentran presentes los siguientes fluidos: petróleo, agua y gas en forma libre y disuelto; y cuenta con las características mostradas en la tabla 3.2.

Tabla 3.2-Características del campo

Características del Campo	
Gravedad Específica del gas	0.75
Gravedad Específica del agua	1.0096
Gravedad (°API) del petróleo	35
Pb (lpca)	3814.7
Compresibilidad de la roca (lpc^{-1})	4E-6
POES (MMBN)	570.7

Debido a que el campo se encuentra dividido en tres regiones, en la tabla 3.3 se muestran algunas características de las mismas:

Tabla3.3- Características de las regiones

	Region1	Region2	Region3
Profundidad del Datum (pies)	8000	8000	8000
Presión @ Prof. del Datum (lpc)	3814.7	4145.39	4145.39
Profundidad del CAPO (pies)	7500	7550	7600
Profundidad del CGPO (pies)	7100	-----	-----

En la Fig. 3.3 se muestra la malla a utilizar en 3 dimensiones, donde se visualiza con más detalle la ubicación de los pozos en el campo:

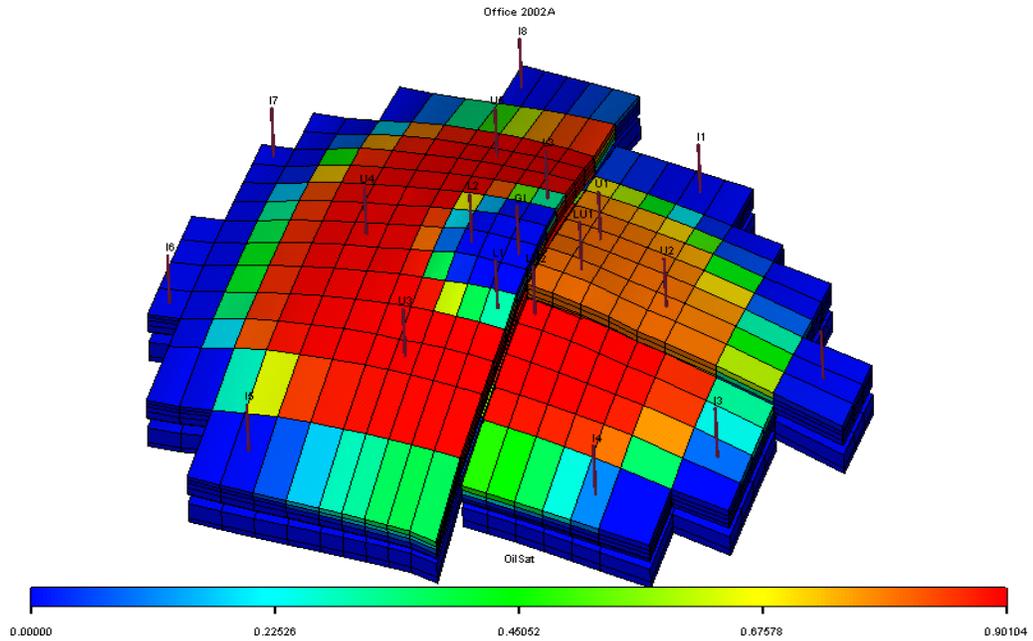


Fig. 3.3 Modelo de simulación

Los pozos a utilizar en este modelo tienen diferentes características, dependiendo de la función que tenga cada pozo. Estas se muestran en la tabla 3.4:

Tabla 3.4- Características de los pozos.

	Pozos Productores de petróleo	Pozos Inyectores de agua	Pozos Inyectores de gas
✓ Diámetro del hoyo (pies)	0.71	1.02	0.71
✓ Factor de daño	-2	-1	-1
✓ Tasa de petróleo (máx.) (BPD)	20000	-----	-----
✓ Tasa de agua (máx.) (BPD)	20000	-----	-----
✓ Tasa de gas (máx.) (MPCN/D)	20000	-----	-----

✓ Tasa de líquido (PCN/D)	30000	-----	-----
✓ Tasa del volumen del yacimiento (BY/D)	50000	50000	50000
✓ Presión de fondo (lpca)	1000	5500	4800
✓ Modo de control	Tasa de petróleo	Tasa de agua	Tasa de gas
✓ Tasa de líquido en superficie (BPD)	-----	50000	-----
✓ Tasa de gas en superficie (MPCN/D)	-----	-----	50000
✓ Límites económicos. (Máx. Corte de agua)	0.95	-----	-----

3.3-Sensibilidades.

Esta serie de sensibilidades se realizan a las situaciones que afectan las condiciones de borde. Por esta circunstancia se realiza un número de casos para observar el comportamiento de la opción ante diferentes situaciones. Los diferentes casos se realizarán para las diferentes condiciones de borde y se muestran en la tabla 3.5.

Tabla3.5-Sensibilidades

Sensibilidades	Casos
1-Pozo-U1 (Pozo Productor de petróleo) aislado.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Corrida del Campo Completo ✓ Corrida de un Sector Reducido del Campo (Región-2) ✓ Corrida de un Sector Reducido del Campo (20 celdas en el plano XY) ✓ Corrida de un Sector Reducido del Campo (9 celdas en el plano XY) ✓ Corrida del Campo Completo

2- Variación de la tasa de petróleo del Pozo-U1 aislado.

- ✓ Corrida de un sector Reducido del Campo Qo @ 20000 b/d
- ✓ Corrida de un Sector Reducido del Campo variando Qo @ 10000 b/d
- ✓ Corrida de un Sector Reducido del Campo variando Qo @ 30000 b/d

3-Pozo-I1 (Pozo Inyector de agua) aislado.

- ✓ Corrida del Campo Completo
- ✓ Corrida de un Sector Reducido del Campo (Región-2)
- ✓ Corrida de un Sector Reducido del Campo (20 celdas en el plano XY)
- ✓ Corrida de un Sector Reducido del Campo (9 celdas en el plano XY)

4-Pozo-G1 (Pozo Inyector de gas) aislado.

- ✓ Corrida del Campo Completo
- ✓ Corrida de un Sector Reducido del Campo (Región-1)
- ✓ Corrida de un Sector Reducido del Campo (20 celdas en el plano XY)
- ✓ Corrida de un Sector Reducido del Campo (9 celdas en el plano XY)

5-Interacción de Pozos I1-U1 aislando el Pozo-U1 y aumentando la tasa de inyección del Pozo-I1 ubicado fuera del sector reducido

- ✓ Corrida del Campo Completo
- ✓ Corrida de un sector Reducido del Campo Qiny @ 50000 b/d
- ✓ Corrida de un Sector Reducido

	<p>del Campo variando Qiny @ 60000 b/d</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Corrida de un Sector Reducido del Campo variando Qiny @ 80000 b/d
6-Interacción de Pozos I5-U4 variando la posición del Pozo-I5	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Corrida del Campo Completo ✓ Corridas de un sector Reducido del Campo variando posición del pozo inyector I4 (2 posiciones diferentes)
7-Múltiples Regiones de flujo	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Corrida del Campo Completo ✓ Corrida de un Sector Reducido del Campo Colocando a los pozos I1-U1 en dos regiones distintas de flujo.
8-Refinamiento Local de la malla	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Corrida del Campo Completo ✓ Corrida de un Sector Reducido del Campo sin Refinamiento ✓ Corrida del mismo Sector Reducido con Refinamiento 9 y 49 celdas.
9-Tamaño del Paso de Tiempo	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Paso de tiempo de 365 días como máximo tanto para la corrida del campo completo como para la corrida del sector reducido del campo ✓ Paso de tiempo de 365 días como máximo para la corrida del campo completo y de 30 días como máximo para la corrida del sector reducido del

- campo
- ✓ Paso de tiempo de 365 días como máximo para la corrida del campo completo y de 10 días como máximo para la corrida del sector reducido del campo

Cada uno de estos casos será descrito con mayor detalle en el capítulo siguiente al comentar los resultados obtenidos.

CAPÍTULO IV
ANÁLISIS DE RESULTADOS

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1- Pozo-U1 (Pozo Productor de petróleo) Aislado.

El pozo U1 es un productor de petróleo que se localiza en la Región 2 del yacimiento. En este caso se realiza una corrida del campo completo y tres corridas de diferentes sectores aislados reducidos. Las corridas de los sectores reducidos deben incluir el pozo U1. En los sectores reducidos el pozo U1 es el único pozo presente y se ubica para cualquier sector reducido en las coordenadas (14,6) en el plano XY y se encuentra completado entre las celdas 2-5 en el eje Z. Lo que se varía es el tamaño del sector reducido agregando o disminuyendo el número de celdas según los sectores reducidos que se deseen analizar.

En la Fig.4.1 se muestra un corte del yacimiento en el plano XY para los tres sectores. Estas tres mallas se definen en la corrida de campo completo, pero guardando el archivo FLUX para cada sector reducido: región 2, 20 celdas en el plano X,Y y 9 celdas en el plano X,Y. FLUXNUM = 1 indica que sólo hay una región de flujo para la cual se guarda el archivo de flujo y de esta manera se guardan las condiciones de borde calculadas para la corrida del sector reducido.

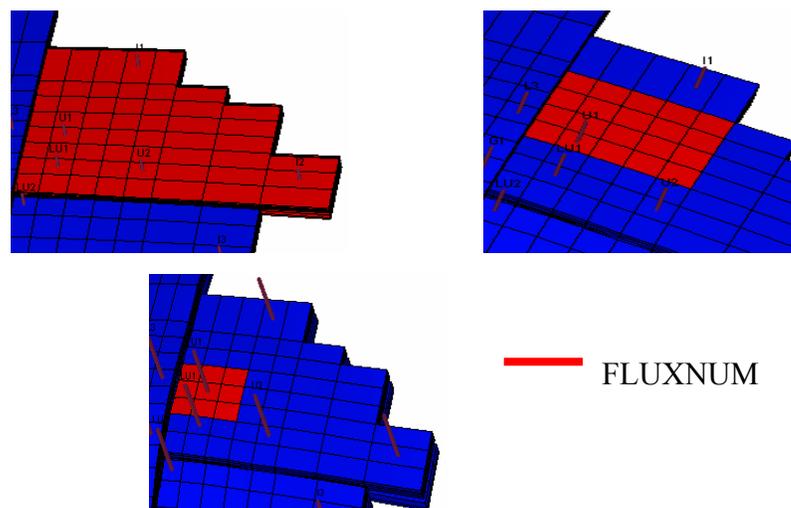


Fig.4.1-FLUXNUM de tres sectores reducidos para la corrida del campo completo

En este caso se busca visualizar el comportamiento de la opción “FLUX BOUNDARY CONDITIONS” cuando se aíslan diferentes sectores reducidos del yacimiento. Se comparan las tasas de petróleo del pozo aislado en estos sectores reducidos con la tasa de petróleo obtenida en la corrida del campo completo.

A continuación se muestra este comportamiento para las tres diferentes condiciones de borde que son: FLUJO, PRESIÓN Y NO-FLUJO.

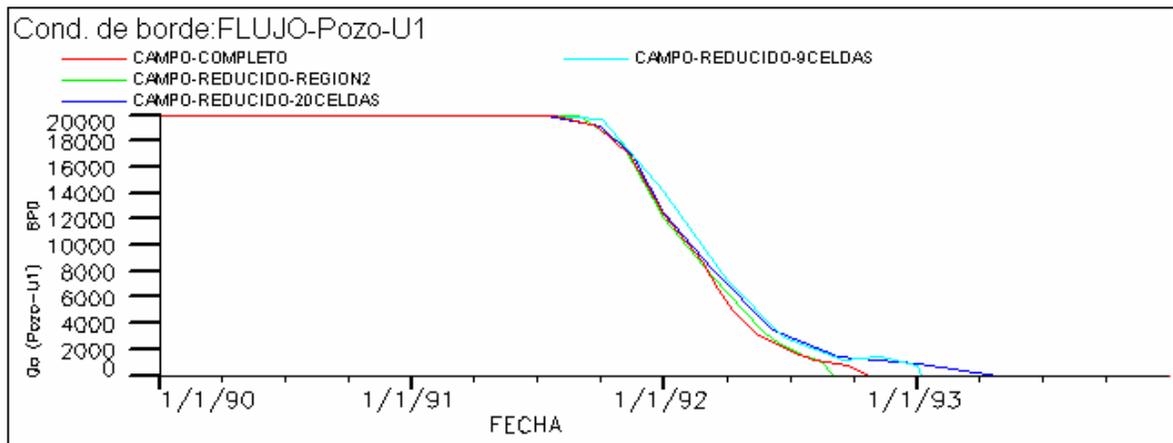


Fig. 4.2 - Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO

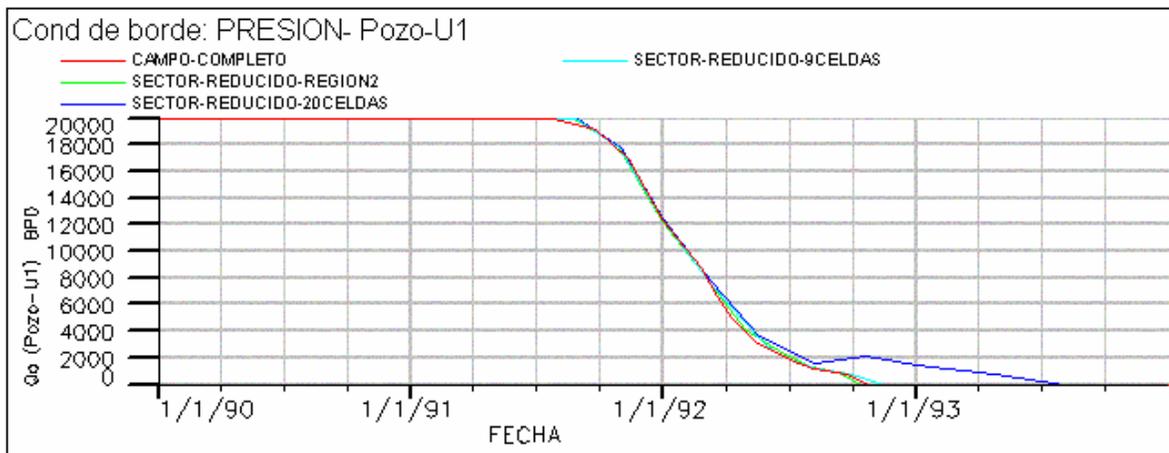


Fig. 4.3 - Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde PRESIÓN

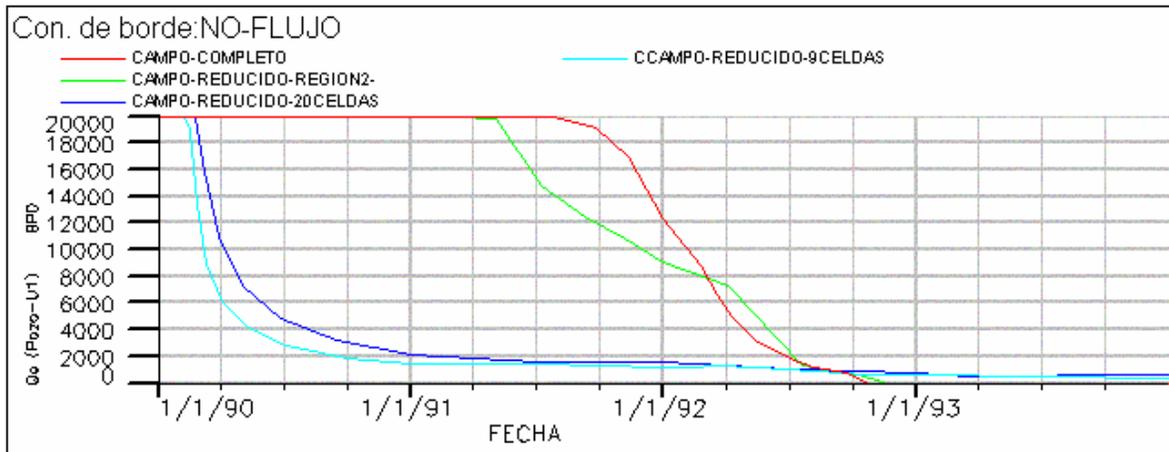


Fig. 4.4 - Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde NO-FLUJO

Se puede observar para las tres diferentes condiciones de borde que la tasa de petróleo parte de 20000 BPD. Esta es la tasa máxima permitida al pozo, la cual comienza a declinar debido a que el pozo no puede seguir produciendo a esa tasa y como el mismo tiene un límite económico, que es el corte de agua, el pozo se cierra cuando se exceda el valor suministrado de corte de agua. En este momento se observa que el pozo se cierra a finales del año 92, ya que se excede el valor fijado de corte de agua.

De los resultados obtenidos en la Fig. 4.2 y 4.3 se observa que el comportamiento de la tasa de petróleo en las corridas realizadas para distintos sectores reducidos tiene una conducta similar. Y al comparar con la corrida del campo completo se observa que el comportamiento es el mismo que el de los sectores reducidos, lo que implica que para este caso la opción funciona muy bien.

Aunque al final del año 92, justo antes de cerrar el pozo, ocurre un comportamiento extraño de la tasa de petróleo para el caso donde el sector reducido consta de 20 celdas. Hay que tomar en cuenta que para el caso de 20 celdas la frontera se ubica al lado del pozo I1, por lo cual parece lógico obtener este resultado, puesto que cuanto más cerca esté el pozo de la frontera, mayor flujo hay por ella. Y si eso no se toma en cuenta adecuadamente, los resultados se

alejan de la solución correcta en proporción similar. La opción debe ser manejada con más cuidado.

En la Fig.4.4 no se observa ninguna similitud entre los diferentes sectores reducidos y tampoco ninguna semejanza al comparar las tasas de petróleo de estos sectores con la de la corrida del campo completo. Estos resultados son lógicos ya que en la simulación de los sectores reducidos no existe flujo a través de la frontera y esto no es realista. Se observa que a medida que el sector reducido es más pequeño, más rápido declina la tasa de producción de petróleo. Ya en este primer caso se advierte el error de simular sectores aislados de un yacimiento sin tomar en cuenta el intercambio de flujo que pudiera haber en las fronteras.

4.2- Variación de la Tasa de Petróleo del Pozo-U1 Aislado.

En este caso de nuevo se desea evaluar la opción comparando su desempeño, ante variaciones en el flujo que pasa por la frontera del sector reducido. Ahora se varía la tasa de petróleo producido.

La tasa máxima inicial del pozo es de 20000b/d. Esta tasa es variada a 10000b/d y 30000b/d y se realizan corridas de sector reducido para condiciones de borde: FLUJO y PRESIÓN. La idea es generar situaciones en las que pasen distintas tasas de flujo en la frontera para observar si la opción también funciona en estos casos.

El tamaño del sector reducido permanece igual en todas las variaciones de la tasa de petróleo; es el que toma en cuenta 9 celdas en el plano X,Y alrededor del pozo U1. Esta región va de la celda 13 a la 15 en el eje X, de la celda 5 a la 7 en el eje Y y de la celda 1 a la 8 en el eje Z.

En la figura 4.5 se muestra un corte del yacimiento en el plano XY, donde en rojo

se indica el sector reducido que se toma en cuenta para la realización de este caso.

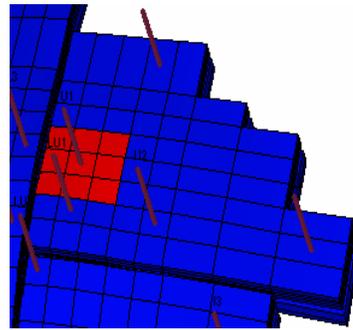


Fig. 4.5 FLUXNUM de sector reducido usado en la variación de la tasa de petróleo del pozo-U1 aislado

La comparación se hace con la tasa de petróleo obtenida en la corrida de campo completo y la obtenida en la corrida de sector reducido, para cada una de las tasas de petróleo máximas que son estudiadas.

En las figuras 4.6, 4.7 y 4.8 se muestra el comportamiento de la opción ante variaciones en la tasa de petróleo producido para la condición de borde FLUJO:

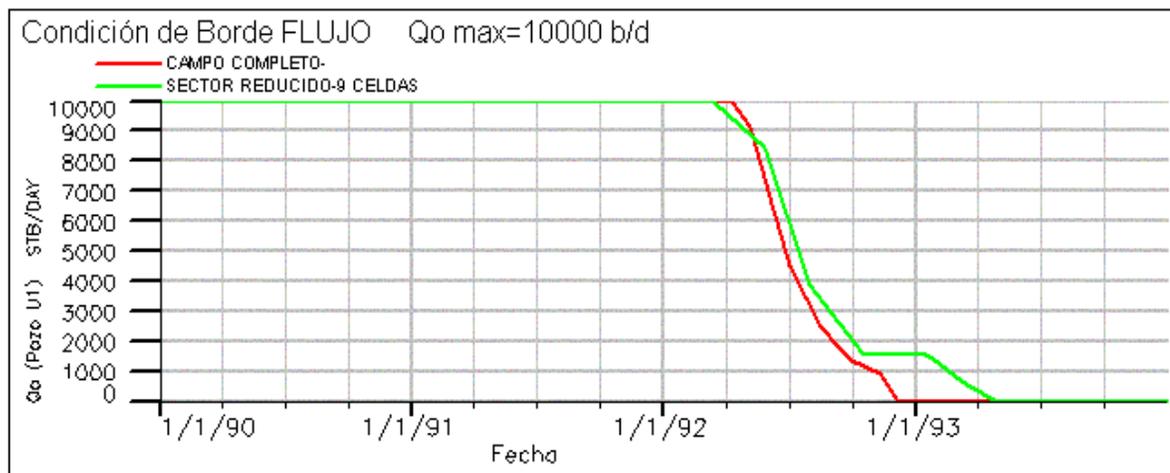


Fig 4.6 - Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO - Q_o máx=10000 b/d

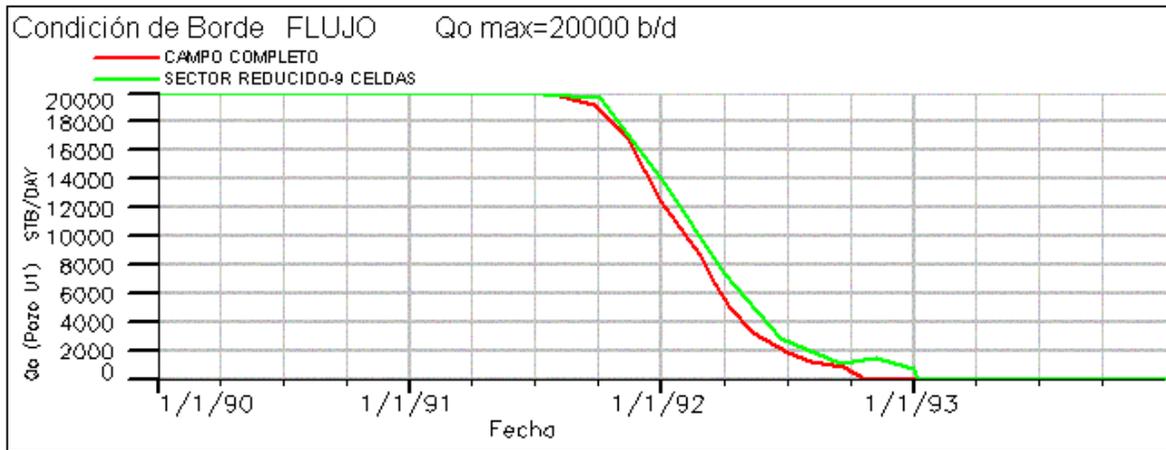


Fig. 4.7 - Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO - $Q_o \text{ máx} = 20000 \text{ b/d}$

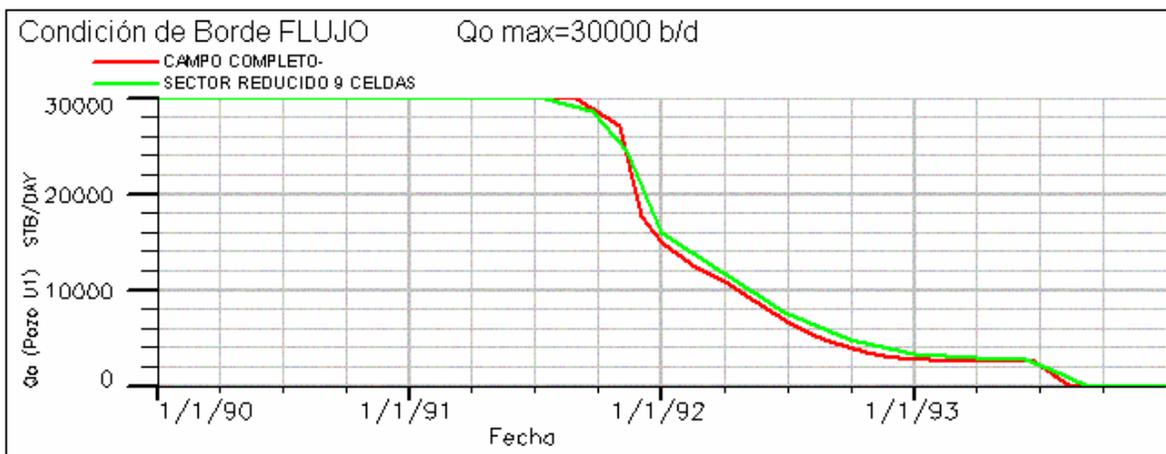


Fig. 4.8 - Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO - $Q_o \text{ máx} = 30000 \text{ b/d}$

Se observa que ante variaciones en la tasa de petróleo producido, la opción funciona correctamente cuando la condición de borde es FLUJO ya que la tasa obtenida en la corrida de sector reducido es similar a la tasa de la corrida de campo completo en los tres casos estudiados, aunque se observan pequeñas variaciones.

En los tres casos se nota que a finales del año 92 ocurre un comportamiento algo diferente de la tasa de petróleo obtenida en la corrida del sector reducido. Esto se puede deber a la cercanía de la frontera con un pozo inyector de agua (I1), lo cual indica que en estos casos cuando la condición de borde es FLUJO se debe tener

cuidado con la zona seleccionada para realizar la corrida del sector reducido, ya que si esta zona se encuentra cercana a pozos que incrementen el flujo en la frontera la opción podría no funcionar tan bien.

En las Fig. 4.9, 4.10 y 4.11 se observa el comportamiento de la opción ante variaciones en la tasa de petróleo producido para la condición de borde PRESIÓN:

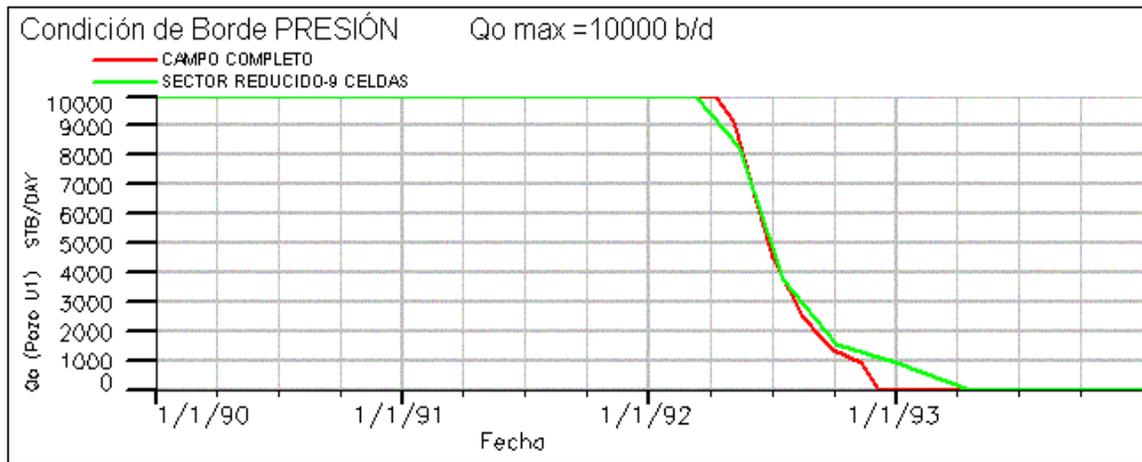


Fig. 4.9 - Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde PRESIÓN - $Q_o \text{ max} = 10000 \text{ b/d}$

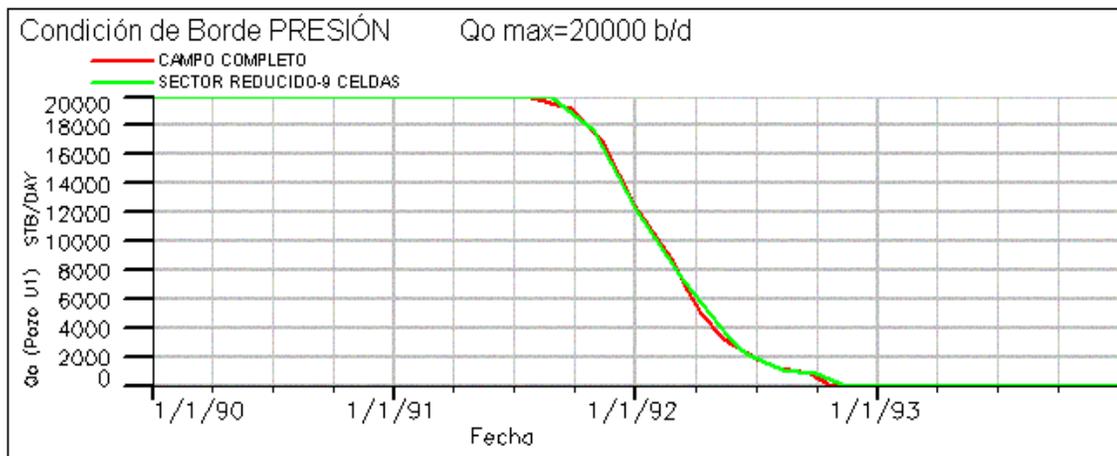


Fig. 4.10 - Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde PRESIÓN - $Q_o \text{ max} = 20000 \text{ b/d}$

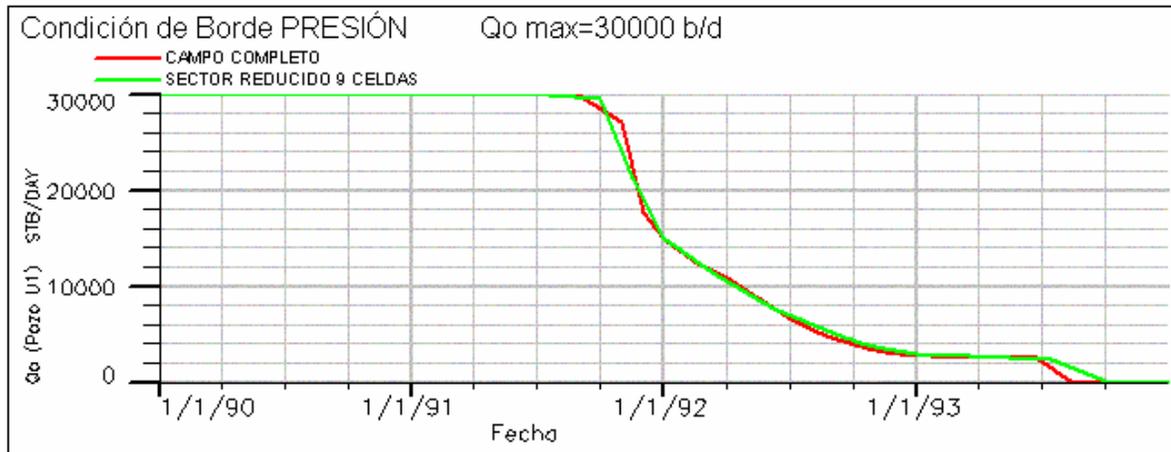


Fig. 4.11 - Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde PRESIÓN - $Q_o \text{ max}=30000 \text{ b/d}$

En estos casos que se varía la tasa de producción de petróleo y la condición de borde es PRESIÓN se puede observar que para mayores tasas de petróleo producido la opción funciona mejor, ya que se nota como en el caso en el cual la tasa máxima de petróleo producido es 10000 b/d, la tasa correspondiente a la corrida de sector reducido no es tan similar a la tasa correspondiente a la corrida de campo completo como en los casos en que la tasa de petróleo máxima es de 20000 b/d y 30000 b/d. Esto se puede deber al hecho de que mientras menor es la tasa producida por el pozo U1 mayor es la presión de fondo fluyente, lo cual podría incidir sobre los resultados en la frontera.

4.3. Pozo-I1 (Pozo Inyector de Agua) Aislado.

El pozo I1 es un inyector de agua que se localiza en la Región 2 del yacimiento. En este caso se realiza una corrida del campo completo y tres corridas en diferentes sectores aislados reducidos. Las corridas de los sectores reducidos deben incluir el pozo I1. En los sectores reducidos el pozo I1 es el único pozo presente y se ubica para cualquier sector reducido en las coordenadas (16,2) en el plano XY y completado entre las capas 1-5 y 7-8. Y similarmente al caso anterior se varía el tamaño del sector reducido.

En este caso se busca visualizar el comportamiento de la opción “FLUX BOUNDARY CONDITIONS” cuando se aísla un pozo inyector en diferentes sectores reducidos del yacimiento y se comparan las tasas de inyección de agua de estos sectores reducidos con la tasa de inyección de agua de la corrida del campo completo.

En las Fig. 4.12, 4.13, y 4.14 se muestra el comportamiento de las tasas de inyección de agua en los sectores reducidos y en el campo completo, para las tres diferentes condiciones de borde que son: FLUJO, PRESIÓN Y NO-FLUJO.

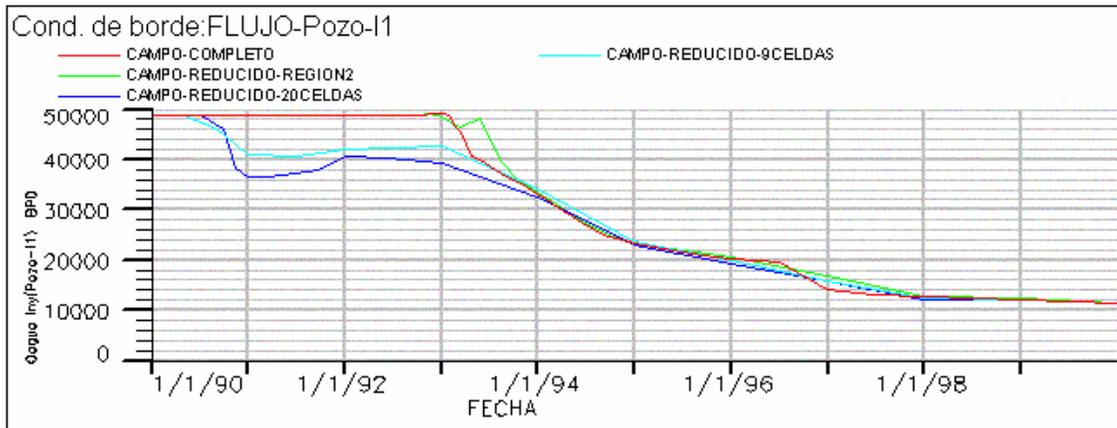


Fig. 4.12 - Tasa de agua inyectada vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO

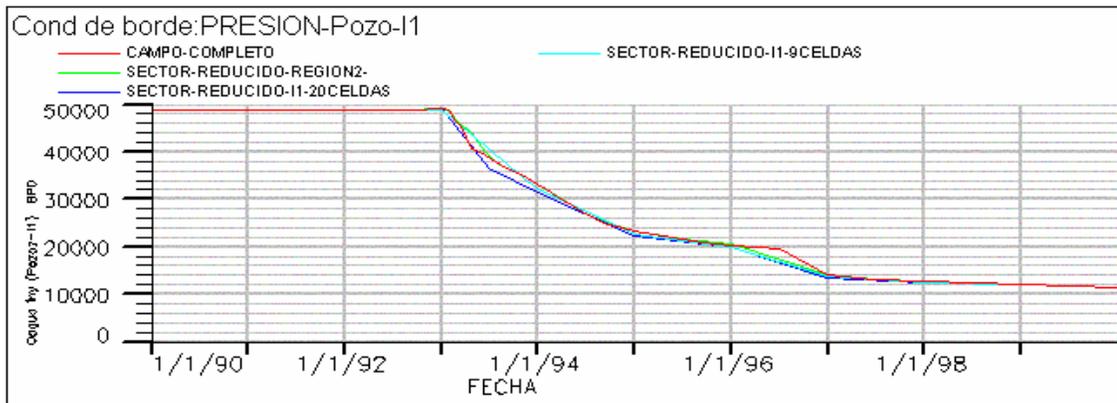


Fig. 4.13 - Tasa de agua inyectada vs. Tiempo - Condición de borde PRESIÓN

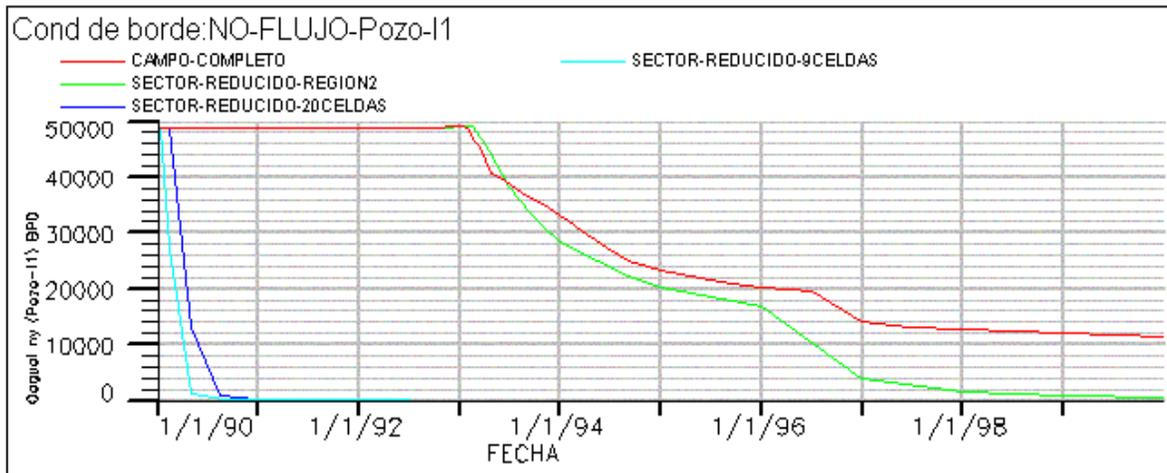


Fig. 4.14 - Tasa de agua inyectada vs. Tiempo - Condición de borde NO-FLUJO

Se puede observar para las tres diferentes condiciones de borde que la tasa de inyección de agua parte de 50000 BPD, tasa máxima permitida al pozo inyector, la cual comienza a declinar debido a que la presión de inyección llega a la máxima presión permitida (5000 lpca).

De los resultados obtenidos se observa en la Fig. 4.12, cuando la condición de borde es FLUJO, que al comienzo de la corrida todas las curvas parten con la misma tasa pero van declinando a medida que el sector reducido es más pequeño, lo cual indicaría que para este caso la opción no está funcionando del todo bien. Esto ocurre hasta finales del año 93 ya que a partir de este año las curvas de tasa de inyección, tanto la del campo completo como las de los diferentes sectores reducidos, son similares hasta los últimos años de la simulación.

En la Fig. 4.13 se observa que el comportamiento de la tasa de inyección de agua en las corridas realizadas para distintos sectores reducidos tiene una conducta similar; y al comparar con la corrida del campo completo se observa que el comportamiento es el mismo que el de los sectores reducidos. Esto indica que la opción está funcionando mejor para este tipo de condición de borde.

En la Fig.4.14 no se observa ninguna similitud entre los diferentes sectores reducidos y tampoco ninguna semejanza al comparar las tasas de petróleo de estos sectores con la tasa de petróleo de la corrida del campo completo. Estos resultados son lógicos ya que en la simulación de los sectores reducidos no existe flujo a través de la frontera, lo cual no es realidad. Se observa que a medida que el sector reducido es más pequeño, más rápido declina la tasa de inyección, como es de esperarse.

Pareciera que la opción maneja con mayor precisión la condición de frontera de PRESIÓN que la de FLUJO.

4.4-Pozo-G1 (Pozo Inyector de Gas) Aislado.

El pozo G1 es un pozo inyector de gas, el cual se encuentra en la Región 1. Está ubicado en las coordenadas (12,9) en el plano XY y está completado en las celdas (1-2) en el eje Z. Este pozo consta de una tasa máxima de inyección de 50000 MPCN/d y la presión de fondo fluyente máxima es de 4800 lpca.

Este caso tiene una metodología similar a la de los casos 1 y 3, sólo que difiere en el pozo a estudiar. Se desea evaluar la opción comparando su desempeño según el tamaño de la zona que se quiere tomar en cuenta para realizar la corrida de sector reducido. Para esto se realizan corridas de sectores reducidos de distintos tamaños para las condiciones de borde permitidas por la opción: FLUJO, PRESIÓN y NO-FLUJO.

Antes de realizar cada una de las corridas de sector reducido es necesario realizar la corrida de campo completo, donde se crea el archivo con las condiciones en los bordes de la zona a la cual se le va a realizar la corrida reducida (archivo FLUX).

A continuación se muestra un corte del yacimiento en el plano XY para los tres sectores reducidos tomados en cuenta para la realización de este caso. Estas tres

mallas son las definidas en la corrida del campo completo pero guardando el archivo de flujo para un sector reducido de la región 1, 20 celdas en el plano X,Y y 9 celdas en el plano X,Y. FLUXNUM=1 indica que sólo hay una región de flujo para la cual se guarda el archivo de flujo y de esta manera guarda las condiciones de borde establecidas para la corrida del sector reducido.

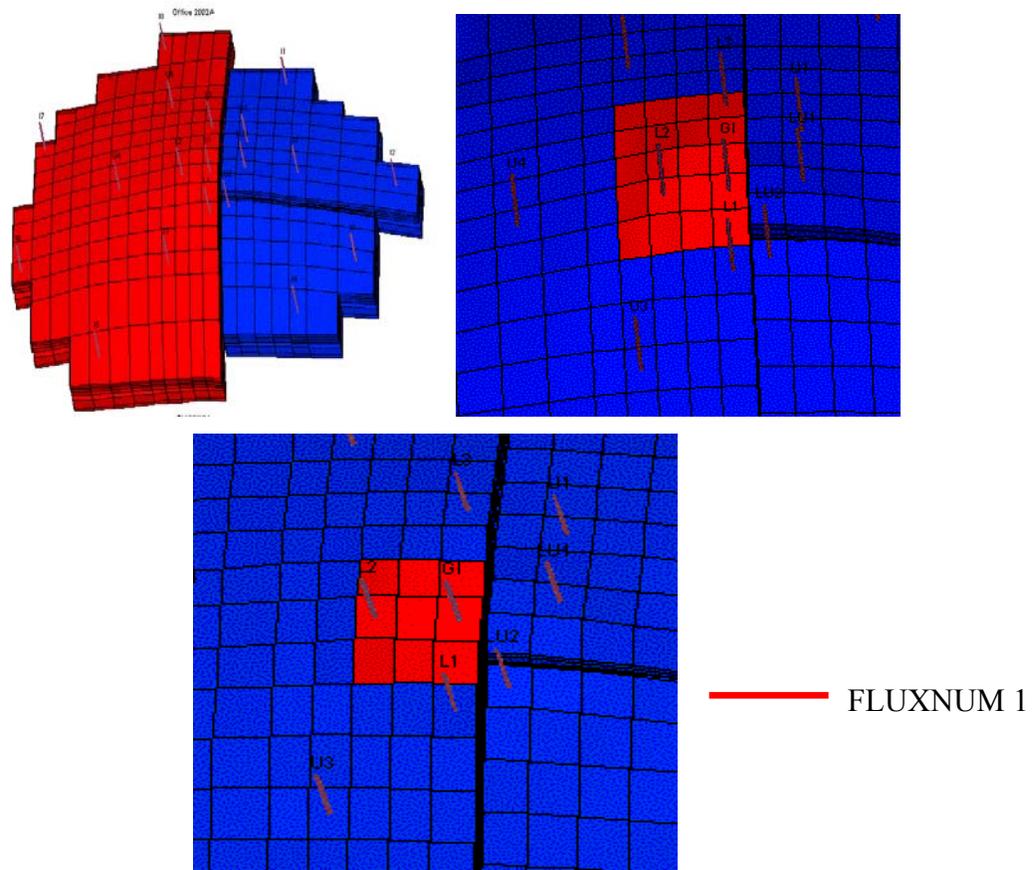


Fig.4.15.-FLUXNUM de tres sectores reducidos para la corrida del campo completo del pozo G1

La comparación se hace con la tasa de gas inyectado obtenido en la corrida de campo completo y la obtenida en las distintas corridas de sector reducido.

En las Fig. 4.16, 4.17, y 4.18 se muestra el comportamiento de la opción para las tres diferentes condiciones de borde que son: FLUJO, PRESIÓN y NO-FLUJO.

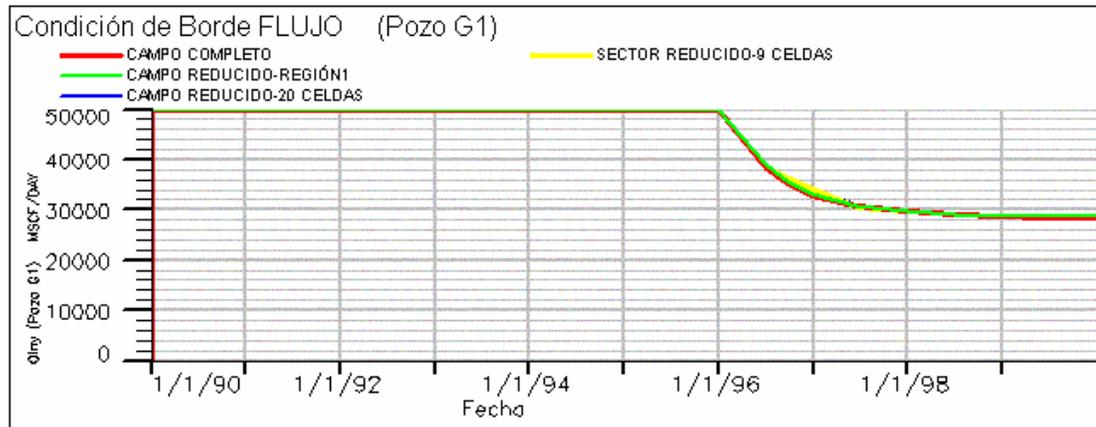


Fig. 4.16 - Tasa de gas inyectado vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO

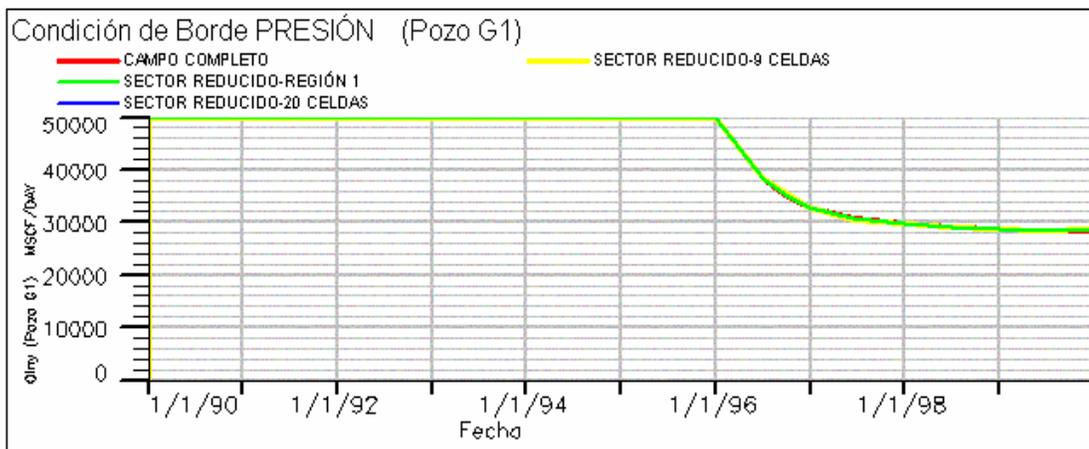


Fig. 4.17 - Tasa de gas inyectado vs. Tiempo - Condición de borde PRESIÓN

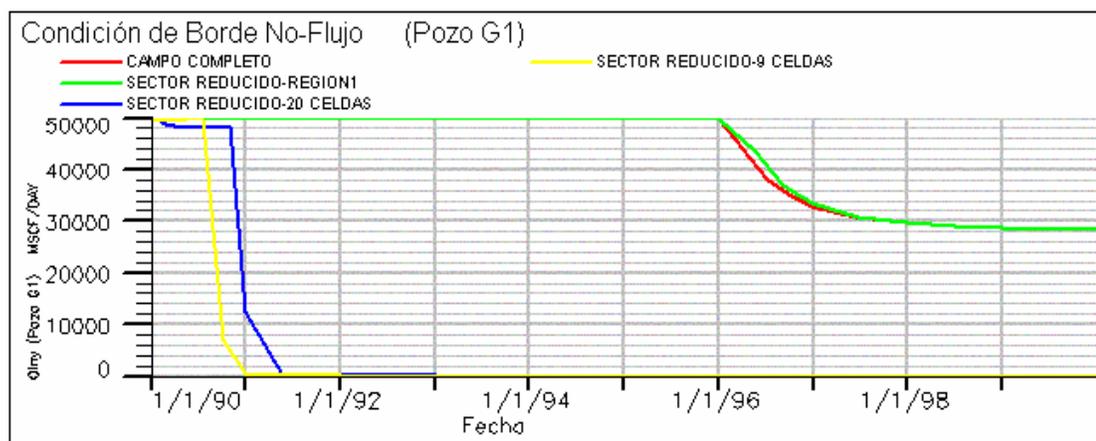


Fig. 4.18 - Tasa de gas inyectado vs. Tiempo - Condición de borde NO-FLUJO

Para el caso de condición de borde FLUJO (Fig. 4.16) los resultados de la opción son excelentes para un pozo inyector de gas. La tasa de gas inyectado obtenida para cada una de las corridas de sector reducido es muy similar a la tasa de gas obtenida en la corrida de campo completo. Sin importar el tamaño de la zona reducida del campo tomada en cuenta, los resultados de la opción son totalmente satisfactorios.

Para el caso de condición de borde PRESIÓN (Fig. 4.17) la opción igualmente funciona a plena satisfacción para un pozo inyector de gas, pues se puede observar cómo la tasa de gas inyectado en todas las corridas de sector reducido es la misma tasa obtenida en la corrida de campo completo.

Para el caso de condición de borde de NO-FLUJO (Fig.4.18), se puede observar que mientras menor es el número de celdas tomada en cuenta más rápido decae la tasa debido al aumento de la presión, ya que la opción no considera flujo en los bordes de estos sectores. De nuevo esto indica lo erróneo de pretender simular zonas aisladas de un yacimiento sin considerar apropiadamente las condiciones de la frontera.

Viendo los resultados obtenidos para las distintas condiciones de borde, se puede afirmar que la opción funciona excelentemente para un pozo inyector de gas cuando la condición de borde seleccionada es FLUJO o PRESIÓN.

4.5-Interacción de pozos I1-U1 aislando el pozo-U1 y aumentando la tasa de inyección del pozo-I1 ubicado fuera del sector reducido.

En este caso se coloca la atención en dos pozos como lo son los pozos U1 y el I1. Lo que se busca es realizar los casos más críticos para observar el comportamiento de la opción en estas situaciones. El pozo U1 se encuentra dentro de un sector reducido compuesto de 20 celdas en el plano X,Y, mientras que al pozo I1 (manteniendo su ubicación inicial) se le aumenta la tasa de inyección de

agua para de esta manera observar lo que ocurre en la frontera cuando hay presencia de mayor flujo para condiciones de borde: FLUJO y PRESIÓN.

Como en los casos anteriores es necesario realizar la corrida del campo completo para la nueva tasa a inyectar y luego la corrida del sector reducido para esta tasa y así sucesivamente para las diferentes tasas a inyectar.

El tamaño del sector reducido permanece igual en todas las variaciones de la tasa de inyección de agua del pozo I1. Las tasas máximas de inyección de agua del pozo I1 son 50000b/d, 60000b/d y 80000b/d.

La comparación en este caso se hace con la tasa de petróleo producido por U1 obtenida en la corrida de campo completo y la obtenida en la corrida de sector reducido, para cada una de las tasas de inyección de agua que son estudiadas.

En las Fig. 4.19, 4.20 y 4.21 se observa el comportamiento de la opción ante variaciones en la tasa de agua inyectada para la condición de borde FLUJO:

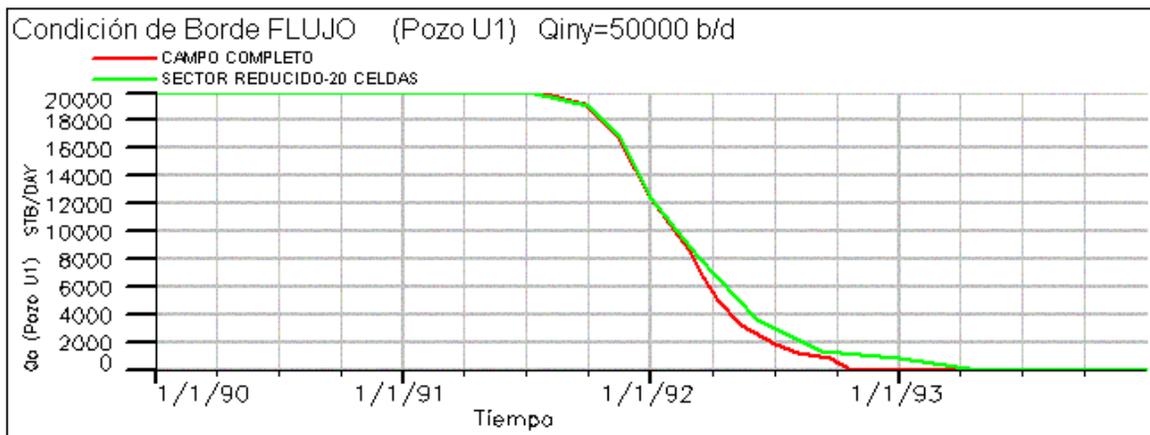


Fig. 4.19 - Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO - Q_{iny} max =50000 b/d

Para los tres casos se observa un comportamiento similar. Se puede observar que la opción funciona bastante bien, pues la tasa de la corrida del sector reducido es similar a la corrida de campo completo, aunque los tres casos presentan pequeñas

diferencias a partir de febrero del 92. Esto se puede deber a que la frontera de la zona reducida se ubica al lado del pozo inyector I1.

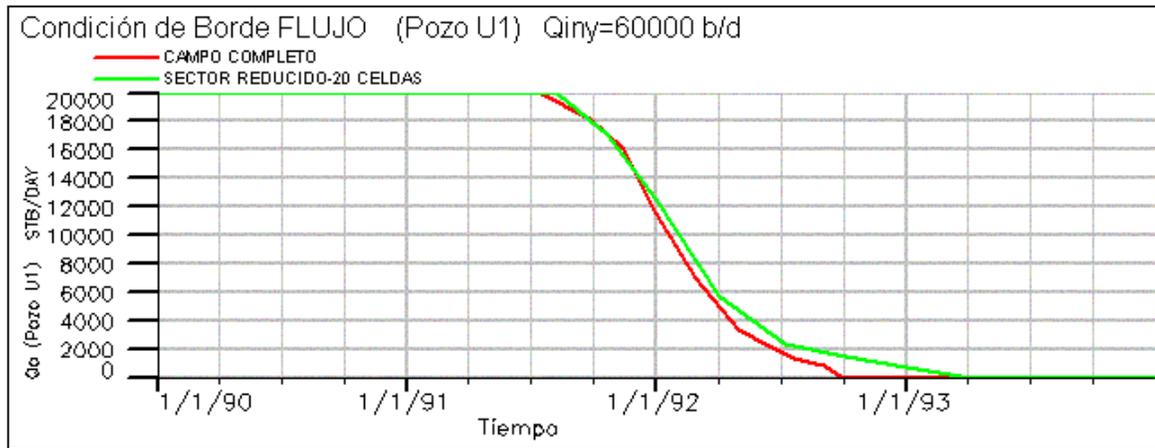


Fig. 4.20 - Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO - $Q_{iny} \text{ max} = 60000 \text{ b/d}$

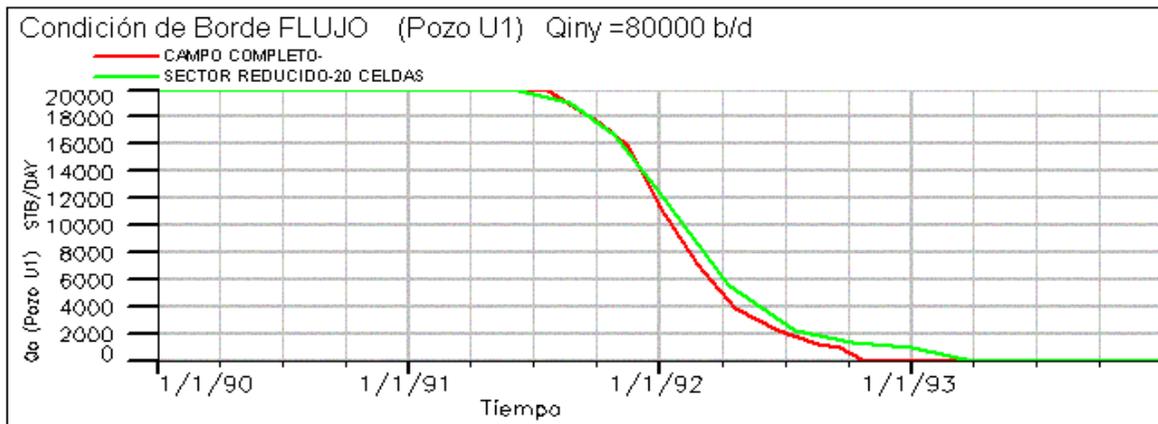


Fig. 4.21 - Tasa de Petróleo vs. Tiempo - Condición de Borde FLUJO - $Q_{iny} \text{ max} = 80000 \text{ b/d}$

Haciendo uso de los reportes correspondientes a cada una de las corridas realizadas se llega a los siguientes resultados para el 1 de Septiembre del 92 con la condición de borde FLUJO:

Tabla 4.1 Comparación entre resultados de corridas de campo completo y sector reducido para condición de borde FLUJO

Tasa Máxima de Agua Inyectada por el pozo I1 (b/d)	Np-Pozo U1 obtenido en la corrida de campo completo (BN)	Np-Pozo U1 Obtenido en la corrida del Sector reducido del Campo (BN)	% Error
50000	15.037.832	15.122.475	0,55
60000	14.655.539	14.718.881	0,43
80000	14.695.090	14.715.980	0,14

Esta comparación entre los resultados obtenidos de la corrida de campo completo y los resultados obtenidos de la corrida del sector reducido puede ser visualizada más claramente en la Fig.4.22.

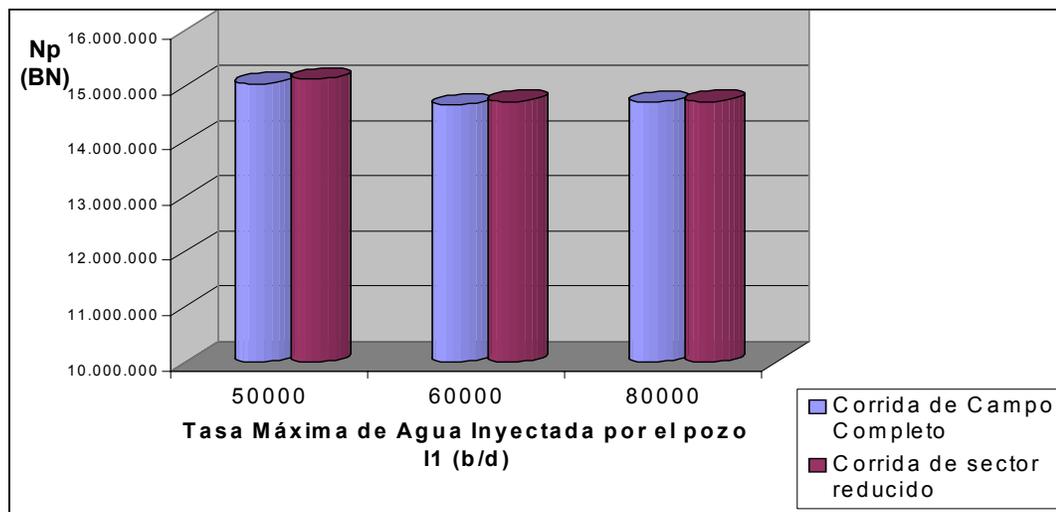


Fig. 4.22 Comparación entre petróleo producido en corridas de campo completo y sector reducido - Condición de Borde FLUJO

Se observa que el acumulado del pozo U1 hacia el final de la corrida es similar en los tres casos, por lo cual se puede afirmar que la opción funciona de manera óptima en esta situación, siendo siempre algo mayor cuando se toma el sector reducido.

En las Fig. 4.23, 4.24 y 4.25 se observa el comportamiento de la opción ante variaciones en la tasa de agua inyectada para la condición de borde PRESIÓN:

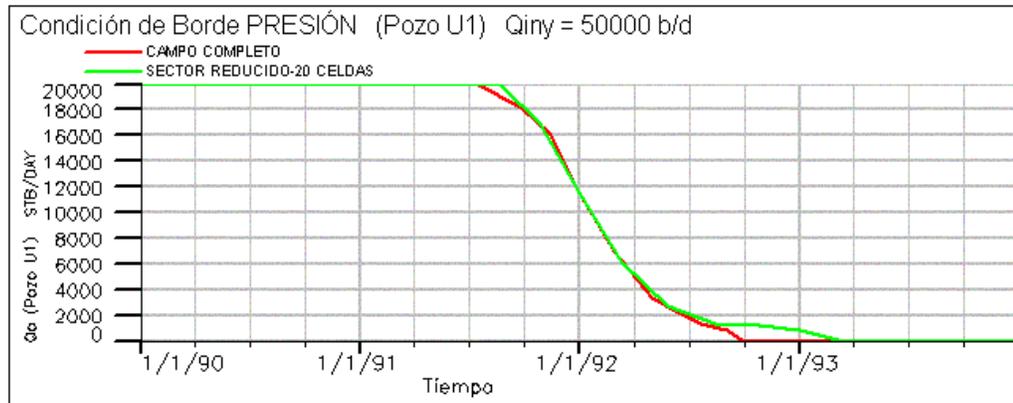


Fig. 4.23 - Tasa de Petróleo vs. Tiempo - Condición de borde PRESIÓN
Qiny max =50000 b/d

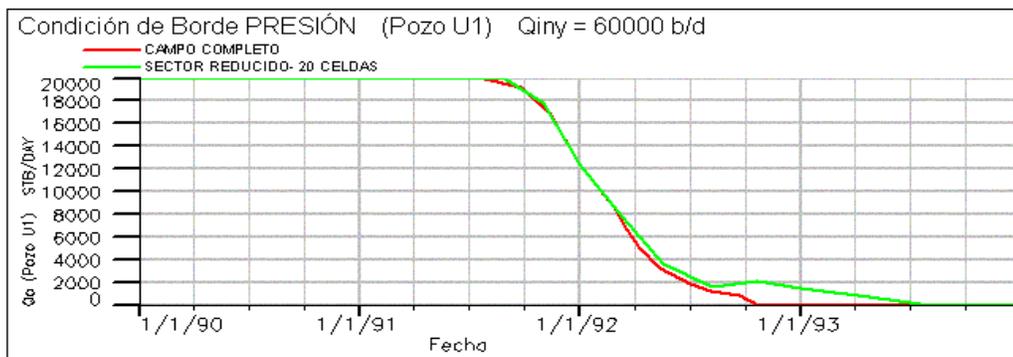


Fig. 4.24 - Tasa de Petróleo vs. Tiempo - Condición de borde PRESIÓN
Qiny max =60000 b/d

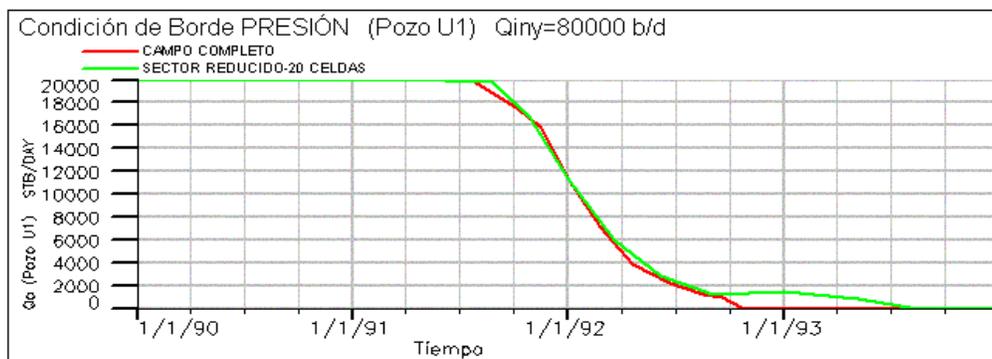


Fig. 4.25 - Tasa de Petróleo vs. Tiempo - Condición de borde PRESIÓN
Qiny max =80000 b/d

Para esta condición de borde los resultados son muy similares a los obtenidos anteriormente.

De nuevo comparando el petróleo acumulado a la fecha 1 de septiembre del 92, Tabla 4.2, se observan resultados muy similares en los tres casos y, algo muy importante, similares también a los casos anteriores, como debe ser, si ambas condiciones de borde son tomadas correctamente.

Tabla 4.2 Comparación entre resultados de corridas de campo completo y sector reducido para condición de borde PRESIÓN

Tasa Máxima de Agua Inyectada por el pozo I1 (b/d)	Np-Pozo U1 obtenido en la corrida de campo completo (BN)	Np-Pozo U1 Obtenido en la corrida del Sector reducido del Campo (BN)	% Error
50000	15.037.832	15.063.925	0,17
60000	14.655.539	14.661.898	0,04
80000	14.695.090	14.615.945	0,54

De nuevo para la condición de borde PRESIÓN, puede ser visualizada más claramente la comparación entre los resultados obtenidos de la corrida de campo completo y los resultados obtenidos de la corrida del sector reducido puede ser visualizada más claramente en la Fig.4.26.

Se puede notar, como el petróleo producido en la corrida de campo completo y en la corrida de sector reducido para cada tasa de inyección son muy similares entre si, lo cual permite afirmar que la condición de borde funciona de manera excelente en este caso.

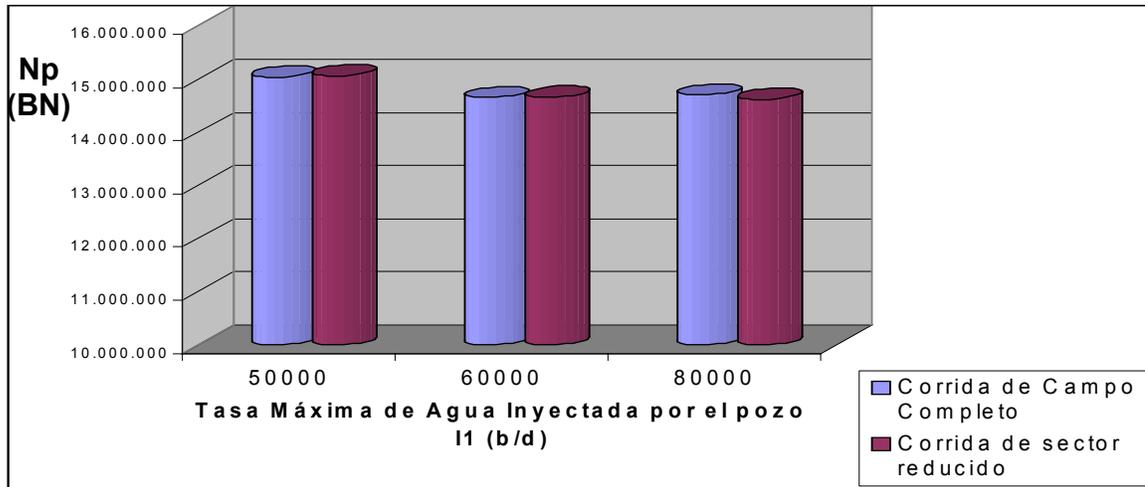


Fig. 4.26 Comparación entre petróleo producido en corridas de campo completo y sector reducido - Condición de Borde PRESIÓN

4.6-Interacción de pozos I5-U4 variando la posición del pozo-I5

En este caso el pozo I5, ubicado en la región 1 (pozo inyector de agua), se reubica cambiando su posición inicial, cuyas coordenadas son (5,15) en el plano XY y una tasa de 50000 BPD, con la finalidad de acercar el pozo lo más que se pueda a la frontera y de esta manera observar el comportamiento de la opción “FLUX BOUNDARY CONDITIONS” a medida que aumenta el flujo en ella.

Esta reubicación del pozo I5 se muestra en la Fig.4.27, donde se ilustra, en un pequeño corte del plano XY del campo, un sector reducido seleccionado (30celdas) y las diferentes ubicaciones a las que se fija el pozo, entre ellas las coordenadas nuevas del pozo (5,14) y (5,12), ambas coordenadas siempre respecto al plano XY. Respecto al plano Z, se tienen dos completaciones, una entre las celdas 1-5 y la otra en 7-8.

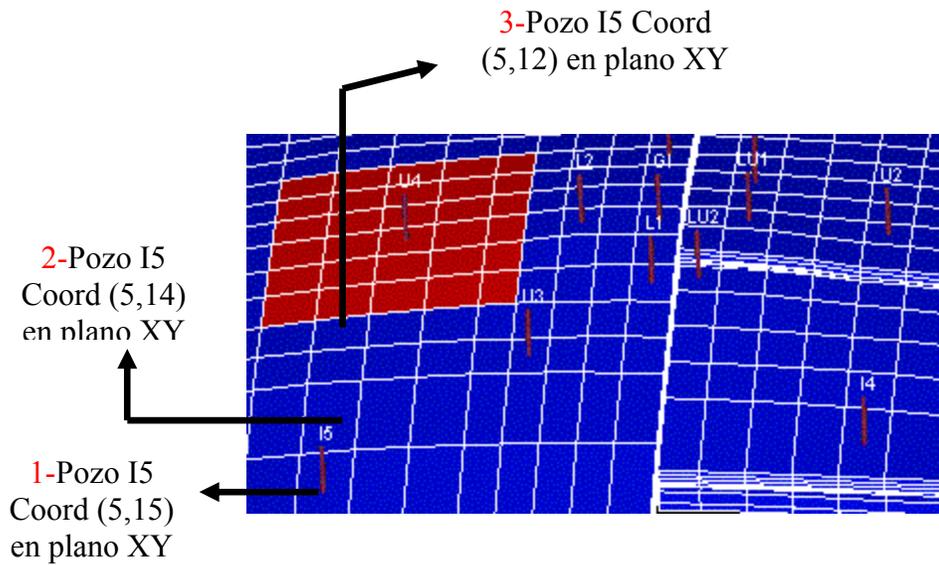


Fig. 4.27 FLUXNUM de sector reducido usado en la variación de la posición del pozo I5 mientras el pozo U4 está aislado

En la Fig. 4.28 se observa los resultados arrojados para cada reubicación del pozo I5, lo cual permite visualizar el comportamiento en la frontera a medida que el pozo inyector se aproxima, comparando el comportamiento de la tasa de petróleo de la corrida del campo completo con la tasa de petróleo de la corrida del sector reducido, para cada caso de reubicación del pozo I5. Para este estudio sólo se toma en cuenta PRESIÓN como tipos de condiciones de borde.

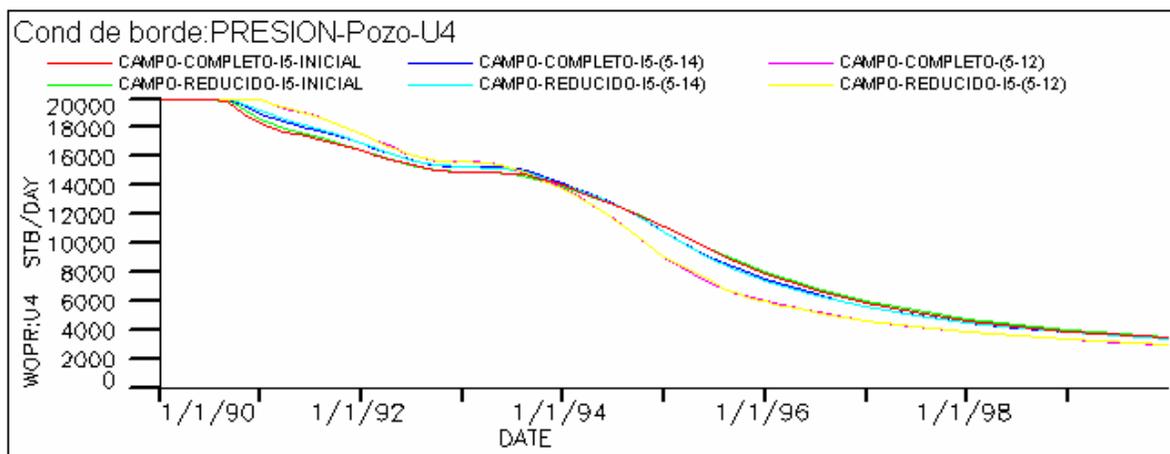


Fig.4.28 - Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde PRESIÓN Variando posición del pozo I5.

Como se puede observar, hay una buena interpretación de las condiciones de borde para esta situación. Luce mejor por mantenimiento de presión ya que se está inyectando agua, por lo que no hay presencia de gas cruzando la frontera, lo que permite obtener mejores resultados.

4.7-Múltiples Regiones de Flujo

Esta nueva sensibilidad coloca la atención en dos pozos como lo son el pozo productor de petróleo U1 y el pozo inyector de agua I1. Lo que se busca es realizar una corrida de sector reducido donde los pozos U1 e I1 se encuentran en regiones de flujo distintas para evaluar el comportamiento de la opción en esta nueva situación.

Es necesario realizar la corrida del campo completo para crear el archivo de flujo y especificar la presencia de dos regiones de flujo y luego realizar la corrida de los sectores reducidos para esta condición. Se trabaja con las siguientes condiciones de borde: FLUJO y PRESIÓN.

La primera región de flujo es la que se encuentra alrededor del pozo I1. Esta región va de la celda 13 a la 18 en el eje X, de la celda 1 a la 2 en el eje Y y de la celda 1 a la 8 en el eje Z. La segunda región de flujo es la que se encuentra alrededor del pozo U1. Esta región va de la celda 13 a la 18 en el eje X, de la celda 3 a la 6 en el eje Y y de la celda 1 a la 8 en el eje Z.

En la Fig. 4.29 se señalan las dos regiones de flujo con las que se trabaja en este caso.

El color verde representa la región de flujo donde se encuentra el pozo I1 mientras el color rojo representa la segunda región de flujo donde se encuentra el pozo U1.

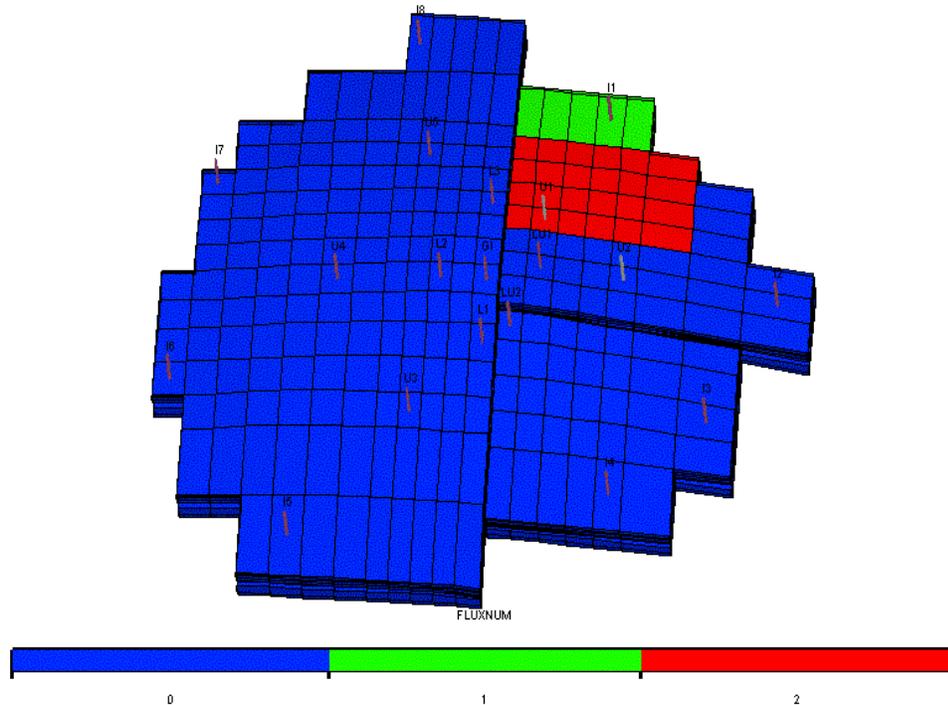


Fig. 4.29 FLUXNUM de sectores reducidos usados para la corrida del campo completo con múltiples regiones de flujo

La comparación en este caso se hace con la tasa de petróleo del pozo U1 y la tasa de agua inyectada del pozo I1, comparando los resultados obtenidos en la corrida de campo completo con los resultados obtenidos en la corrida de los sectores reducidos.

La tasa de petróleo obtenida para la corrida de sector reducido con múltiples regiones de flujo, cuando la condición de borde es FLUJO, se ajusta con cierta similitud a la tasa obtenida para la corrida completa, aunque a partir de enero del 92 las tasas comienzan a diferenciarse un poco entre sí. Pero se puede afirmar que la opción funciona de manera adecuada. Ver Fig. 4.30

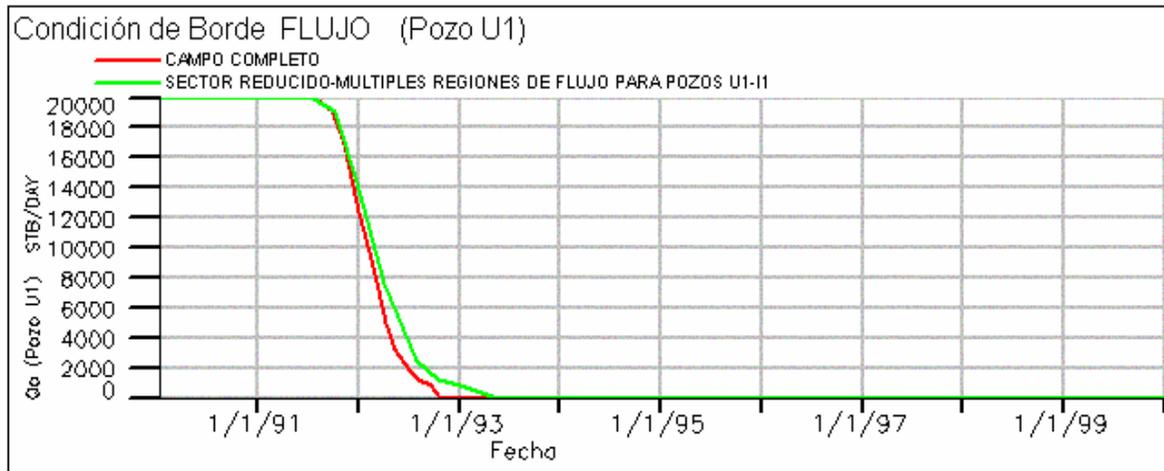


Fig. 4.30 - Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO
Múltiples regiones de flujo

La tasa de agua inyectada por el pozo I1 (Fig. 4.31), muestra que la opción no funciona tan bien en este caso ya que la corrida de sector reducido no representa correctamente lo que ocurre en la corrida de campo completo. La tasa de agua inyectada correspondiente a la corrida del sector reducido no decae hasta enero del 95 mientras la tasa de agua inyectada correspondiente a la corrida de campo completo comienza a decaer en enero del 93.

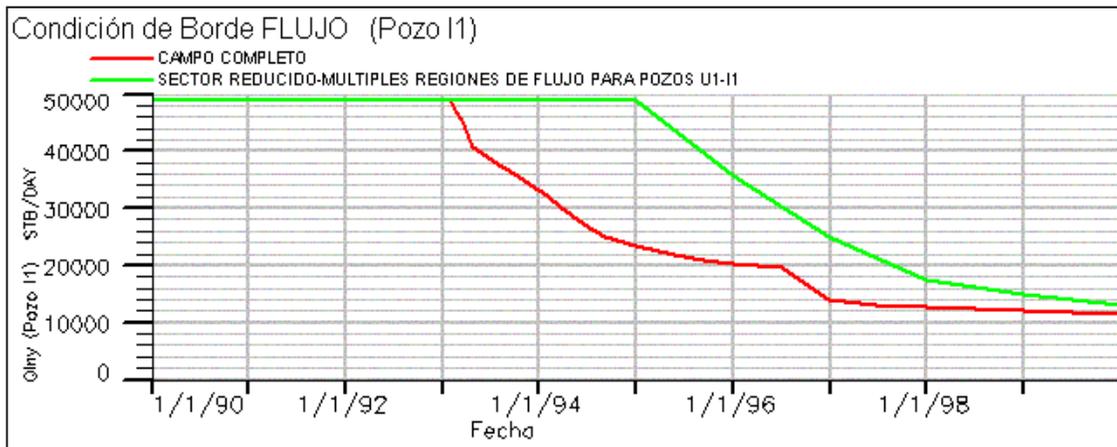


Fig. 4.31 - Tasa de agua vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO
Múltiples regiones de flujo

Este comportamiento un poco extraño también se había observado al analizar la tasa de inyección de I1 en una sensibilidad anterior (Fig. 4.12). Pareciera que algo no funciona bien en la opción cuando la condición de frontera es FLUJO y se tiene cerca un pozo inyector de agua.

Por el contrario las Fig. 4.32 y 4.33 muestran el comportamiento de la opción ante múltiples regiones de flujo para la condición de borde PRESIÓN y se ve que el comportamiento es muy similar, por lo que el funcionamiento de la opción en este caso es perfectamente aceptable.

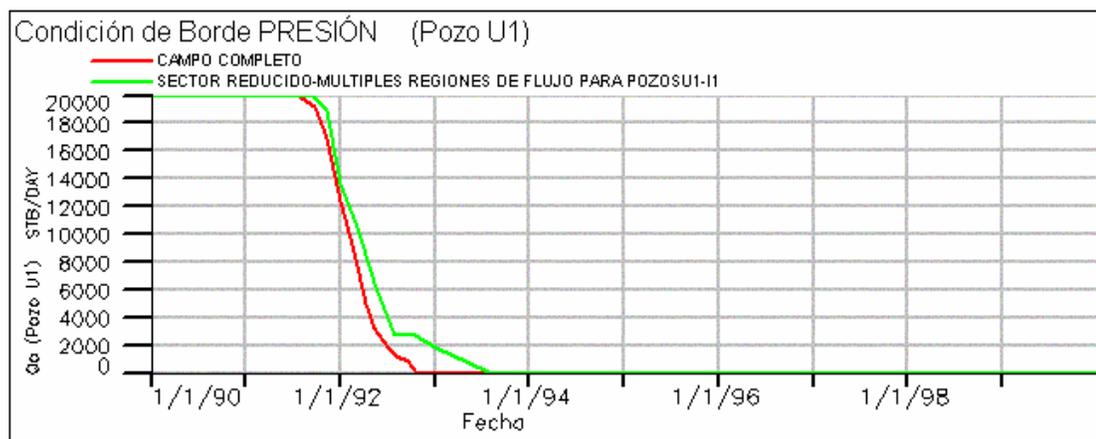


Fig. 4.32 - Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde PRESIÓN
Múltiples regiones de flujo

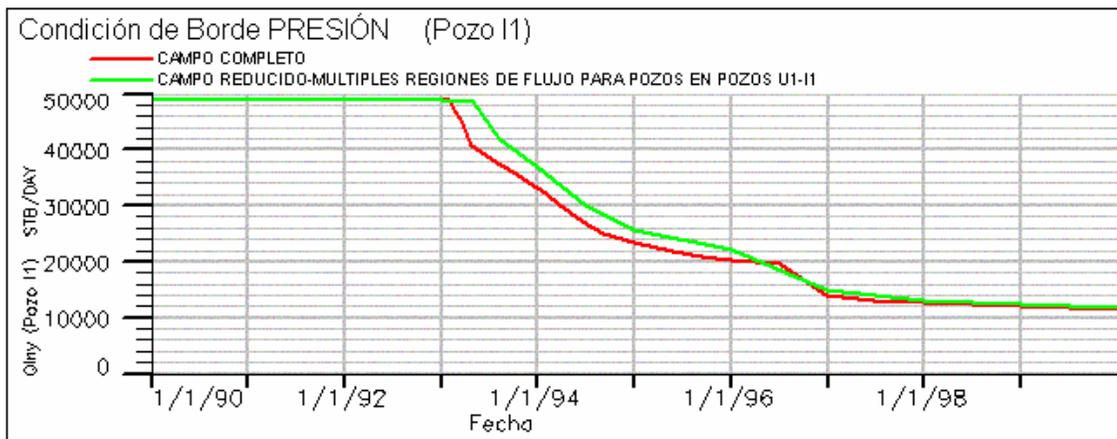


Fig. 4.33 - Tasa de agua inyectada vs. Tiempo - Condición de borde PRESIÓN
Múltiples regiones de flujo

De los resultados se puede afirmar que cuando se trabaja con múltiples regiones de flujo y se quiere trabajar con pozos inyectores de agua es más apropiado trabajar con la condición de borde PRESIÓN, mientras que en el resto de los casos pareciera indiferente trabajar con condiciones de frontera de FLUJO o PRESIÓN.

Se debe señalar que cuando la opción trabaja con múltiples regiones de flujo nunca alcanza los niveles de precisión alcanzados cuando trabaja con una sola región de flujo.

4.8-Refinamiento Local de la Malla.

El refinamiento local de la malla se realiza en el bloque donde se ubica el pozo U4. Este pozo U4 se encuentra localizado en la región 1. La razón por la cual se decide utilizar este pozo para realizar el estudio es que el refinamiento local tiene una limitación cuando se desea refinar un sector reducido. La frontera del sector reducido debe estar ubicada por lo menos con 2 celdas de separación de la región que se desea refinar.

El estudio de este caso tiene como finalidad el análisis de esta opción dentro del "FLUX BOUNDARY CONDITIONS". En este caso primero se realiza la corrida del campo completo para seleccionar el sector reducido, guardando el archivo FLUX y el tipo de condición de borde a utilizar: FLUJO o PRESIÓN. En la Fig. 4.34 se muestra la malla del campo completo con el sector reducido seleccionado.

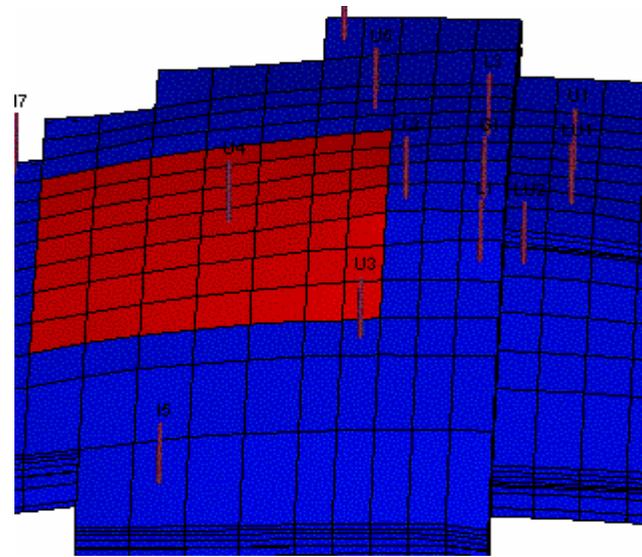


Fig.4.34 FLUXNUM de sectores reducidos usados para la corrida del campo completo con refinamiento local de la malla

Después de escoger el sector reducido a estudiar se compara la producción del pozo U4 del sector reducido no refinado con el la del pozo en el sector refinado refinado con 3 divisiones (9 celdas) en el plano XY y con 7 divisiones (49 celdas) en el plano XY. En la Fig. 4.35 se muestra un mapa con sección transversal donde se ve el sector reducido para el caso en el que existe un refinamiento de 49 celdas del bloque donde se encuentra ubicado el pozo U4.

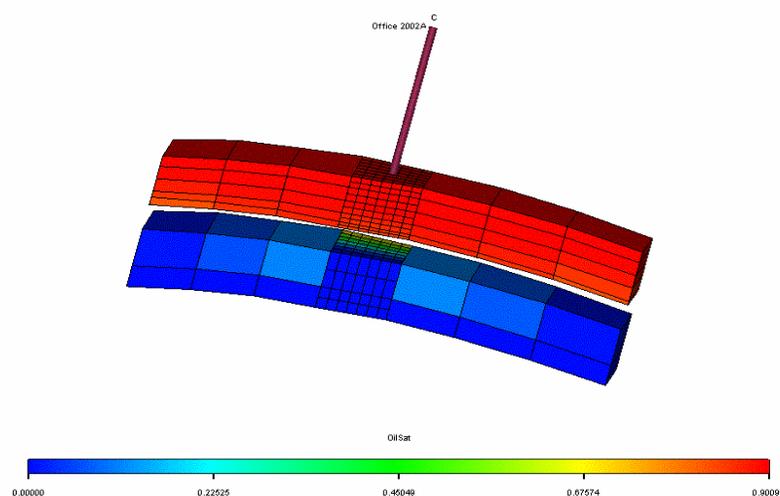


Fig.4.35 Vista transversal del refinamiento de 49 celdas

Al realizar estas corridas se obtienen los resultados mostrados a continuación y de esta manera se procede a comparar.

En la Fig.4.36 se observa un comportamiento muy similar entre las tasas de petróleo por lo que el refinamiento local para el sector reducido, en este caso estudiado, tiene poca variación con respecto a los valores de las tasas.

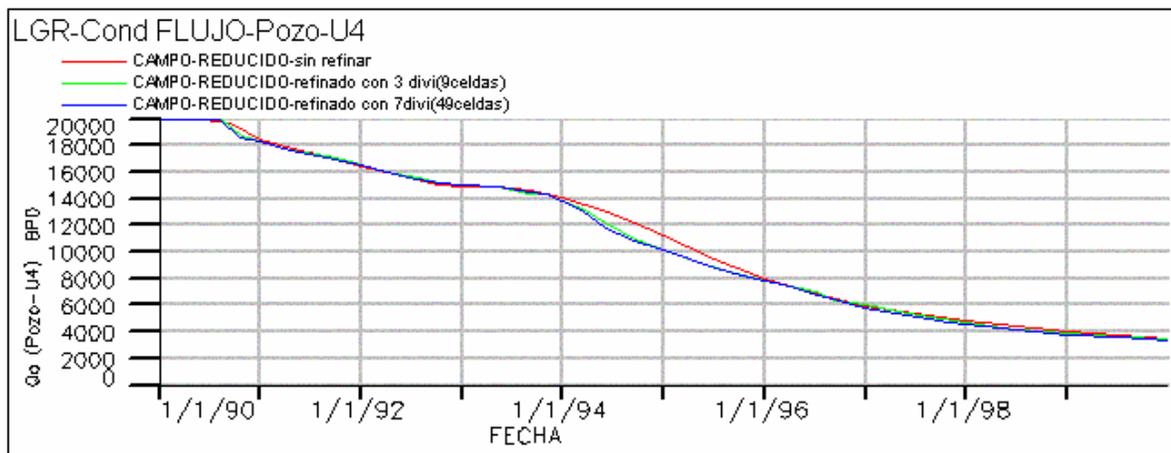
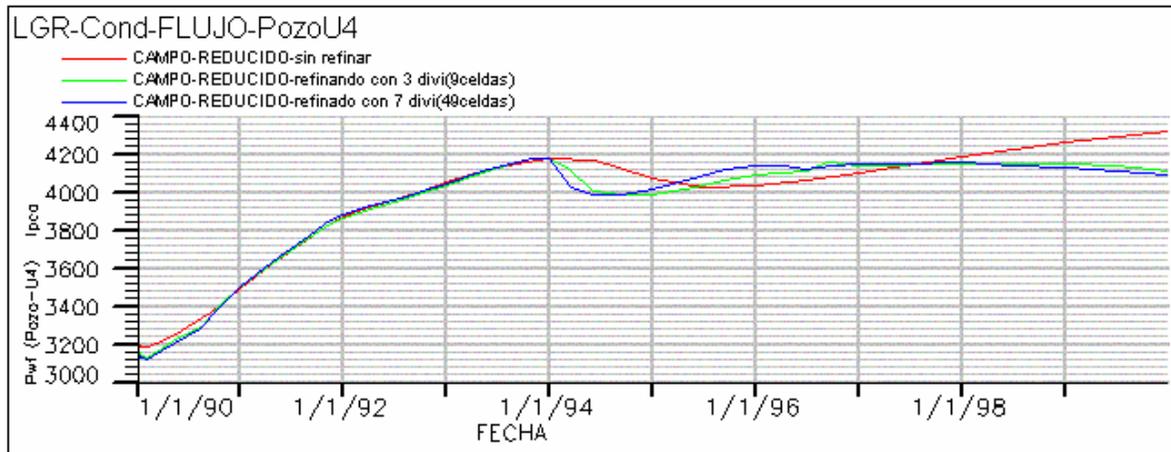


Fig.4.36 - Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO usando refinamiento local de la malla

A medida que se refine más el bloque, el tiempo del computador es más largo y para un sector reducido aislado no es muy notable la diferencia entre las tasas de petróleo. Para esto hay diversas razones, una de ellas es que el refinamiento se realiza en un bloque por lo que no se notan mucho los cambios en la tasa de petróleo al comparar un sector reducido sin refinar con uno refinado, aun sabiendo que el refinamiento arroja valores más precisos. Esto indicaría que el refinamiento local de la malla, al menos en este caso, no parece agregar precisión a los resultados.

Por otro lado en la Fig. 4.37, donde se compara la presión de fondo fluente en el sector reducido sin refinar con el sector reducido refinando con 9 celdas y 49 celdas, se obtienen resultados no tan similares.



**4.37 - Presión de fondo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO
usando refinamiento local de la malla**

Esto se debe a que el flujo que atraviesa la frontera se distribuye de una manera diferente ya que en vez de tener una conexión en una sola celda ahora se tendrá una conexión en varias celdas y esto añade una imprecisión en el flujo lo cual se refleja a su vez en una imprecisión en el cálculo de la presión de fondo.

Pareciera que este efecto no se hace sentir de la misma forma en la tasa de producción.

4.9- Tamaño del Paso de Tiempo

Este último caso se realiza para determinar la influencia del tamaño de los pasos de tiempo en los resultados obtenidos en una corrida de sector reducido.

Primero se utilizan pasos de tiempo de 365 días como máximo para una corrida del campo completo y pasos de tiempo de 365 días como máximo para una corrida de sector reducido del campo.

Luego se realiza otro caso donde se usan pasos de tiempo de 365 días como máximo para una corrida del campo completo y de 30 días como máximo para una corrida de sector reducido del campo.

Por último se realiza un caso donde se usan pasos de tiempo de 365 días como máximo para una corrida de campo completo y de 10 días como máximo para una corrida de sector reducido.

La intención de este caso es observar el funcionamiento de la opción cuando en la frontera sólo se tiene un valor para un lapso de tiempo y la corrida va a necesitar varios valores durante ese mismo lapso.

La zona del campo que se toma en cuenta para realizar la corrida de sector reducido es conformada por 9 celdas en el plano XY alrededor del pozo U1. Esta región va de la celda 13 a la 15 en el eje X, de la celda 5 a la 7 en el eje Y y de la celda 1 a la 8 en el eje Z. Para este caso es importante señalar que la condición de borde tomada es FLUJO.

Este caso se analiza comparando la tasa obtenida en la corrida de campo completo con la tasa obtenida en la corrida de sector reducido, ante cada variación de los pasos de tiempo.

En el caso donde se utilizan pasos de tiempo de 365 días como máximo para una corrida del campo completo y pasos de tiempo de 365 días como máximo para una corrida de sector reducido del campo se muestra en la Fig. 4.38

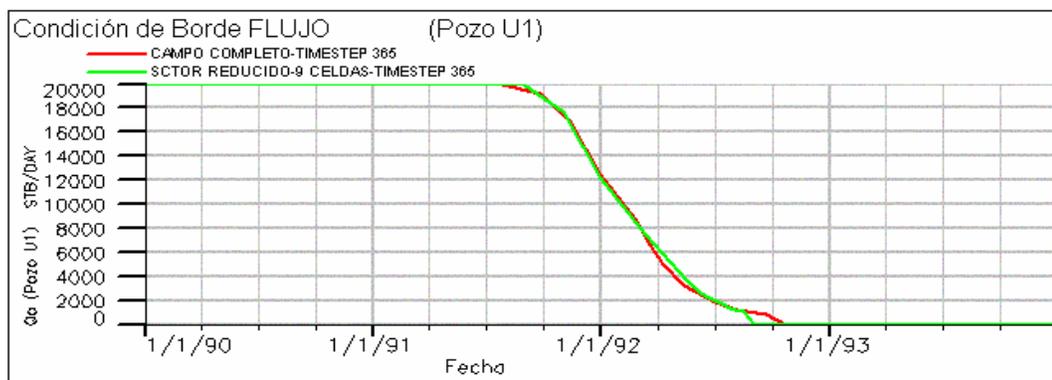


Fig. 4.38 - Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO
Pasos de tiempo de 365 días en corrida de sector reducido

Se obtiene que la tasa de petróleo correspondiente a la corrida de sector reducido es muy similar a la tasa de petróleo correspondiente a la corrida de campo completo, razón por la cual se puede decir que la opción no es sensible a esta variable.

En el caso donde se usan timesteps de 365 días como máximo para una corrida del campo completo y de 30 días como máximo para una corrida de sector reducido, se empieza a notar el efecto de la disminución del tamaño de los timesteps sobre la corrida de sector reducido (Fig. 4.39).

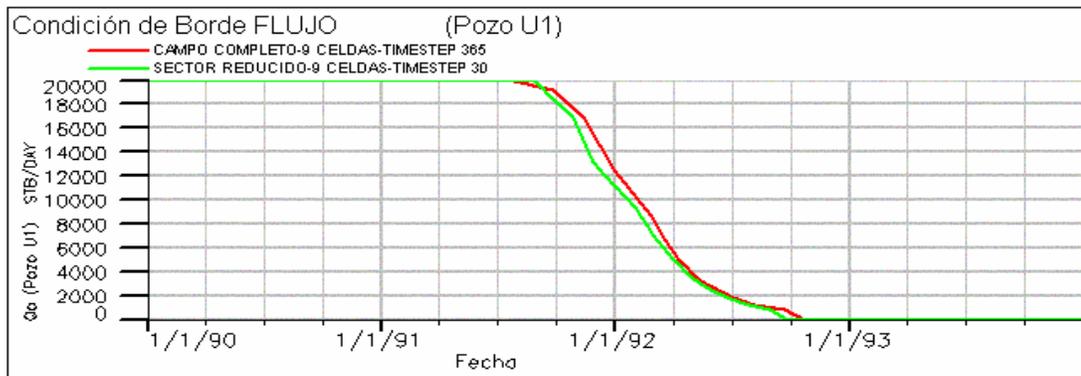


Fig. 4.39 - Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO
Pasos de tiempo de 30 días en corrida de sector reducido

Se puede observar cómo la tasa obtenida en la corrida de sector reducido no es tan similar a la tasa de la corrida de campo completo como en el caso anterior, lo cual podría esperarse ya que en el caso anterior durante un año el simulador toma un solo valor promedio de tasa, mientras que en este caso durante un año el simulador toma doce valores de tasa.

El caso donde se usan pasos de tiempo de 365 días como máximo para una corrida de campo completo y de 10 días como máximo para una corrida de sector reducido se coloca en la Fig. 4.40.

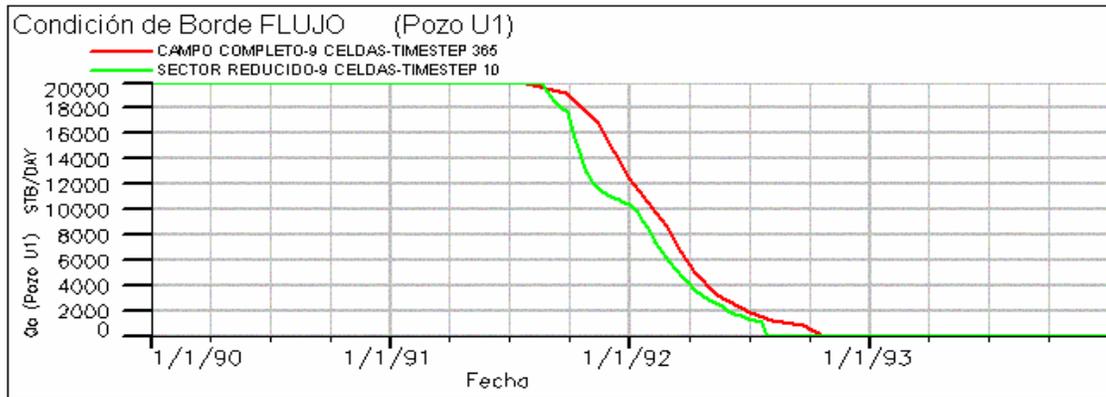


Fig. 4.40 - Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO
Pasos de tiempo de 10 días en corrida de sector reducido

En este caso se observa mejor todavía el efecto de la disminución de los pasos de tiempo sobre los resultados obtenidos, ya que en este caso es mayor la diferencia entre la tasa obtenida en la corrida de sector reducido y la tasa obtenida en la corrida de campo completo.

Al realizar esta sensibilidad se nota la influencia del tamaño de los pasos de tiempo sobre los resultados obtenidos, ya que al disminuir su tamaño el simulador trabaja con mayor precisión, lo cual se nota con gran claridad en los resultados obtenidos, pues ante una disminución en el tamaño de los pasos de tiempo la tasa correspondiente a la corrida de sector reducida se aleja en su comportamiento a la tasa obtenida en la corrida de campo completo.

Al hacer la corrida completa hay que ser cauteloso con el tamaño de los pasos de tiempo para lograr resultados confiables al simular un sector reducido.

En la Fig. 4.41 se puede observar cómo la elección de pasos de tiempo de menor tamaño en la corrida de campo completo lleva a una respuesta de gran confiabilidad por parte de la opción.

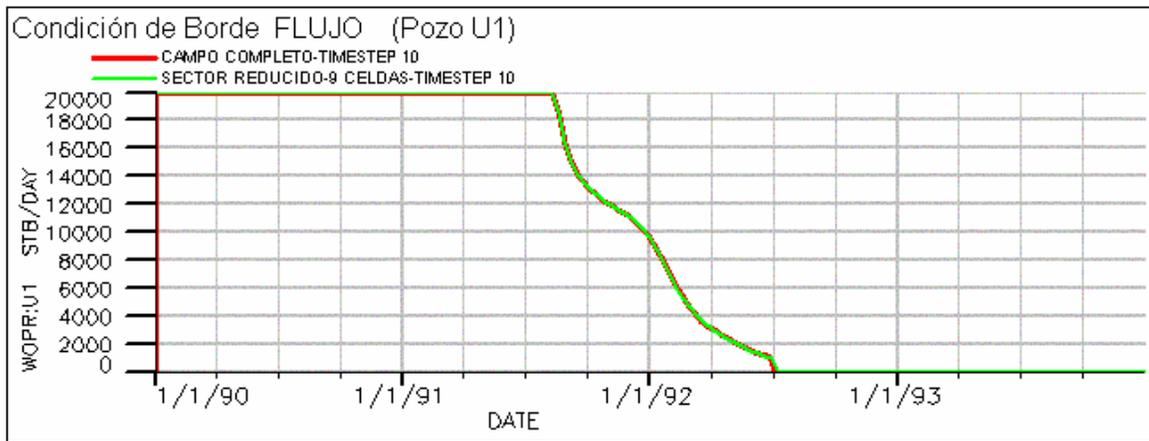


Fig. 4.41 - Tasa de petróleo vs. Tiempo - Condición de borde FLUJO
Pasos de tiempo de 10 días en corrida de sector reducido y corrida de campo completo

CAPÍTULO V
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. La opción “FLUX BOUNDARY CONDITIONS” de ECLIPSE representa adecuadamente el comportamiento del yacimiento en corridas de sector reducido, cuando se usan condiciones de borde correctas establecidas en una corrida de campo completo, ya que para cada paso de tiempo en la corrida de campo completo el simulador guarda la información necesaria para cada celda según la condición de borde utilizada.
2. Al tomar como condición de borde NO-FLUJO en los sectores reducidos no existe flujo a través de la frontera, razón por la cual la opción no representa adecuadamente el comportamiento del yacimiento, haciéndose notar lo erróneo de pretender simular zonas aisladas de un yacimiento sin considerar apropiadamente las condiciones de la frontera.
3. La opción representa mejor el comportamiento del yacimiento si al simular un sector reducido que involucra la presencia de pozos productores de petróleo se toma como condición de borde PRESIÓN, sobre todo si existen factores que incrementen el flujo de fluidos en la frontera.
4. Al simular una zona reducida que involucra la presencia de pozos inyectores de agua la opción maneja con mayor precisión la condición de frontera de PRESIÓN que la de FLUJO.
5. La opción maneja con gran precisión las condiciones de borde FLUJO y PRESIÓN al simular sectores reducidos que involucren la presencia de pozos inyectores de gas.
6. El proceso de simulación resultó ser sensible a la variación en el número de celdas tomadas en cuenta a la hora de realizar la corrida de sector reducido, ya que si se toma una zona muy pequeña que no tome en cuenta el radio de drenaje

del pozo, la opción no representa con tanta precisión lo que ocurre en el yacimiento.

7. Ante la presencia de algún factor que incremente significativamente el flujo en las fronteras del sector reducido, ya sea de adentro hacia fuera de la frontera o de afuera hacia adentro, la opción siempre maneja con mayor precisión la condición de borde PRESIÓN que la de FLUJO.

8. Al trabajar con múltiples regiones de flujo, la opción nunca alcanza los niveles de precisión que puede alcanzar cuando se trabaja con una sola región de flujo, pero con la condición de borde PRESIÓN de nuevo se observa que funciona mejor en estos casos.

9. La elección correcta del tamaño de los pasos de tiempo al hacer la corrida de campo completo para crear el archivo FLUX lleva a resultados confiables al simular un sector reducido, ya que un paso de tiempo muy grande lleva a resultados erróneos al realizar la corrida de zona reducida.

10. El refinamiento local de la malla no arroja precisión significativa sobre los resultados obtenidos por la opción, ya que no existe mayor diferencia entre los resultados obtenidos en los casos estudiados.

RECOMENDACIONES

1. Usar la opción “FLUX BOUNDARY CONDITIONS” para simular algún sector reducido del campo sobre el cual se quiera concentrar la atención, ya que de esta forma se simulan zonas aisladas del yacimiento considerando apropiadamente las condiciones de la frontera y lo que sucede en el resto del yacimiento.
2. Tomar como condición de borde NO-FLUJO solo en los casos en que se quiera tomar el sector reducido que se desea simular, como una región independiente del resto del campo completo.
3. Usar como condición de borde PRESIÓN al simular sectores reducidos con presencia de pozos productores de petróleo y/o con presencia de pozos inyectoros de agua, en especial en los casos que exista alto flujo travesando las fronteras del sector reducido que se desea simular.
4. Usar con gran confianza la condición de borde FLUJO o la condición de borde PRESIÓN al simular sectores reducidos que involucren la presencia de pozos inyectoros de gas.
5. Tomar en cuenta el radio de drenaje del pozo o de los pozos sobre los cuales se quiera concentrar la atención con una simulación de sector reducido del campo completo.
6. Tomar preferiblemente una sola región de flujo para realizar la corrida de sector reducido, ya que los resultados que se obtienen al tomar múltiples regiones de flujo no son del todo satisfactorios.
7. Utilizar el mismo tamaño del paso de tiempo “timesteps” tanto para la

corrida del campo completo como para la corrida del sector reducido.

8. Evitar usar las palabras claves “USEFLUX” y “DUMPFLUX” de manera simultánea al simular un sector reducido del campo completo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Pirson, S. **“Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”**. Ediciones Omega, S.A., Barcelona, 1965. pp.46, 73, 86, 402, 408.
2. Jones-Parra, J. **“Elementos de Ingeniería de Yacimientos”**. Editorial Innovación Tecnológica, Caracas, 1994. pp. 4.2, 4.4, 6.15.
3. Ferrer, M. **“Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos”**. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, 2001. pp. 37, 42, 48, 50, 68, 301, 302, 311, 312.
4. Craft B.C.; Hawkins M. **“Applied Petroleum Reservoir Engineering, Second Edition”**. Publicado por Prentice Hall. 1991.pp 1-53, 56-67
5. McCain, William **“The Properties of Petroleum Fluids, Second Edition”**. Publicado por PennWell Books. 1989. pp 224-246
6. Dake, LP **“Fundamentals of Reservoir Engineering”** Publicado por Elsevier, Amsterdam, 1978, pp 45-129
7. Essenfeld, Martin **“Yacimientos de Hidrocarburos”** FONCIED, Caracas, 2001, pp 125-133
8. Pino, H. **“Ingeniería de Yacimientos V”**. Universidad Central de Venezuela, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Guía de estudio. pp.1-10.

9. Mattax, C.; Dalton, R. **“Reservoir Simulation”**. Publicado por SPE. 1990.
10. SCHLUMBERGER, GeoQuest, **“Flux Boundary Conditions”**, 2002. pp. 16-1-16-9.
11. SPE 81165 **“Comparison Between Local Refinement and Open Boundary Techniques for Simulation of Large Oil Fields”** V. F. Risso, UNICAMP, D. J. Schiozer, SPE, UNICAMP and E. Wendland, USP
12. SPE 24264 **“NEW FIELD SIMULATION STRATEGY WITH DETAILED ELEMENT MODELS AND FLUX BOUNDARY CONDITIONS”**:Statford Field Case Study

ABREVIATURAS

- **Fig:** Figura
- **°API:** Gravedad API del petróleo.
- **lpc:** Libras por pulgada cuadrada absolutas.
- **lpc⁻¹:** Inverso de las libras por pulgada cuadrada.
- **MMBN:** Millones de barriles normales.
- **CAPO:** Contacto original agua petróleo.
- **CGPO:** Contacto original gas petróleo.
- **Máx:** Máximo.
- **MPCN/D:** Miles de pies cúbicos normales por día
- **BY/D:** Barriles de yacimiento por día.
- **BPD:** Barriles por día.
- **Qo:** Tasa de petróleo.
- **b/d:** Barriles por día.
- **Qiny:** Tasa inyectada.
- **Qo max:** Tasa de petróleo máxima permitida al simulador.
- **Qiny max:** Tasa máxima inyectada permitida al simulador.
- **BN:** Barriles normales.
- **Pwf:** Presión de fondo fluyente.
- **WOPR:** Tasa de petróleo de un pozo
- **LGR:** Refinamiento local de la malla.
- **PVT:** Presión-Volumen-Temperatura.
- **cp:** Centipoise.
- **Pref:** Presión de referencia.
- **Pbub:** Presión de burbujeo.

APÉNDICE

APÉNDICE

En la siguiente tabla se muestran las propiedades PVT del gas:

Tabla A.1-Propiedades PVT del gas

Presión (lpc)	β_g @ Pref. (BY/MPCN)	μ @ Pref (cp)
1214.7	13.947	0.0124
1414.7	7.028	0.0125
1614.7	4.657	0.0128
1814.7	3.453	0.013
2214.7	2.24	0.0139
2614.7	1.638	0.0148
3014.7	1.282	0.0161
3417.7	1.052	0.0173
3814.7	0.89	0.0187

En la siguiente tabla se colocan las propiedades PVT del petróleo:

Tabla A.2-Propiedades PVT del petróleo.

Rs (MPCN/BN)	P _{bub} (lpca)	β_o (BY/BN)	μ (cp)
0.137	1214.7	1.172	1.97
0.195	1414.7	1.2	1.556
0.241	1614.7	1.221	1.397
0.288	1814.7	1.242	1.28
0.375	2214.7	1.278	1.095
0.465	2614.7	1.32	0.967
0.558	3014.7	1.36	0.848
0.661	3414.7	1.402	0.762
0.77	3814.7	1.447	0.691
	4214.7	1.4405	0.694
	4614.7	1.434	0.697

En la siguiente tabla se colocan las propiedades PVT del agua:

Tabla A.3-Propiedades PVT del agua

Pref (lpca)	β_w @ Pref (BY/BN)	Cw (lpc ⁻¹)	μ @ Pref (cp)
3814.7	1.0231	3.1 E-6	0.94

En la siguiente tabla se colocan las propiedades de la roca:

Tabla A.4-Propiedades de la roca

Presión de Referencia (lpc)	Compresibilidad de la roca (lpc ⁻¹)
3214.7	4 E-6

Las funciones de saturación de los fluidos presentes en el campo (interacción entre la roca y el fluido) se presentan a continuación:

Tabla A.5-Función de Saturación del gas

Sg	Krg	Pc (lpc)
0	0	0
0.05	0	0.03
0.09	0.032	0.1
0.18	0.089	0.3
0.27	0.164	0.6
0.36	0.253	1
0.45	0.354	1.5
0.54	0.465	2.1
0.63	0.586	2.8
0.72	0.716	3.6
0.81	0.854	4.5
0.9	1	5.5

Tabla A.6-Función de saturación de petróleo

So	K _{now}	K _{rowg}
0.3	0	0
0.36	0.032	0.001
0.42	0.089	0.008
0.48	0.164	0.0275
0.54	0.253	0.064
0.6	0.354	0.125
0.66	0.465	0.216
0.72	0.586	0.343
0.78	0.716	0.512
0.84	0.854	0.729
0.9	1	1

Tabla A.7-Función de saturación de agua

Sw	K _{rw}	P _c (lpc)
0.1	0	20
0.16	0.0005	9
0.22	0.004	5
0.28	0.0135	4.1
0.34	0.032	3.3
0.4	0.0625	2.6
0.46	0.108	2
0.52	0.172	1.5
0.58	0.256	1.1
0.64	0.365	0.8
0.7	0.5	0.6