



**GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN TECNOLOGÍAS ALTERNATIVAS PARA HIDROCARBUROS
LÍNEA DE INVESTIGACIÓN EN SIMULACIÓN Y MODELAMIENTO COMPUTACIONAL**

PROYECTO DE GRADO

**“EVALUACIÓN DE PARÁMETROS COMPUTACIONALES EN
LA APLICACIÓN DE SISTEMAS DE ENMALLADO DINÁMICO
PARA LA DESCRIPCIÓN DE PROCESOS DE INYECCIÓN
CONTINUA DE VAPOR EN SIMULACIÓN NUMÉRICA DE
YACIMIENTOS”**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
2009**

**EVALUACIÓN DE PARÁMETROS COMPUTACIONALES EN LA
APLICACIÓN DE SISTEMAS DE ENMALLADO DINÁMICO
PARA LA DESCRIPCIÓN DE PROCESOS DE INYECCIÓN
CONTINUA DE VAPOR EN SIMULACIÓN NUMÉRICA DE
YACIMIENTOS**

WILLIAM FERNANDO BLANCO RINCÓN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2009**

**EVALUACIÓN DE PARÁMETROS COMPUTACIONALES EN LA
APLICACIÓN DE SISTEMAS DE ENMALLADO DINÁMICO
PARA LA DESCRIPCIÓN DE PROCESOS DE INYECCIÓN
CONTINUA DE VAPOR EN SIMULACIÓN NUMÉRICA DE
YACIMIENTOS**

WILLIAM FERNANDO BLANCO RINCÓN

**Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de
Petróleos**

DIRECTOR

ING. ELKIN RODOLFO SANTAFÉ RANGEL

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2009**

DEDICATORIA

*A Dios por brindarme las oportunidades y las herramientas,
que me han traído a este punto trascendental de mi vida.*

*A mi madre por comprenderme, ayudarme y amarme durante
todo el trascurso de mi existencia.*

*A mis amigos por su compañía en los momentos de alegría y de
tristeza, por su voz de ánimo y sus consejos, por estar conmigo
y dejar una huella imborrable en mi vida.*

*A Yoyis, Stefy, Pato, Alejandro, Gerson, Joel, Omar,
Eyberth, Diana y Elkjin por ser mis amigos más cercanos.*

*A Jenny por estar conmigo en tantos momentos
Importantes, por escucharme, apoyarme
y ayudarme a cumplir con este sueño.*

William Fernando Blanco Rincón

AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero Elkin Rodolfo Santafé Rangel, a quien considero además de profesor como un amigo, por su gran apoyo en el desarrollo de este trabajo.

A los Ingenieros Ricardo Gaviria García y William Navarro García por sus valiosos consejos y orientaciones.

A mis compañeros y amigos del Grupo de Investigación en Tecnologías Alternativas para Hidrocarburos, por sus valiosos aportes, por permitirme aprender de ellos.

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE PARÁMETROS COMPUTACIONALES EN LA APLICACIÓN DE SISTEMAS DE ENMALLADO DINÁMICO PARA LA DESCRIPCIÓN DE PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS.

AUTOR: WILLIAM FERNANDO BLANCO RINCÓN**

PALABRAS CLAVE: MALLA, REFINAMIENTO, DIFERENCIAS FINITAS, AMALGAMACIÓN, FUNCIÓN DE ADAPTACIÓN, REFINAMIENTO LOCAL DINÁMICO, TIEMPO DE CÓMPUTO, MEMORIA EN DISCO REQUERIDA

DESCRIPCIÓN: En este trabajo se realizó la simulación de varios modelos, en los cuales ha sido aplicado un método de recobro, en éste caso inyección continua de vapor, aplicando sistemas de enmallado estático y dinámico. Los modelos simulados contienen cambios en factores físicos y en parámetros inherentes a la formulación del sistema de enmallado dinámico, se comparó los resultados obtenidos a partir de la simulación de los modelos, utilizando los dos sistemas de enmallado y se observó que a partir de ambos sistemas, se obtuvo los mismos resultados respecto al factor de recobro a través del tiempo.

Se evaluó parámetros computacionales, tales como el tiempo de cómputo y la memoria en disco requerida, por el proceso de simulación, para obtener una medida cuantitativa de la optimización de dicho proceso, mediante el uso de la técnica de enmallado dinámico. Al realizar modificaciones en los valores de la función de adaptación y el parámetro de amalgamación, se observó en algunos casos una reducción de tres veces en el tiempo de cómputo, con respecto al empleado por una simulación basada en un tipo de enmallado convencional, en cuanto a la memoria en disco requerida no se presentó una diferencia notable.

Estos resultados mostraron, el potencial de la técnica de enmallado dinámico, en el área de la simulación numérica de yacimientos, debido a que reduce el esfuerzo computacional requerido, sin perder exactitud en los resultados, es decir, logra la optimización de dicho proceso y por tanto de los costos involucrados en él

* Tesis de grado

** Ingenierías fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos, SANTAFÉ, Elkin R.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF COMPUTATIONAL PARAMETERS IN DYNAMIC GRIDDING SYSTEMS APPLICATION TO CONTINUOUS STEAM FLOODING DESCRIPTION IN NUMERICAL RESERVOIR SIMULATION*.

AUTHOR: WILLIAM FERNANDO BLANCO RINCON**

KEYWORDS: MESH REFINEMENT, FINITE DIFFERENCES, AMALGAMATION, ADAPTATION FUNCTION, LOCAL GRID REFINEMENT, COMPUTER TIME, and REQUIRED MEMORY DISK.

DESCRIPTION: Continuous steam flooding recovery method has been applied in various simulation models, applying static and dynamic gridding systems. Changes in physical factors and parameters inherent to dynamic gridding systems formulation were applied to The simulated models; the results obtained from using the dynamic and conventional gridding systems were compared, it was noted that from both systems, we obtained the same results regarding the recovery factor over time.

Computational parameters were evaluated, such as the computation time and disk storage required by the simulation process, to obtain a quantitative measure of process optimization, using dynamic gridding technique.

By making changes in the adaptation function values and amalgamation parameter, it was observed in some cases a reduction of approximately three times in the computation times respect to the employee by a simulation based on a conventional gridding type, for the disk storage required did not show a noticeable difference.

These results showed the potential of the dynamic gridding technique in the area of reservoir simulation, because it reduces the computational effort required, without losing accuracy in the results, ie, achieves the optimization of the process and reduction of the cost involved in it.

* Undergraduate Thesis

** Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering, SANTAFÉ, Elkin R

CONTENIDO

	Página
INTRODUCCIÓN.	1
1. APLICACIÓN DE MALLAS DINÁMICAS EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.	4
1.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS MALLAS DINÁMICAS.	7
1.2 CRITERIOS DE ADAPTACIÓN E IMPLEMENTACIÓN.	9
1.2.1 Función de adaptación.	10
1.2.2 Parámetro de amalgamación.	12
1.3 IMPLEMENTACIÓN DEL REFINAMIENTO LOCAL DINÁMICO DE LA MALLA.	13
1.4 MANEJO DE DATOS.	16
1.4 Estructura de datos.	17
1.5 SIMULADOR TERMICO STARS DE CMG SUITE 2007.10.	17
2. GENERALIDADES SOBRE EL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR.	19
2.1 INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.	19
2.1.1 Proceso de inyección continua de vapor.	21
2.1.2 Parámetros básicos de la inyección continua de vapor.	23
2.1.3 Parámetros del yacimiento.	24
2.1.3.1 Espesor de la formación.	25
2.1.3.2 Profundidad de la formación.	25
2.1.3.3 Presión del yacimiento.	25
2.1.3.4 Viscosidad del aceite.	26
2.1.4 Parámetros operativos.	27
2.1.4.1 Tasa de inyección del vapor.	27
2.1.4.2 Calidad del vapor.	27
2.1.5 Factores que afectan el proceso de inyección continua de vapor.	28

2.1.5.1 Espaciamiento entre pozos.	28
2.1.5.2 Heterogeneidades del yacimiento.	29
2.1.5.3 Perdidas de calor en el yacimiento.	29
2.1.5.4 Presencia de altas saturaciones de agua.	30
3. DISEÑO FACTORIAL 2^K.	31
4. APLICACIÓN DEL SISTEMA DE ENMALLADO DINÁMICO EN LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.	39
4.1 CASO BASE.	39
4.1.1 Definición del caso base.	39
4.1.2 Implementación del diseño experimental.	41
4.1.3 Evaluación de parámetros computacionales.	52
4.1.4 Comparación de resultados.	54
4.2 METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DE SISTEMAS DE ENMALLADO DINÁMICO EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS SOMETIDOS A INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.	58
4.3 APLICACIÓN DEL SISTEMA DE ENMALLADO DINÁMICO EN UN MODELO SINTÉTICO.	61
4.4 APLICACIÓN DEL SISTEMA DE ENMALLADO DINÁMICO A UN MODELO PUBLICADO EN LA LITERATURA.	74
CONCLUSIONES.	79
RECOMENDACIONES.	81
BIBLIOGRAFÍA.	82

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1. Malla gruesa.	5
Figura 2. Malla fina.	6
Figura 3. Bloques vecinos para un bloque dado en un modelo 2D.	9
Figura 4. Conjunto de celdas de un modelo de simulación 3D.	11
Figura 5. Parámetro de amalgamación.	12
Figura 6. Malla dinámica con relación 1:2.	15
Figura 7. Esquema del proceso de inyección continua de vapor.	22
Figura 8. Representación grafica del modelo base.	39
Figura 9. Curvas de permeabilidad relativa del modelo base.	40
Figura 10. Grafico de interacción entre las variables A_x y F , con Respecto al tiempo de cómputo requerido para el caso Base.	49
Figura 11. Grafico de interacción entre las variables A_y y F , con Respecto al tiempo de cómputo requerido para el caso Base.	49
Figura 12. Grafico de interacción entre las variables A_x y A_y , con Respecto al tiempo de cómputo requerido para el caso Base.	50
Figura 13. Grafico de interacción entre las variables A_x y F , con Respecto al tiempo de cómputo requerido para el caso	

Base alternativo.	50
Figura 14. Grafico de interacción entre las variables Ay y F, con Respecto al tiempo de cómputo requerido para el caso Base alternativo.	51
Figura 15. Grafico de interacción entre las variables Ax y Ay, con Respecto al tiempo de cómputo requerido para el caso Base alternativo.	51
Figura 16. Funcionamiento de los sistemas de enmallado estático Y dinámico en el tiempo de simulación (n).	55
Figura 17. Funcionamiento de los sistemas de enmallado estático Y dinámico a en el tiempo de simulación (n+1).	55
Figura 18. Factor de recobro en el tiempo, calculado con diferentes sistemas de enmallado en el modelo base.	56
Figura 19. Factor de recobro en el tiempo, calculado con diferentes sistemas de enmallado en el modelo base alternativo.	57
Figura 20. Diagrama de flujo de la metodología.	60
Figura 21. Curvas de nivel correspondientes a la estructura del Modelo sintético.	61
Figura 22. División de una celda en 9 subceldas.	62
Figura 23. Área del modelo sintético donde se realizo el refinamiento Local.	62
Figura 24. Mapa de topes del modelo sintético.	63
Figura 25. Mapa de isoporosidades respectivo a la primer capa del	

Modelo sintético.	64
Figura 26. Mapa de isoporosidades respectivo a la segunda capa del Modelo sintético.	64
Figura 27. Mapa de isoporosidades respectivo a la tercer capa del Modelo sintético.	65
Figura 28. Mapa de isoporosidades respectivo a la cuarta capa del Modelo sintético.	65
Figura 29. Modelo sintético en vista 3D.	67
Figura 30. Comportamiento del modelo sintético utilizando enmallado estático en un tiempo de simulación temprano.	68
Figura 31. Comportamiento del modelo sintético utilizando enmallado estático con refinamiento local en un tiempo de simulación temprano.	69
Figura 32. Comportamiento del modelo sintético utilizando enmallado dinámico en un tiempo de simulación temprano.	69
Figura 33. Comportamiento del modelo sintético utilizando enmallado estático en un tiempo de simulación intermedio.	70
Figura 34. Comportamiento del modelo sintético utilizando enmallado estático con refinamiento local en un tiempo de simulación intermedio.	70
Figura 35. Comportamiento del modelo sintético utilizando enmallado dinámico en un tiempo de simulación intermedio.	71
Figura 36. Comportamiento del modelo sintético utilizando enmallado	

estático en un tiempo de simulación tardío.	71
Figura 37. Comportamiento del modelo sintético utilizando enmallado estático con refinamiento local en un tiempo de simulación tardío.	72
Figura 38. Comportamiento del modelo sintético utilizando enmallado dinámico en un tiempo de simulación tardío.	72
Figura 39. Factor de recobro en el tiempo para los diferentes sistemas De enmallado en el modelo sintético.	73
Figura 40. Comportamiento del modelo sintético utilizando enmallado dinámico a través del tiempo en vista transversal.	74
Figura 41. Malla hibrida.	75
Figura 42. Malla modificada.	75
Figura 43. Comportamiento del modelo sintético utilizando enmallado estático en un tiempo de simulación tardío.	76
Figura 44. Comportamiento del modelo sintético utilizando enmallado dinámico en un tiempo de simulación tardío.	76
Figura 45. Factor de recobro en el tiempo para los diferentes sistemas De enmallado en el modelo publicado.	77

LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 1. Parámetros importantes para realizar la inyección Continúa de vapor.	20
Tabla 2. Parámetros de la inyección continúa de vapor.	24
Tabla 3. Esquema de una matriz de experimentos.	33
Tabla 4. Tabla ANOVA.	36
Tabla 5. Análisis de varianza para un caso 2^k .	37
Tabla 6. Propiedades del modelo base.	39
Tabla 7. End points y parámetros para las correlaciones de permeabilidad relativa.	40
Tabla 8. Propiedades del vapor inyectado.	41
Tabla 9. Propiedades modificadas en el caso base alternativo.	41
Tabla 10. Rangos y simbología utilizados para cada uno de los Parámetros a evaluar.	42
Tabla 11. Matriz de experimentos para el modelo base.	42
Tabla 12. Matriz de experimentos para el modelo base alternativo.	40
Tabla 13. Ejemplo respectivo a la indicación de combinación en la Matriz de experimentos.	43
Tabla 14. Tabla de resultados de los experimentos realizados para el Caso base.	44
Tabla 15. Tabla de resultados de los experimentos realizados para el Caso base alternativo.	45
Tabla 16. Tabla ANOVA de los experimentos realizados para el Modelo base.	46
Tabla 17. Tabla ANOVA de los experimentos realizados para el	

Modelo base alternativo.	46
Tabla 18. Speed Up logrado en los experimentos realizados para el Caso base.	53
Tabla 19. Speed Up logrado en los experimentos realizados para el Caso base alternativo.	54
Tabla 20. Tabla de convenciones.	56
Tabla 21. Screening de propiedades de fluido y yacimiento para la Aplicación del proceso de inyección continúa de vapor.	66
Tabla 22. End points y parámetros para las correlaciones de permeabilidad relativa para el modelo sintético.	66
Tabla 23. Speed Up y Mem.Var alcanzados por los diferentes sistemas De enmallado en la corrida de simulación del modelo sintético.	73
Tabla 24. Speed Up y Mem.Var alcanzados por los diferentes sistemas De enmallado en la corrida de simulación del modelo publicado.	77

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A: Tutorial para la implementación de un sistema de enmallado Dinámico (Dynagrid) a un modelo sintético CMG SUITE 2007.10, STARS.

ANEXO B: MAPAS UTILIZADOS EN LA CONSTRUCCIÓN DEL MODELO SINTÉTICO.

INTRODUCCIÓN

La simulación de yacimientos tiene como herramienta primordial la técnica de diferencias finitas, la cual se fundamenta en la aproximación de un sistema continuo mediante un conjunto discreto y finito de puntos sobre los que se va a concentrar el análisis, por lo tanto de la elección del número de puntos que se van a utilizar en una simulación dependen la exactitud, el tiempo y el costo de la misma.

Para lograr una eficiente aplicación de la simulación, es necesario lograr una combinación óptima de los factores antes mencionados. Esta combinación es obtenida mediante la utilización de una malla dinámica, aprovechando las ventajas de éste sistema sobre el enmallado estático, las cuales provienen de la capacidad de auto refinamiento de la malla en las zonas de interés, lo cual permite tener un conocimiento preciso del comportamiento del flujo de fluidos a través del medio poroso correspondiente al yacimiento objeto de la simulación; ésta característica genera la optimización del tiempo de computo requerido, para observar en forma más detallada, el perfil geométrico del frente de avance y reduce la dispersión numérica, generada por la solución de ecuaciones diferenciales parciales mediante el uso de métodos numéricos.

Obteniendo así, el cálculo del factor de recobro del método objeto de nuestro análisis, en un tiempo de cómputo menor, es decir optimizando el proceso de simulación.

Otra forma de lograr los beneficios antes mencionados, sería utilizando un sistema de enmallado fino para todo el yacimiento. El problema radica en que, si utilizamos un sistema de enmallado de este estilo, los tiempos de computo serán muy elevados, disminuyendo la eficiencia del proceso de simulación.

El presente estudio busca desarrollar una metodología que evaluada sobre un modelo conceptual, permita aplicar mallas dinámicas en modelos de inyección continua de vapor, exponiendo a la luz del usuario, el marco de aplicación de la técnica a través de sus ventajas y desventajas.

Recurrentemente se espera que esta técnica quede suficientemente expuesta y de esta manera se promueva el su uso de manera más extendida.

La génesis de este estudio tiene su foco en la optimización de los tiempos de cómputo de las simulaciones asociadas a modelos de recobro. Se ha logrado establecer (por lo menos con un margen del 100% de certidumbre a nivel de los trabajos desarrollados a escala local^{*}) que el refinamiento global de los patrones de inyección que se formulan, es la técnica por excelencia usada a la hora de montar los modelos. Es motivo de preocupación dentro de la valoración numérica de estos patrones, que las variaciones en las saturaciones (que definen la geometría de los frentes de avance) y las temperaturas queden lo suficientemente rastreadas en todo el dominio físico con el ánimo de no perder información valiosa en cuanto a la eficiencia del método de recobro se refiere.

Uno de los casos en los cuales este tipo de mapeo de propiedades es indispensable es precisamente en la inyección de vapor, dado que esta técnica requiere sondear la temperatura para ver la eficiencia en el intercambio térmico y chequear las saturaciones para apreciar la posible condensación del vapor. Como se expuso anteriormente, la tendencia fuerte es valorar patrones altamente refinados de manera estática y no usar los

^{*} Esto se refiere prácticamente a todos los trabajos de pregrado y postgrado asociados a estudios de procesos de recobro con simulación numérica de yacimientos en la Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS. Esta conclusión es fácil de establecer si se revisan todos los trabajos realizados por los diferentes grupos en los últimos 8 años, tiempo en el que se estima se empezó a tener acceso comercial disponible de la técnica en los simuladores. Este tiempo no tiene en cuenta desde cuando empezó a ser accesible en el país.

recursos disponibles en las herramientas comerciales que se tienen a la mano.

Una vez identificada la disponibilidad y capacidad (en términos de licenciamiento) de la técnica de enmallado dinámico en los paquetes comerciales, el presente estudio se ha enfocado en resolver preguntas como que tan eficiente puede ser aplicar un sistema de enmallado dinámico sobre estos patrones y que problemas pueden llegar a surgir. Pese a que la literatura apoya los resultados óptimos de esta técnica^{1,2} aún no se tienen antecedentes de su uso a escala local ni a nivel nacional.

¹ J. R. Christensen, Darche; B. Déchelette, P. H. Sammon, *Applications of dynamic gridding to thermal simulations* SPE, TOTAL E&P UK PLC; G.TOTAL H. Ma; Computer Modelling Group, Ltd. 2004.

² Peter H. Sammon, *Dynamic Grid Refinement and Amalgamation for Compositional Simulation*, SPE, Computer Modelling Group, Ltd. 2003.

1. APLICACIÓN DE MALLAS DINÁMICAS EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.

La técnica de diferencias finitas es el método numérico aplicado en el modelamiento de flujo de fluidos en medios porosos, para aproximar las ecuaciones diferenciales parciales que gobiernan este fenómeno³. En dicha aproximación es necesaria la discretización de las ecuaciones diferenciales parciales en el dominio de interés.

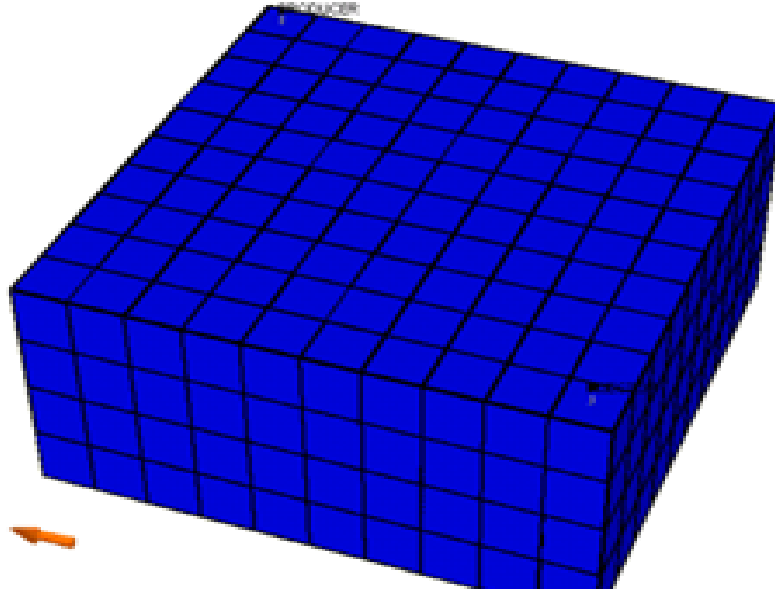
El dominio físico es subdividido para crear una malla, ya sea uniforme o no uniformemente espaciada y obtener el dominio computacional, por esto las mallas son líneas abstractas que se trazan sobre el dominio de la función a resolver (En este caso el yacimiento) para subdividir el espacio en puntos discretos sobre los cuales se va a obtener la solución de las EDP. Estos puntos discretos se deben seleccionar de tal forma que concuerden con la geometría del yacimiento, porque la exactitud, el tiempo y el costo que implica un estudio de simulación dependen del número de estos puntos de malla y de las dimensiones espaciales⁴.

Un modelo de malla ordinaria representa la subdivisión preliminar del dominio físico. Este primer nivel de discretización del dominio espacial produce un sistema de malla base, el cual suele ser relativamente tosco, por lo que es designado como el sistema ordinario o malla gruesa (Figura 1). La malla base puede ser refinada por reducción del espaciamiento entre cada una de las celdas que componen el enmallado, subdividiendo las celdas de la malla gruesa en celdas mas pequeñas en todo el dominio (segundo nivel de discretización), produciendo de esta manera, un sistema de malla fino (Figura2).

³ Osorio, Gildardo. *Apuntes sobre simulacion numerica de yacimientos*, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín.

⁴ Fanchi, John R. *Principles of applied reservoir simulation*. Houston: Gulf, 1997

Figura 1. Malla gruesa



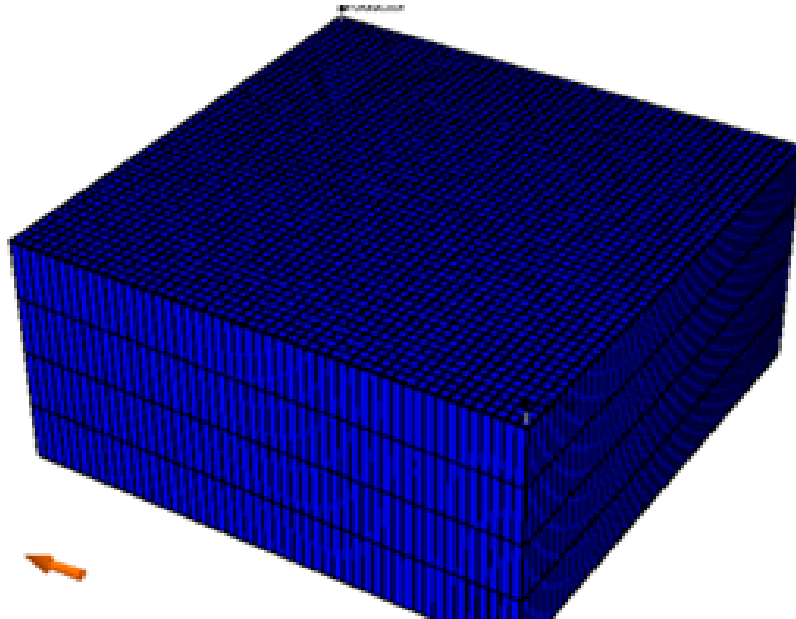
Fuente CMG Builder 2007.10

En general, las soluciones obtenidas con un sistema de malla fino serán más exactas que las soluciones generadas de un sistema de malla grueso, puesto que la aproximación realizada por el método numérico será mejor.

Ha sido de gran interés reducir los tiempos de cómputo en el modelamiento numérico sin sacrificar el grado de exactitud. Para lograr esto, varios métodos de refinamiento de malla⁵, han sido desarrollados que usan densos enmallados localizados solo en regiones de altos gradientes, pues es allí donde se requiere una mejor descripción de la distribución de los fluidos y de los parámetros y propiedades de interés.

⁵ Berrio, Ronald y Santos, Marlon. *Estudio de Mallas Dinámicas empleadas en la Simulación de Yacimientos de Hidrocarburos*. Universidad Industrial de Santander. 2007

Figura 2. Malla fina



Fuente CMG Builder 2007.10

Para estudios de simulación en grandes yacimientos, las mallas finas se necesitan únicamente en partes del yacimiento donde las saturaciones o las presiones están cambiando rápidamente. El empleo del refinamiento global conduce a muchos bloques pequeños indeseados en algunas partes del yacimiento donde los cambios no son drásticos. Puesto que estas regiones a menudo son de naturaleza dinámica, la eficiente aplicación de la simulación requiere la capacidad de desarrollar una malla dinámica auto-adaptativa para el refinamiento local.

Muchos trabajos de la ingeniería de yacimientos implican procesos a gran escala y fenómenos altamente localizados que a menudo son muy críticos para el funcionamiento total del yacimiento. Una dificultad asociada a modelar procesos en los cuales se presentan interfaces es escalar las características de la roca. Es muy posible que la presencia de un interfaz

podiera afectar la selección del procedimiento de escalamiento que debe ser utilizado. Las características del interfaz, por ejemplo si es predominantemente horizontal cercano al tope de un compartimiento de vapor, o vertical cercano a los lados del compartimiento, podrían introducir una variable importante en el escalamiento. El escalamiento puede ser bastante complicado sin introducir límites móviles y una reevaluación periódica asociada de las características de la roca, en el problema.

En estudios anteriores⁵ se ha enfatizado en la teoría relacionada a los sistemas de enmallado dinámico, mas no en su aplicación. La motivación para este estudio, es por lo tanto, mostrar la implementación de la técnica de refinamiento local dinámico en la suite de simulación de yacimientos **CMG suite 2007.10** principalmente en el simulador para procesos térmicos **STARS**, la cual es capaz de superar los inconvenientes señalados en los párrafos anteriores obteniendo buenos resultados sin necesidad de recurrir a un sistema de malla que sea suficientemente fina para resolver los fenómenos locales presentados.

En comparación con el sistema convencional de enmallado fino ésta técnica puede reducir considerablemente la cantidad de celdas y ahorrar tiempo de computo sin sacrificar exactitud en los resultados.

1.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS MALLAS DINÁMICAS.

En la práctica se debe tener en cuenta que para llevar a cabo un refinamiento local dinámico de malla, deben ser resueltos una serie de problemas. Desde los movimientos del frente de desplazamiento con el tiempo, la localización de la malla refinada, el tamaño de los bloques, el orden y la formulación de los coeficientes en la matriz³, todos dependen del tiempo y necesitan ser tratados acordemente.

Por eso es necesario diseñar un completo set de sofisticados y flexibles programas para solucionar esos problemas satisfactoriamente.

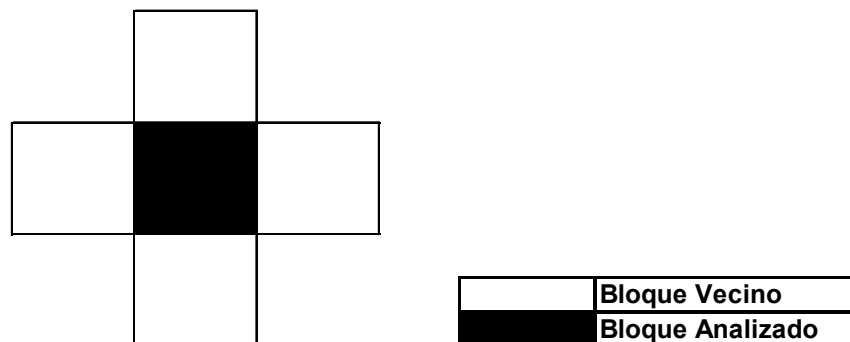
A continuación se presentan las características y aspectos en general que encierran la implementación de mallas dinámicas:

1. La posición del frente de desplazamiento puede ser automáticamente identificada en cada paso de tiempo.
2. Los correspondientes bloques pueden ser subdivididos paso a paso en sub bloques y almacenados en el computador.
3. El método acomoda cualquier número de regiones localmente refinadas sin imponer restricciones de localización.
4. Si todo el dominio físico requiere el refinamiento, el algoritmo evoca al usuario para redefinir el tamaño fundamental de la malla para una óptima exactitud.
5. Cuenta con un sistema diseñado para el manejo de datos el cual incluye funciones tan complejas como el arrastre, control, memorización, ordenamiento y transformación; además este sistema es simple y suficientemente flexible.
6. El refinamiento se puede dar por terminado o reiniciarse en cualquier paso de tiempo.
7. Necesidad de un esquema de ordenamiento de mallas especial⁵, pues la matriz de coeficientes resultante del refinamiento local de la malla es mas compleja en comparación con el sistema de enmallado convencional.

Para el sistema de malla convencional, debido a que el número de los bloques vecinos para un bloque es fijo (Figura 3), la estructura y orden de la matriz correspondiente no variaran para un esquema de ordenamiento dado³,

ésta estructura resulta en una matriz de banda dispersa generalmente simple; pero la matriz que proviene del refinamiento local, incluyendo el estático y dinámico, es bastante diferente de esto, porque para un bloque el número de bloques vecinos están sujetos al cambio, luego la estructura de matriz de coeficientes puede tener una forma mas complicada y a veces dispersa.

Figura 3. Bloques vecinos para un bloque dado en un modelo 2D.



1.2 CRITERIOS DE ADAPTACIÓN E IMPLEMENTACIÓN.

El refinamiento local de la malla ha sido aplicado para regiones de altos gradientes como por ejemplo en el frente de desplazamiento para mejorar la exactitud de la solución. Puesto que la localización del frente de desplazamiento cambia con el tiempo, la localización de las mallas locales también cambia con el tiempo.

Para los estudios de simulación con mallas dinámicas se desarrolla una función denominada "función de adaptación" que es una medida de los cambios locales que ocurren en el sistema. Otro criterio usado para la localización del frente de desplazamiento se conoce como parámetro de amalgamación y se utiliza conjuntamente con la función de adaptación, en el refinamiento local dinámico de la malla.

Los refinamientos y agrupamientos dinámicos están generalmente condicionados, basados en los valores de la función de adaptación y el parámetro de amalgamación proporcionados por el usuario.

Los valores deben ser relativamente pequeños de tal manera, que una zona amortiguadora de celdas mas finas, se mantenga alrededor de las regiones de alta actividad. Esta opción sacrifica cierta velocidad, pero mantiene la exactitud.

1.2.1 Función de adaptación.

En el momento de aplicar el sistema de enmallado dinámico es necesario encontrar las celdas con altos gradientes para cualquiera de las siguientes propiedades:

- Saturaciones (aceite, gas, agua)
- Fracción Molar Global
- Fracción molar de la fase de Gas
- Fracción molar de la fase del Aceite
- Fracción molar de la fase del Agua
- Temperatura

En este estudio la función de adaptación está relacionada a la temperatura, puesto que el método de recobro de inyección continua de vapor es un proceso térmico.

La función de adaptación es una cantidad que indica el cambio de una propiedad con respecto al espacio. Esta medida de los cambios locales que

ocurren en el sistema se utiliza para determinar si un bloque grueso particular necesita ser o no refinado.

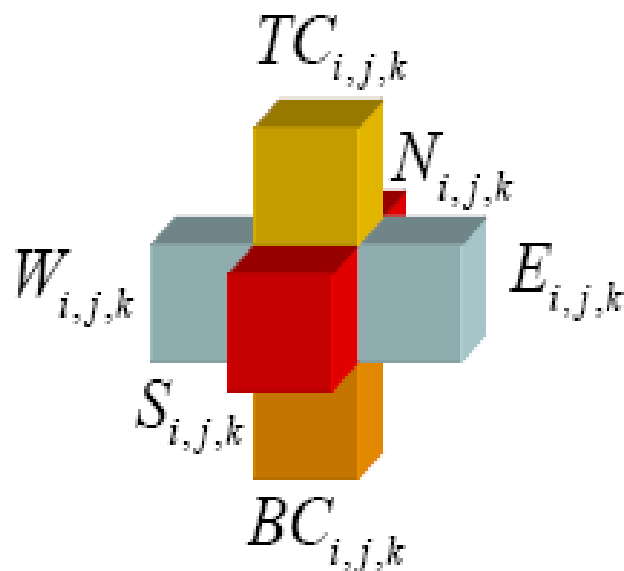
Matemáticamente la función de adaptación está definida así:

$$F = \frac{dT}{ds} \quad (1.1)$$

Donde T se refiere a la temperatura del bloque analizado, y ds puede tener dirección x o y.

En estudios tridimensionales, para cada celda gruesa son computadas seis funciones de adaptación porque cada bloque está rodeado por otras seis celdas (figura 4).

Figura 4. Conjunto de celdas de un modelo de simulación 3D.



Fuente: Santafé, Elkin R. Simulación numérica de yacimientos. Capítulo III. 2008.

Si alguna de estas seis funciones es violada, el bloque grueso se refina y la simulación local de la malla se lleva a cabo sobre mallas refinadas.

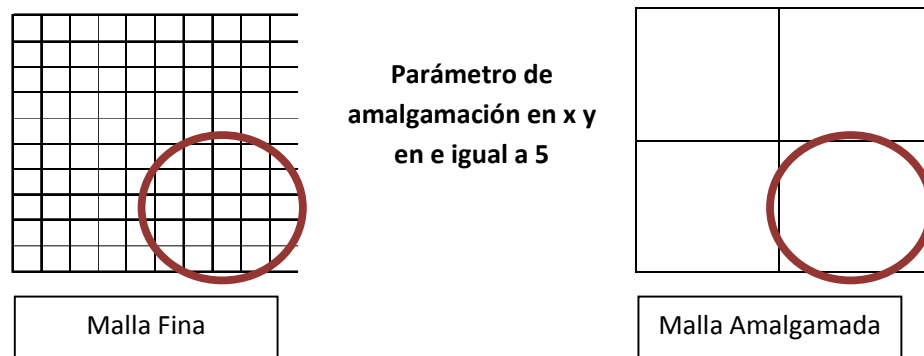
1.2.2 Parámetro de amalgamación.

Este criterio se refiere al número de celdas que se amalgamarán o refinarán de acuerdo a la violación o no del criterio dado por la función de adaptación.

Es decir si el valor del parámetro de amalgamación es de 5, una celda gruesa se refinará en cinco celdas de menor tamaño si el criterio dado por la función de adaptación es violado y cinco celdas finas se amalgamarán en una celda gruesa cuando dicha violación deje de presentarse (figura 5).

Este parámetro puede ser diferente en cada una de las dimensiones que conformen el modelo.

Figura 5. Parámetro de amalgamación.



Al momento de amalgamar un conjunto de celdas finas se realiza un promedio de las propiedades características de cada celda, de acuerdo con ensayos de diversas técnicas, se ha encontrado que el promedio geométrico⁵ capta las características de heterogeneidad y de anisotrópica del yacimiento lo más exactamente posible.

1.3 IMPLEMENTACIÓN DEL REFINAMIENTO LOCAL DINÁMICO DE LA MALLA ⁵.

La Implementación del refinamiento local dinámico de la malla se puede resumir en nueve pasos principales en la cual la solución se desarrolla del paso de tiempo (n) al (n+1):

1. Subdivide los bloques donde los pozos están ubicados, pues en estas regiones se presentan altos gradientes de propiedades.
2. Enumere todos los niveles de bloques, primero, segundo y tercero por medio del esquema natural de ordenamiento y construya la matriz de coeficientes de las ecuaciones según el caso, tal como la cantidad y el nivel de subdivisión y el número de bloques de los bloques vecinos.
3. Una vez asignado al yacimiento el sistema de malla relativamente grueso como un primer nivel de bloques o nivel fundamental por el método convencional, la solución de la malla gruesa se obtiene para todas las celdas disponibles en el sistema en el paso de tiempo.
4. Asigne todos los parámetros relacionados con cada bloque. La solución de la malla gruesa ($PC(n+1)$) también se obtiene para todas las celdas disponibles del sistema en el paso de tiempo (n+1).
5. La función de adaptación se computa para todas las celdas gruesas. Si la función de adaptación es satisfecha para todos los gridblocks, entonces ninguna región que experimente cambios significativos en el sistema será identificada; de esta manera no se refina ningún gridblock y la simulación se realiza en el siguiente paso de tiempo asumiendo que los resultados de la malla gruesa son acertados.
6. De acuerdo con los resultados del cálculo, si la función de adaptación es violada cuando la variación de temperaturas para dos bloque

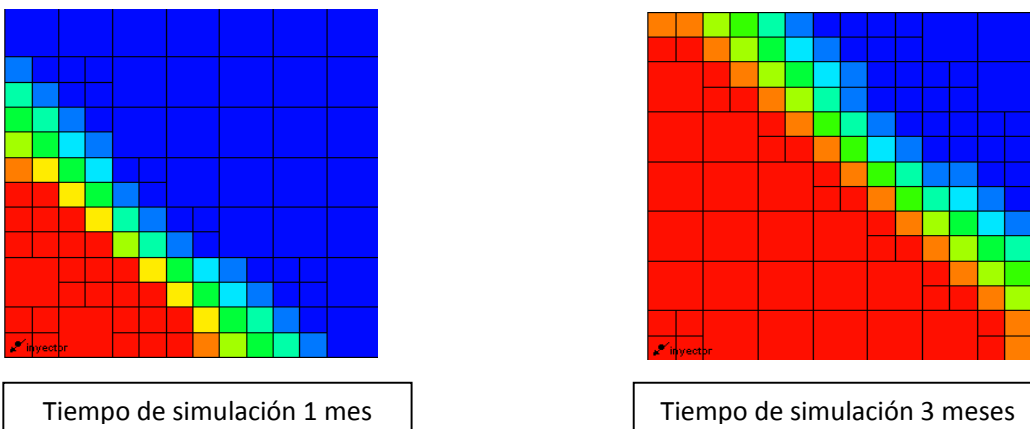
gruesos en particular es más grande que el valor del umbral predeterminado (indicando la llegada del frente de desplazamiento), el bloque es subdividido, el número de celdas locales variara según las divisiones que se impongan.

7. Una vez hecha la simulación con la malla local entonces los valores de la presión para los bloques son promediados aritméticamente para conseguir los valores actualizados correspondientes a los bloques gruesos. Las condiciones iniciales para la simulación con la malla local en el paso de tiempo $(n+1)$, se obtienen de la solución de la malla gruesa en el paso de tiempo (n) para captar el proceso de la formación del frente. La relación de la presión capilar se utiliza para actualizar los valores de la saturación para la malla gruesa. Además, los valores de la tasa de flujo de los bloques refinados son reunidos para conseguir el valor actualizado de la tasa de flujo del bloque grueso correspondiente. Las condiciones de frontera se obtienen de la solución de la malla gruesa en el paso de tiempo actual. $(n+1)$. De esta manera es constituido un nuevo esquema de refinamiento.
8. Los pasos 6 y 7 se repiten para todas las celdas en las cuales se viola el criterio de adaptación
9. Todos los valores actualizados de presión, saturación, y tasa de flujo conforman las condiciones iniciales para la simulación con la malla gruesa para el tiempo $(n+2)$. Es importante observar que estos valores actualizados nunca son utilizados en las simulaciones con la malla local en el paso de tiempo $(n+1)$. Por lo tanto, este esquema preserva la simetría del problema puesto que la solución es actualizada solamente una vez al final de todas las simulaciones con la malla local

En síntesis cualquier criterio de selección para decidir en donde refinar o no refinar debe tener completamente presente los gradientes de flujo

paralelos en las interfases de malla gruesa y fina. La necesidad de tal cuidado se reduce si la interfase fina gruesa se mueve bien lejos de cualquier gradiente; usar un área mas grande de refinamiento ofrece una zona de amortiguación que reduce los problemas de inexactitud. Usualmente esto significa seleccionar tolerancias para los métodos que fallan en lados pequeños, favoreciendo en cierto grado la exactitud sobre la velocidad, además, usar varios niveles de refinamiento también ayuda, puesto que los interfaces grueso fino pueden ser 1:2 (Figura 6) o 1:3 en lugar de relaciones mas distorsionadas tales como 1:5. Así, un acercamiento algo conservador se prevé con respecto al número de celdas refinadas que son utilizadas, lo que significa que siempre debe haber un número adecuado de celdas para establecer zonas de amortiguación, y que los niveles vecinos de refinamiento deben ser elegidos para reducir al mínimo los efectos internos de interfaces tanto como sea posible. Esta técnica puede afectar la eficacia en un cierto grado, pero favorecerá la exactitud, lo que se puede reflejar en una buena representación del fluido físico en el yacimiento.

Figura 6. Malla dinámica con relación 1:2.



Fuente: CMG Suite 2007.10, Builder.

1.4 MANEJO DE DATOS.

Debido a la variabilidad del sistema de malla en tal refinamiento, el punto clave es formular todo un completo sistema de manejo de datos simple y flexible, incluyendo seguimiento, control, refinamiento, almacenamiento de datos, ordenamiento e identificación del estado de los bloques adyacentes para llevar a cabo el procedimiento de refinamiento local dinámico. Para llevar a cabo tales operaciones, se usa una clase de subrutina denominada sistema controlador de refinamiento del primer nivel o segundo nivel para controlar el estado de refinamiento del respectivo nivel del bloque. La función de este sistema controlador del refinamiento es:

1. Identificar la necesidad de subdividir o combinar algún bloque con cierto nivel, de acuerdo al valor de función de adaptación establecido.
2. Determinar el nivel deseado y el estado de la subdivisión o la combinación para cualquier bloque identificado anteriormente según lo requiera esta operación.
3. Subdividir ciertos bloques fijos en el nivel deseado de subbloques si es necesario.
4. Guardar todo el estado de subdivisión o combinación y los de la información nombrada arriba.

Otra subrutina llamada sistema controlador de ordenamiento desarrollado para ordenar, guardar e identificar mallas adyacentes, tiene como funciones:

1. Enumerar los bloques refinados y no refinados.
2. Guardar el nivel subdividido y el número de bloques correspondientes.
3. Identificar el nivel de subdivisión de los bloques adyacentes y el número de cada bloque.

Se debe prestar mucha atención a los resultados, debido a que la ubicación exacta de un número particular de grid, cambiara con el tiempo. Obviamente si los resultados de la presión y saturación calculada son solamente obtenidas para cada número de bloque, la distribución de presión y saturación del yacimiento continuara desconocida; esto se puede arreglar revelando la lista sobre el estado del enmallado después de la refinación junto con los resultados del calculo, esto permite que la distribución de presión y saturación del yacimiento sea claramente definida.

1.4.1 Estructura de datos.

Para explotar la máxima velocidad de calculo de los computadores modernos, un programa debería incluir un mínimo de comandos de escritura o lectura para el disco, por otro lado los modelos grandes deben ser procesados con los requerimientos de memoria mas pequeños posible, ambos obligaciones pueden ser realizados solamente con un manejo de datos cuidadosamente concebidos.

1.5 SIMULADOR TÉRMICO STARS DE CMG SUITE 2007.10.

STARS (**S**tream, **T**hermal and **A**dvanced processes **R**eservoir **S**imulator), es una aplicación creada por Computer Modelling Group (CMG)⁶, para realizar el modelamiento de procesos de recobro, éste simulador posee características especiales tales como un modulo geomecánico y módulos diseñados para análisis de procesos químicos y térmicos tales como la inyección continua de vapor.

Algunos de los procesos que están siendo modelados en el simulador STARS se muestran a continuación.

⁶ www.cmgl.ca

Térmicos

- Inyección continua de vapor.
- Inyección cíclica de vapor.
- Combustión in situ.

Químicos

- Inyección de espumas.
- VAPEX.

Geomecánicos

- Compactación y subsidencia.
- Rock Failure.

Otra de las características especiales del simulador STARS, es que tiene incorporado el modulo de aplicación de sistemas de enmallado dinámico (DYNAGRID), el cual permite realizar simulaciones con este tipo de mallas.

2. GENERALIDADES SOBRE EL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Cuando el petróleo se recupera como consecuencia de la inyección o de la generación de calor en el yacimiento, el proceso se denomina de recuperación térmica. Los procesos térmicos tienen como objetivo principal la reducción de la viscosidad; no obstante, otros beneficios adicionales de la inyección de vapor son el craqueo térmico, la destilación de los componentes más livianos, el desplazamiento miscible y la mejora en las eficiencias de barrido debido a la mejora en la movilidad del crudo.

2.1 INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

El objetivo de la inyección continua de vapor es introducir calor a la formación de manera directa mediante la introducción de vapor. Esta técnica es conocida también como “desplazamiento por vapor” (steam drive) y está enfocada en la recuperación de crudos pesados basada en el principio de desplazamiento. La inyección continua de vapor tuvo sus inicios antes que la inyección cíclica, pero solo hasta 1960 en el estado de California, EEUU, se produjo la aplicación comercial de este método de recobro.

El más antiguo proyecto desarrollado en la inyección continua de vapor, es el piloto Getty Kern (1960) el cual estaba destinado originalmente a una inyección de agua caliente. Hasta hoy, cientos de proyectos y pilotos de inyección continua de vapor han sido implementados, teniendo como casos más representativos los campos Duri y Kern River, en Indonesia y California respectivamente. En la inyección continua, el principal mecanismo que actúa en el recobro de aceite es la reducción en la viscosidad del petróleo debido al incremento de la temperatura del yacimiento. Generalmente el factor de recobro alcanzado con la aplicación de este proceso es del de orden del 30-40% del OOIP.

Las pérdidas de calor hacia las zonas no productoras es uno de los factores que restringe la aplicación de la inyección continua de vapor al igual que en la mayoría de los procesos de recobro térmico. La conducción de calor hacia estas zonas genera una disminución en la eficiencia térmica de estos procesos. Las pérdidas de calor son mayores si el espesor de la formación de interés es pequeño, debido a que la zona de vapor tiene mayor área de contacto con las formaciones adyacentes.

Tabla 1. Parámetros importantes para realizar la Inyección Continua de Vapor.

Propiedad	Unidades	Valor
Gravedad °API		>8 (13,5)
Viscosidad del crudo	cp	< 200000 (4700)
Saturación de aceite inicial	%	>40 (66)
Tipo de formación		Arena de alta porosidad/Arenisca
Profundidad	Pies	< 4500 (1500)
Espesor Neto	Pies	> 20
Porosidad	Fracción	> 0.2
Permeabilidad promedio	md	> 200 (2540)
Presión del Yacimiento	psia	> 250
Temperatura	°F	NC
Los valores entre paréntesis representan el promedio de los proyectos aplicados actualmente.		
NC = No es crítico.		

Tomada y modificada de: J.TABER, F. D. MARTIN and SERIGHT, R. S.: "EOR Screening Criteria Revisited. Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects". SPE 35385.

Algunos de los parámetros a tener en cuenta al momento de implementar un proceso de inyección continua de vapor en un yacimiento de crudo pesado se muestran en la tabla a continuación:

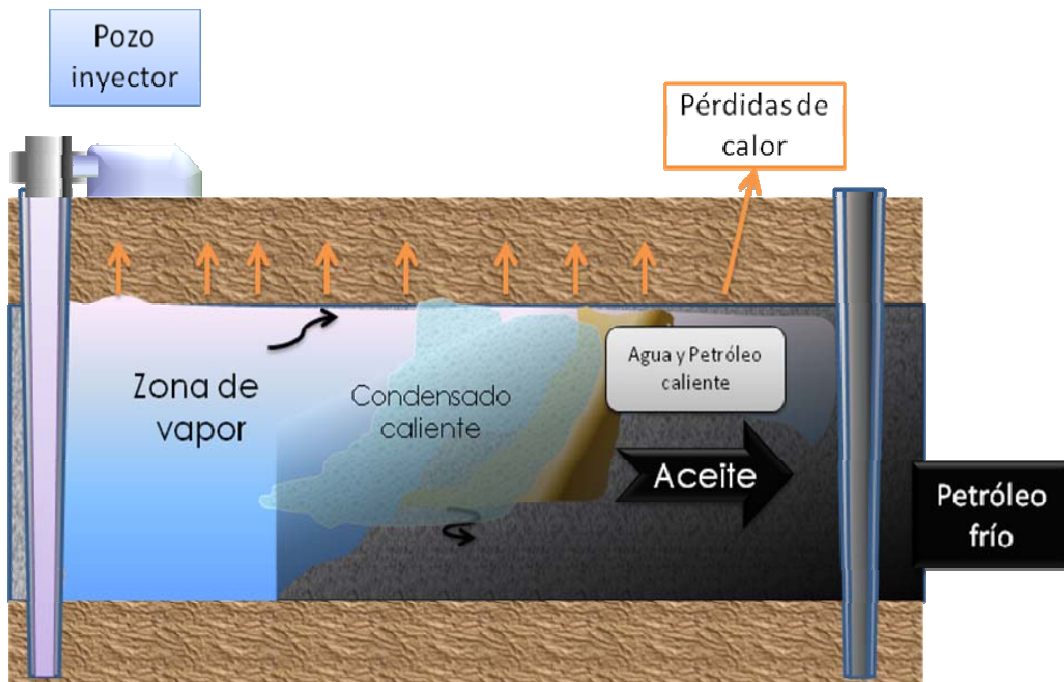
Un factor que también incrementa las pérdidas de calor es la estratificación del yacimiento, cuando las formaciones adyacentes son arcillas las cuales poseen una capacidad calorífica volumétrica mayor que las arenas y generalmente se encuentran saturadas de agua, que a su vez, posee un calor específico mucho mayor que el del petróleo, se produce un flujo de calor significativo hacia las formaciones adyacentes evitando que el aceite se caliente lo suficiente para lograr cambios significativos en su viscosidad y no se facilite su desplazamiento.

2.1.1 Proceso de inyección continua de vapor

En la inyección continua de vapor, el vapor de agua es inyectado en el yacimiento de manera continua para calentar los fluidos que se encuentran en el sitio, resultando en la formación de una zona de vapor que avanza desplazando el aceite hacia el pozo productor (Figura 7). En el caso de yacimientos convencionales los pozos inyectoros y productores son cañoneados en la parte más baja de la zona de interés, en el inyector se cañonea de esta forma para garantizar que el vapor aumente el barrido vertical, debido que la diferencia de densidades del vapor con los otros fluidos “in situ” hace que este se eleve dentro de la zona productora hasta alcanzar un tope o barrera impermeable, el pozo productor es cañoneado en la parte inferior para reducir la producción de vapor debido a que en su recorrido el vapor se distribuye hacia los pozos productores lateralmente hasta que irrumpir en ellos. En los yacimientos estratificados con el fin de evitar la filtración de vapor hacia las formaciones no permeables como las

arcillas, los pozos inyectoros y productores son cañoneados únicamente en las arenas productoras.

Figura 7. Esquema del proceso de inyección continua de vapor.



Fuente: Autor

En la inyección continua, antes de la irrupción del vapor en el pozo productor se presentan tres regiones claramente definidas: zona de vapor, vapor condensado y fluidos fríos. En la zona de vapor, el desplazamiento se lleva a cabo por destilación de livianos, craqueo térmico y desplazamiento miscible. En la región de vapor condensado, la eficiencia de desplazamiento obedece a la reducción en la viscosidad del aceite por el aumento en la temperatura y el aceite desplazado es llevado delante del frente de vapor. Finalmente, en la zona de fluidos fríos, se produce un desplazamiento con muy baja eficiencia debido a los altos valores en la viscosidad del petróleo.

La parte más importante del proceso de inyección continua, es la zona de vapor, la cual permanece a una temperatura aproximadamente constante T_v (temperatura del vapor). El aceite contenido en esta zona es lo suficientemente móvil para ser desplazado por el vapor. La saturación inicial de aceite en la zona de vapor, S_{oi} , disminuye considerablemente tras la inyección de varios volúmenes porosos de vapor hasta alcanzar la saturación residual de aceite de la inyección continua, S_{oric} .⁷

Entre los efectos de la inyección de vapor se encuentra la expansión térmica del aceite que ayuda a incrementar su movilidad, la destilación de fracciones ligeras que ayuda a disminuir la saturación inicial de aceite; otro efecto que trae el aumento de la temperatura del yacimiento es la disminución en la permeabilidad relativa del agua y el aumento en la permeabilidad relativa del petróleo.

Normalmente para mejorar la eficiencia del proceso es recomendable aplicar la inyección continua después de realizar una estimulación con vapor, ya que es muy difícil aplicarla en un yacimiento frío por la alta resistencia al flujo que presentan los fluidos de alta viscosidad. La duración de un proyecto de inyección continua, al igual que todos los proyectos de recobro mejorado, está relacionada con el límite económico, el cual es alcanzado cuando el costo de generar el vapor es igual a las ganancias netas de la venta del petróleo producido por el método.

2.1.2 Parámetros básicos de la inyección continua de vapor

En el diseño de una inyección continua de vapor, es importante tener presentes algunos parámetros de yacimiento y operación, para garantizar el buen desempeño del proceso. Con ello se busca dar mejores condiciones de

⁷ S. M. ALI, F.: "Practical Heavy Oil Recovery". Chapter 7. Steamflooding. 2006. p 7.1

funcionamiento, evitar posibles inconvenientes en el desarrollo del proyecto y prevenir posibles desventajas económicas.

Al igual que en el proceso de inyección cíclica de vapor y en general a la mayoría de los procesos de recobro, los aspectos básicos que deben ser considerados se clasifican en: parámetros de yacimiento y parámetros operacionales (Tabla 2).

Tabla 2. Parámetros del proceso de inyección continua de vapor

PARÁMETROS	FACTORES
Parámetros de yacimiento	<ul style="list-style-type: none"> · Profundidad de la formación. · Presión de yacimiento · Viscosidad del crudo · Espesor de la arena productora · Intercalaciones de Arcilla
Parámetros Operacionales	<ul style="list-style-type: none"> · Tasa de inyección · Presión de inyección · Calidad del vapor a la salida del generador, en cabeza e pozo y en la cara de la arena · Temperatura del vapor

2.1.3 Parámetros de yacimiento

En el desarrollo de la inyección continua se necesitan algunas propiedades de yacimiento “ideales”, para que el campo pueda ser producido en una forma adecuada por un método de recuperación con vapor como la inyección continua, dentro de estas propiedades se encuentran:

2.1.3.1 Espesor de la formación

Es el principal factor del cual dependen las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes y el calentamiento efectivo de los fluidos del yacimiento. La formación debe ser de un espesor grande de 50 a 100 pies, pues así se reduce el área de contacto del vapor con los estratos superiores e inferiores y se disminuye la cantidad de calor disperso; además, cuando el espesor de la formación productora es grande, el proyecto tiene mayores ventajas económicas debido a que pueden manejarse altas relaciones Vapor/aceite, es decir, para una misma cantidad de vapor inyectado, se obtiene mayor producción de aceite en un yacimiento con espesor grande que en un yacimiento de formación delgada.

2.1.3.2 Profundidad de la formación

La profundidad a la que se encuentre el yacimiento es otro de los parámetros decisivos en la aplicación de un proyecto de inyección continua de vapor, debido a que a profundidades mayores de 3000 pies, el vapor no tiene un buen nivel de eficiencia de calentamiento. Lo anterior se presenta porque a profundidades mayores a las mencionadas, la calidad del vapor en la cara de la formación es muy baja, debido a las pérdidas de calor en su recorrido hasta la cara de la zona de interés. A mayor profundidad el vapor tiene que recorrer una mayor distancia antes de entrar en la zona de interés y al llegar a la arena productora.

2.1.3.3 Presión del yacimiento

Es un factor muy influyente en los resultados de la cantidad de aceite recobrado en la inyección continua. Para yacimientos con presiones elevadas, se requiere que la inyección de vapor se realice a una presión alta; sin embargo, este fenómeno irá acompañado de la posibilidad de fracturar la

formación si la presión de inyección sobrepasa la presión de fractura y de algunas desventajas en las altas temperaturas de vapor manejadas.

2.1.3.4 Viscosidad del aceite

A medida que el vapor entra en la formación productora, la transferencia de calor reduce la viscosidad del aceite, permitiendo que este aumente su movilidad y pueda fluir fácilmente hacia el pozo productor. Sin embargo, la reducción en la viscosidad del aceite depende principalmente de la viscosidad original del crudo, es decir la viscosidad del fluido al inicio del proceso; en cuanto más grande sea esta viscosidad mayor va a ser la reducción por efectos del calentamiento.

Para crudos con viscosidades mayores a 10.000 cp se observa una gran disminución en la viscosidad del petróleo, cuando el fluido experimenta pequeños cambios de temperatura, este fenómeno hace que la recuperación de petróleo mediante la estimulación sea más efectiva en este tipo de crudos.

El comportamiento de la viscosidad del aceite, es uno de los parámetros de mayor importancia en los procesos de recobro térmico. No obstante, es más importante en el proceso de desplazamiento con vapor porque para viscosidades muy altas ($\mu > 10.000$ cp) la técnica resulta ineficiente, debido a que el vapor bajo dichas condiciones de movilidad del crudo tarda más tiempo en reducir la viscosidad y requiere que una mayor cantidad de energía sea suministrada al yacimiento, lo cual convierte al proyecto en antieconómico. Por ese motivo, si se desea implementar un proceso de desplazamiento con vapor a un yacimiento con un fluido demasiado viscoso, es recomendable realizar un calentamiento previo de la formación para proporcionar al petróleo mayor movilidad y permitir que la inyección de vapor sea más eficiente.

2.1.4 Parámetros operativos

Son aquellos parámetros que pueden ser modificados o manipulados durante la aplicación de los diferentes procesos. Algunos de los parámetros de operación que tienen gran importancia en el proceso de la inyección continua de vapor son: tasa y presión de inyección, calidad del vapor y espaciamiento entre pozos.

2.1.4.1 Tasa de inyección del vapor (bpd)

En la inyección continua, se utilizan tasas de inyección relativamente altas al inicio del desplazamiento, lo cual lleva a una comunicación térmica temprana entre los pozos productores e inyectores, es decir, a una rápida irrupción del vapor en el pozo productor después de determinado tiempo de inyección; sin embargo, la utilización de una tasa alta de inyección implica que la presión con la cual el vapor es suministrado a la formación sea moderadamente alta, lo cual crea mayores pérdidas de calor en los pozos inyectores y mayores esfuerzos térmicos en el revestimiento⁸. Una aproximación empleada en los campos de crudo pesado de California, propuesta por Farouq Ali para calcular la tasa de inyección de un proceso de desplazamiento con vapor es emplear 1.5 Bbls/acre-pie; sin embargo, el valor obtenido de dicha relación depende de la viscosidad del fluido que se desea recuperar, además de la capacidad y disponibilidad de los equipos de generación de vapor.

2.1.4.2 Calidad del vapor

La calidad del vapor, junto con la tasa y presión de inyección son los parámetros operacionales más importantes en un proceso de recuperación térmica. Ellos dependen principalmente de las propiedades del agua como temperatura y presión de saturación, el calor específico, calor latente y calor

⁸ BOBERG, Thomas. "Métodos de recobro térmico" 1988.

sensible y del equipo de generación de vapor que se emplee bien sea portátil o fijo. La calidad de vapor a la salida del generador debe ser lo más cercana a 1 para que al llegar a la cara de la formación después de un recorrido en el cual se generan pérdidas de calor, el vapor conserve la mayor cantidad de energía para calentar efectivamente el petróleo.

2.1.5 Factores que afectan el proceso de inyección continua

Para mejorar el desarrollo de la inyección continua de vapor, se debe tener en cuenta los parámetros que afectan el proceso tanto positiva como negativamente; proporcionando un criterio decisivo a la hora de implementar un proyecto de inyección continua de vapor y con los cuales se busca proporcionar el mejor escenario para el desarrollo técnico y económico del proceso. A continuación se presentan algunos factores a considerar en la aplicación del proceso de inyección continua de vapor entre los cuales se encuentran: El espaciamiento entre pozos, heterogeneidades de la formación, pérdidas de calor en el yacimiento y presencia de altas saturaciones de agua.

2.1.5.1 Espaciamiento entre pozos

Para determinar el espaciamiento entre pozos a utilizar en el desarrollo de un proceso de inyección continua de vapor, el principal aspecto a considerar es la viscosidad del fluido, cuando la viscosidad del petróleo es muy alta (alrededor de 10.000 cp), se recomienda que la distancia entre pozos sea menor a 5 acres, debido a que la baja movilidad del aceite requiere que el área en la cual ocurre el desplazamiento no sea muy grande.

Otro factor influyente en el espaciamiento entre pozos es el espesor de la formación, el área del patrón en arenas gruesas es determinado por prueba y

error, con ello se busca balancear los costos de perforación de pozos con los ingresos netos del recobro de aceite; en esta instancia para grandes patrones de inyección se requieren pocos pozos, pero de esta manera el tiempo del proyecto puede prolongarse haciendo peligrar la economía del mismo. En el caso en el que se trabaje con arenas delgadas, el área en la cual implementar un proceso de inyección continua de vapor, es económicamente viable está limitado por las pérdidas de calor y puede ser determinada al igual que para las arenas gruesas, pero considerando además la presión del yacimiento y la tasa de inyección. La mayoría de los proyectos de inyección de vapor, emplean espaciamientos menores a 5 acres y en los pocos casos en donde se presentan espaciamientos inferiores a 1,25 acres la razón principal es que el fluido a recuperar tiene una viscosidad muy alta⁹.

2.1.5.2 Heterogeneidades de yacimiento

La presencia de intercalaciones de arcilla, fracturas en la formación, acuíferos, estratos de muy baja saturación de crudo y alta permeabilidad, grandes variaciones en la permeabilidad de la zona productora y la pobre continuidad del yacimiento entre los pozos inyectoros y productores, son la causa de la “no uniformidad” o “heterogeneidad” del yacimiento, haciendo que el vapor no siga la trayectoria ideal y se vaya por trayectorias desconocidas.

2.1.5.3 Pérdidas de calor en el yacimiento

Las pérdidas de calor en el yacimiento están relacionadas con el espesor de la formación productora y con la presencia de intercalaciones de arcilla. Si un yacimiento presenta un espesor pequeño (<20pies), el área de contacto de

⁹ M. ALI, F.: “Practical Heavy Oil Recovery”. Chapter 7. Steamflooding. 2006.

vapor con las formaciones adyacentes es mayor, debido a que cuando este es inyectado en la arena productora, tiende a elevarse por diferencia de densidades con los demás fluidos encontrando un tope impermeable que lo obliga a continuar su desplazamiento lateralmente hasta irrumpir en el pozo productor.

En el contacto con la arcilla el vapor transfiere su energía a esta roca que por lo general, contiene agua en su estructura la cuál extrae parte del calor del vapor disminuyendo su calidad y facilitando su condensación, disminuyendo así la cantidad de calor efectivo que se transfiere al crudo para disminuir su viscosidad. En cambio, en un yacimiento de espesor grande (>80pies) se tienen menores perdidas de calor pues el área de contacto de la zona de vapor con las formaciones adyacentes es pequeña y tarda mayor tiempo en suceder el contacto, además el gran espesor proporciona una mejor eficiencia de barrido vertical ayudada por la segregación gravitacional del vapor.

2.1.5.4 Presencia de altas saturaciones de agua

Normalmente, antes de aplicar un proceso de inyección continua de vapor es recomendable estimular el yacimiento; sin embargo, en dicho proceso una parte del vapor inyectado (aproximadamente del 20 - 30%) es retenido por la formación, creando zonas de alta saturación de agua alrededor de los pozos inyectores, lo cual ocasiona pérdidas de calor debido a que una gran cantidad de agua con un calor específico mayor al del petróleo se calienta¹⁰, por lo tanto se disminuye la eficiencia térmica del proceso reinyección continua de vapor.

¹⁰ GONZALO G. L.: "Recuperación Mejorada de Hidrocarburos: Inyección Cíclica y Continua de Vapor". Capítulo 1. Noviembre de 1989. p 5.

3. DISEÑO FACTORIAL 2^k

Los diseños factoriales son muy usados en experimentos en los que se investiga de forma simultánea los efectos de diferentes factores, y se está interesado en el efecto conjunto que produce la combinación de estos.

El diseño factorial 2^k se utiliza cuando se toman en cuenta k factores, cada uno de los cuales solo tiene dos niveles, uno bajo y otro alto. Así, el número 2 en el diseño factorial 2^k se refiere al número de niveles que se tienen en cuenta por factor (en todos los factores se toma el mismo número de niveles).

Para ilustrar lo anterior, supongamos que se realiza un experimento¹¹ sobre un cultivo de papa en el que se toma en cuenta dos factores, la profundidad de labranza (factor A) y la concentración de un químico en el agua de riego (factor B), y donde los niveles bajo y alto de A son 18cm y 28cm y los de B son 15% y 25 %, en este caso se estaría en un diseño 2^2 .

Así como existe el diseño factorial 2^k , también existen los otros diseños factoriales en los que el cambio consiste en el número de niveles considerados por factor. En este caso la atención se concentrará en el diseño factorial 2^k .

Antes de entrar en la descripción del análisis realizado en el diseño 2^k es necesario establecer algunas notaciones y definiciones con ayuda de un ejemplo para facilitar su entendimiento:

¹¹ Montgomery D. C. (2001). Design and analysis of experiments. 5th edition. John Wiley & Sons.

- Por letras mayúsculas se notaran los efectos de cada factor, así si se consideran 10 factores, los efectos de cada uno de estos se notaran por A, B, C, . . . , I e J, de la misma forma, el efecto de la combinación de factores se notara por la combinación de las letras que representan cada factor, por ejemplo, el efecto de la combinación de A, B y E (a nivel alto) se notara por ABE, la ausencia de mas letras en el efecto de la combinación indica que esos factores actuaron en el tratamiento pero en el nivel bajo.
- n hará referencia al número de repeticiones o réplicas del experimento.
- Por letras minúsculas se notará la combinación (en general la suma) de las n repeticiones de un mismo tratamiento en el diseño. Considere el ejemplo del experimento en el cultivo de papa y suponga que se hicieron cuatro réplicas del experimentos ($n = 4$). Entonces a notará la combinación de las cuatro réplicas en las que se utilizaron el nivel alto de profundidad y el nivel bajo de concentración del químico; b notará la combinación de las cuatro réplicas en las que se utilizaron el nivel bajo de profundidad y el nivel alto de concentración del químico; y ab notará la combinación de las cuatro réplicas en las que se utilizaron el nivel alto tanto en profundidad como en concentración del químico.
- La combinación de las n repeticiones en las cuales todos los k factores se aplicaron a nivel bajo se nota por (1). Retomando el ejemplo, (1) notaría la combinación de las cuatro réplicas en las que se utilizaron el nivel bajo tanto en profundidad como en concentración del químico.
- Se llamará contraste o efecto total del factor a la diferencia entre la suma de las combinaciones de las réplicas que recibieron niveles altos

del factor y la suma de las combinaciones de los tratamientos que recibieron niveles bajos del factor. Para el ejemplo del cultivo de papa se tendría que el efecto total de A es:

$$\text{Contrast}A = ab + a - b - (1) \quad (3.1)$$

Igualmente se puede calcular el efecto total de AB que vendría dado por:

$$\text{Contrast}AB = ab + (1) - a - b \quad (3.2)$$

- En el diseño factorial es importante definir la matriz de diseño¹² la cual contiene signos + y - que indican el nivel de cada factor (- nivel bajo, + nivel alto). En el diseño factorial 2^k esta matriz tiene 2^k filas y k columnas y muestra los 2^k posibles tratamientos diferentes. Considerando el caso 2^2 , la matriz de diseño sería (Tabla 3):

Tabla 3. Esquema de una matriz de experimentos.

Tratamiento	A	B
(1)	-	-
a	+	-
b	-	+
ab	+	+

Fuente: Montgomery D. C. (2001). Design and analysis of experiments.5th Edition. John Wiley & Sons

- La suma de cuadrados de cada factor, digamos A, se define como:

¹² López L. A. (2000). Diseño de experimentos. Universidad Nacional de Colombia.

$$SC_A = \frac{(\text{Contrast}A)^2}{2^k n} \quad (3.3)$$

- El efecto promedio del factor o efecto principal del factor se define como la diferencia entre el promedio de los tratamientos donde el factor se aplicó a nivel alto y el promedio de los tratamientos donde el factor se aplicó a nivel bajo. Para mirar un ejemplo veamos el caso del diseño factorial 2^2 donde el efecto promedio del factor A viene dado por:

$$A = \frac{ab + a}{2n} + \frac{b + (1)}{2n} \quad (3.4)$$

$$A = \frac{1}{2n} (ab + a - b - (1)) \quad (3.5)$$

- ANOVA. En el diseño factorial 2^k se utiliza el análisis de varianza para probar la hipótesis nula la cual sugiere que al cambiar los niveles de los factores el efecto no cambia, es decir que se obtienen los mismos resultados si se aplica cualquier tratamiento. Para su construcción se utiliza la suma de cuadrados (SC) definida anteriormente.

El modelo estadístico de un diseño factorial 2^k incluye k efectos principales, $\binom{K}{2}$ interacciones de dos factores, $\binom{K}{3}$ interacciones de tres factores, hasta una interacción de k factores (ver tabla 4); lo cual quiere decir que el modelo completo tendría $2^k - 1$ efectos.

De manera general el contraste por el efecto o efecto total del factor, digamos $A \cdot B \cdot \dots \cdot K$ se escribe como:

$$\text{Contrast}_{AB \dots K} = (a \pm 1)(b \pm 1) \dots (k \pm 1) \quad (3.6)$$

donde el signo dentro de cada paréntesis es negativo si el nivel del factor correspondiente es alto y es positivo en el caso contrario.

El efecto se calcula como:

$$AB \dots K = \frac{2}{2^k n} ((a \pm 1)(b \pm 1) \dots (k \pm 1)) = \frac{\text{Contrast}_{AB \dots K}}{2^{k-1} n} \quad (3.7)$$

Una vez obtenidos los efectos es importante mirar cuales son los signos. Considérese el factor A y el valor de su efecto positivo y no muy cercano a 0, esto sugiere que al incrementar A del nivel bajo al alto se va a incrementar el valor del resultado. Al contrario, si A es negativo y no muy cercano a 0, esto sugiere que el efecto de A es negativo, es decir, al aumentar el nivel de A de bajo a alto el valor del resultado disminuirá. Por último si el efecto de A fuese cercano a cero se podría considerar que un cambio en el nivel de A no tiene efecto alguno en el resultado.

Para poder tomar una decisión desde el punto de vista estadístico acerca de cuales factores tienen algún efecto y cuales no, es necesario realizar una prueba de hipótesis, donde la hipótesis nula será:

$$H_0 : AB \dots K$$

Esta hipótesis se juzga a partir de un ANOVA o un análisis de varianza. Recuerde que la forma general de una tabla de análisis de varianza (Tabla 4) es:

Tabla 4. Tabla ANOVA.

Fuente de variabilidad	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Cuadrado medio	Fo	P-Value
Tratamiento	Sutra	gltra	CMtra	$\frac{CM_{tra}}{CM_{err}}$
Error	SCerr	glerr	CMerr		
Total	SCtot	gltot			

Fuente: Montgomery D. C. (2001). Design and analysis of experiments. 5th edition. John Wiley & Sons

A partir de los grados de libertad y las sumas de cuadrados se puede construir toda la tabla de varianza, en este caso se necesitan las sumas de cuadrados del efecto y la suma de cuadrado del error o en su defecto el cuadrado medio del error. Estas vienen dadas por:

$$SC_{AB..K} = \frac{1}{2^k n} ((a \pm 1)(b \pm 1)..(k \pm 1))^2 = \frac{(ContrastAB..K)^2}{2^k n} \quad (3.8)$$

$$CM_{err} = \frac{1}{2^k (n - 1)} \sum_{i=1}^{2^k} \sum_{j=1}^n \left(y_{ij} - \bar{y}_i \right)^2 \quad (3.9)$$

donde $y_{i1}, y_{i2}, \dots, y_{in}$ con $i = 1, 2, 3, \dots, 2^k$ son las observaciones del i-esimo tratamiento y \bar{y}_i es el promedio de las n réplicas del tratamiento i.

En un análisis de varianza se espera que la mayoría de la variabilidad se deba a los parámetros que se están considerando y no al error es decir, es decir, para este caso se esperaría que $CM_{err} \leq CM_{tra}$, al suceder esto el valor de la estadística F sería grande y por consiguiente el p-valor sería pequeño. Valores pequeños del p-valor llevan a rechazar la hipótesis nula. Si

la hipótesis nula no se rechazara estaríamos encontrando que ese factor no surte un cambio significativo en el resultado. En el caso que se esta estudiando los tratamientos pueden ser muchos dependiendo del número k de factores que se consideren. Al tratar de construir la tabla de ANOVA puede haber un poco de confusión acerca de cómo ordenarla o manejarla si se consideran muchos factores razón por la cual se recomienda guiarse por la siguiente tabla de anova (Tabla 5) que proviene de Montgomery D. (2001).

Tabla 5. Analisis de varianza para un caso 2^k .

Fuente de Variación	Suma de cuadrados	Grados de libertad
Efectos principales		
A	SS_A	1
B	SS_B	1
C	SS_C	1
.	.	.
.	.	.
K	SS_K	1
Interacción de dos factores		
AB	SS_{AB}	1
AC	SS_{AC}	1
.	.	.
.	.	.
JK	SS_{JK}	1
Interacción de tres factores		
ABC	SS_{ABC}	1
ABD	SS_{ABD}	1
.	.	.
.	.	.
IJK	SS_{IJK}	1
Interacción de k factores		
ABC...K	$SS_{ABC..K}$	1
Error	SS_E	$2^k(n-1)$
Total	SS_T	$n2^k-1$

Fuente: Montgomery D. C. (2001). Design and analysis of experiments.5th edition. John Wiley & Sons

Este juzgamiento de hipótesis si se hay réplicas del experimento, si sólo hubiese una observación por tratamiento no se podría realizar un análisis de varianza, porque no habría varianza que analizar. Es muy difícil llegar a conclusiones confiables a partir de una o muy pocas observaciones porque en el caso de que el instrumento de medida falle o la variable de interés sea muy variable, con una sola observación habría que pasar estas fallas por alto.

Un problema que tiene este diseño es que a medida que se consideran más factores, el experimento, los cálculos y análisis se hacen más complicados. Por ejemplo, si se consideran 5 factores habría que practicar $2^5 = 32$ tratamientos diferentes al menos una vez.

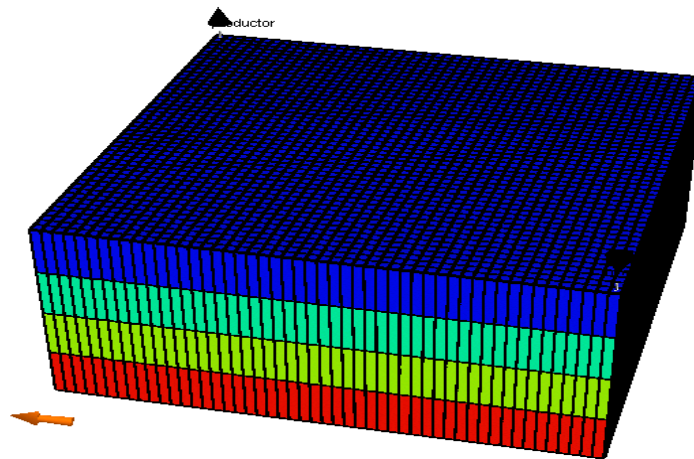
4. APLICACIÓN DEL SISTEMA DE ENMALLADO DINÁMICO EN EL PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR

4.1 CASO BASE

4.1.1 DEFINICIÓN DEL CASO BASE

Para la construcción del caso base, se realizó un enmallado de 50*50*4

Figura 8. Representación grafica del Modelo base.



Fuente: CMG Suite 2007, Results 3D

Con las siguientes propiedades de yacimiento (Tabla 6)

Tabla 6. Propiedades del modelo base.

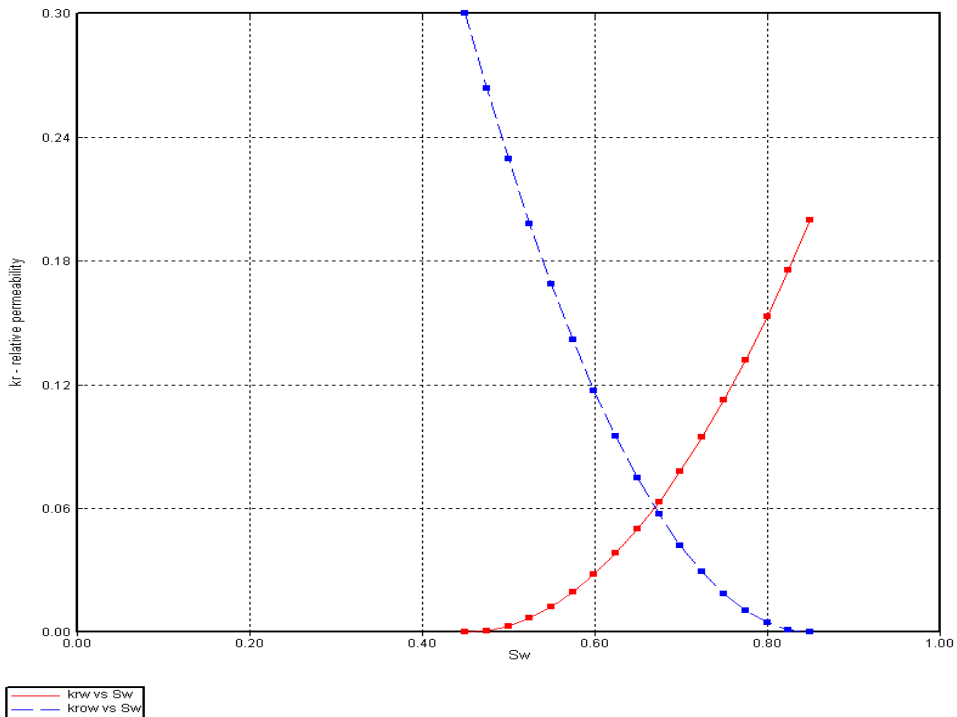
Grid	50*50*4
Porosidad	0.25
Kx=Ky	2000 md
Kz	1000 md
Compresibilidad	3E-06 1/psi

Las curvas de permeabilidad relativa se construyeron en base a correlaciones utilizando los siguientes endpoints.

Tabla 7. End points y parámetros para las correlaciones de permeabilidad relativa.

Swi	0.45
Swmax	0.85
Kro@Swi	0.4
Krw@Swmax	0.2
No	2
Nw	2

Figura 9. Curvas de permeabilidad relativa del modelo base.



Fuente: CMG Suite 2007.10, Builder.

Las propiedades del vapor inyectado se encuentran en la siguiente tabla

Tabla 8. Propiedades del vapor inyectado.

Temperatura	568°F
Steam Quality	0.85

Los pozos (inyector y productor) son ubicados en dos esquinas opuestas del modelo, en las celdas 1 1 1 y 50 50 1 y están perforados a lo largo de las cuatro capas.

Se creó un modelo base alternativo, manteniendo el modelo base original excepto los valores de las propiedades de permeabilidad y porosidad, con el objetivo de utilizarlo en el diseño experimental.

Tabla 9. Propiedades modificadas en el caso base alternativo.

Porosidad	0.35
Kx=Ky	5000 md
Kz	2500 md

4.1.2 IMPLEMENTACIÓN DEL DISEÑO EXPERIMENTAL

Se realizó un diseño experimental factorial 2^k , donde se utilizaron tres parámetros fundamentales del planteamiento del esquema de enmallado dinámico ($K=3$), para observar el efecto de cada uno de ellos sobre el tiempo de cómputo requerido por el proceso de simulación, dichos parámetros son:

- Parámetro de amalgamación en dirección x (**Ax**)
- Parámetro de amalgamación en dirección y (**Ay**)
- Función de adaptación (**F**)

Al ser un diseño factorial de dos niveles se requiere un rango de valores para cada uno de los parámetros, representado por el valor superior e inferior del intervalo relacionado a dicho rango (Tabla 10).

Tabla 10. Rangos y simbología utilizados para cada uno de los parámetros a evaluar.

Parámetro	Extremo inf. (-)	Extremo Sup. (+)
Ax (A)	2	10
Ay (B)	2	10
F (C)	2	10

Tabla 11. Matriz de experimentos para el modelo base.

Matriz de Experimentos			
A	B	C	Combinación
+	+	-	ab
+	+	+	abc
-	+	+	bc
-	-	-	1
-	+	-	b
-	-	+	c
+	-	-	a
+	-	+	ac
-	+	+	bc
+	+	+	abc
+	+	-	ab
-	+	-	b
-	-	+	c
-	-	-	1
+	-	+	ac
+	-	-	a

Se realizó el cálculo de experimentos necesarios para el diseño factorial 2^k , el cual dio como resultado ($2^3=8$) experimentos, cada uno de los experimentos se efectuó dos veces para reducir el error experimental. Dando como consecuencia la realización de 16 pruebas, sobre cada uno de los modelos (base y base alternativa). A continuación se muestran las matrices de experimentos para cada uno de los casos y los resultados respectivos (Tablas 11 y 12).

Tabla 12. Matriz de experimentos para el modelo base alternativo.

Matriz de Experimentos			
A	B	C	Combinación
-	+	+	bc
-	+	-	b
-	-	+	c
-	-	-	1
+	-	-	a
+	-	+	ac
+	+	-	ab
+	+	+	abc
+	+	+	abc
+	+	-	ab
+	-	-	a
-	+	-	b
-	-	-	1
-	+	+	bc
-	-	+	c
+	-	+	ac

Donde A, B y C representan al parámetro de amalgamación en dirección x, el parámetro de amalgamación en dirección y y la función de adaptación respectivamente. Los signos (+) y (-) indican que valor del rango definido para cada variable se utilizó en el experimento, es decir, si se utilizó el límite

superior o el límite inferior del intervalo y finalmente la casilla combinación hace referencia a las variables, en las cuales se utilizo el límite superior del intervalo durante la realización del experimento (Tabla 13).

Tabla 13. Ejemplo respectivo a la indicación de combinación, en la matriz de experimentos

A	B	C	Combinación
+	+	-	ab

Tabla 14. Tabla de resultados de los experimentos realizados para el modelo base.

Bloque	Ax	Ay	F	TCPU
1	10	10	2	1341
1	10	10	10	1240
1	2	10	10	1168
1	2	2	2	867
1	2	10	2	1469
1	2	2	10	625
1	10	2	2	1544
1	10	2	10	1168
2	2	10	10	1026
2	10	10	10	1182
2	10	10	2	1150
2	2	10	2	1405
2	2	2	10	615
2	2	2	2	891
2	10	2	10	1145
2	10	2	2	1489
Estático	1	1	1	2138

Tabla 15. Tabla de resultados de los experimentos realizados para el modelo base alternativo.

Bloque	Ax	Ay	F	TCPU
1	2	10	10	1367
1	2	10	2	1985
1	2	2	10	959
1	2	2	2	1478
1	10	2	2	1780
1	10	2	10	1275
1	10	10	2	1759
1	10	10	10	1568
2	10	10	10	1559
2	10	10	2	1807
2	10	2	2	1932
2	2	10	2	2062
2	2	2	2	1573
2	2	10	10	1416
2	2	2	10	1001
2	10	2	10	1371
Estático	1	1	1	2894

Donde:

Ax: Parámetro de amalgamación en dirección x

Ay: Parámetro de amalgamación en dirección y

F: Valor de la función de adaptación

TCPU: Tiempo de computo requerido

Tabla 16. Tabla ANOVA de los experimentos realizados para el modelo base.

Fuente	Suma de Cuadrados	Grados de libertad	Media	Fo	P-Value
EFFECTOS					
A	91506.25	1	91506.25	27.2016201	0.0008
B	289982.25	1	289982.3	86.2016201	0
C	931225	1	931225	276.8207491	0
INTERACCIONES					
AB	137641	1	137641	40.91587396	0.0002
AC	45156.25	1	45156.25	13.4233799	0.0064
BC	12882.25	1	12882.25	3.829444114	0.0861
ABC	40000	1	40000	11.89060642	0.0087
RESIDUOS					
Error	26912	8	3364		
TOTAL					
Total	1575305	15			

Tabla 17. Tabla ANOVA de los experimentos realizados para el modelo base alternativo.

Fuente	Suma de Cuadrados	Grados de libertad	Media	Fo	P-Value
EFFECTOS					
A	300578.06	1	300578.1	70.37753655	0
B	167485.5625	1	167485.6	39.21517524	0.0002
C	246760.5625	1	246760.6	57.77667374	0.0001
INTERACCIONES					
AB	391563.0625	1	391563.1	91.68082242	0
AC	10455.0625	1	10455.06	2.447954928	0.1563
BC	14945.0625	1	14945.06	3.49924636	0.0983
ABC	41310.5625	1	41310.56	9.672481159	0.0144
RESIDUOS					
Error	34167.5	8	4270.938		
TOTAL					
Total	1207265.435	15			

Se realizó un análisis de varianza a los resultados obtenidos para cada uno de los modelos (Tablas 14 y 15) y se registró en tablas ANOVA (Tablas 16 y 17). En dicho análisis, se calculó los valores f_0 y P-Value, para cada uno de los efectos e interacciones, estos valores son útiles, para determinar cuáles de los efectos e interacciones son estadísticamente más influyentes, sobre el tiempo de cómputo requerido por el proceso de simulación. Pues a medida que el valor del P-Value es menor, mayor es la influencia del efecto o interacción respectiva, sobre el tiempo de cómputo.

Con base en lo expuesto anteriormente, se puede concluir que en ambos casos, la interacción que tiene mayor impacto sobre el tiempo de cómputo, es la que se lleva a cabo entre el parámetro de amalgamación en dirección x y el parámetro de amalgamación en dirección y, pues son las interacciones que registran P-Value menores.

En cuanto a los efectos principales, se observó que los tres efectos referentes al parámetro de amalgamación en dirección x, el parámetro de amalgamación en dirección y y la función de adaptación son estadísticamente significativos, pues los P-Values respectivos tienen valores cercanos a cero.

Esto se constata con el valor obtenido para f_0 a partir de tablas, $f_{0,01,1,8}=11.26$, Los subíndices hacen referencia a que se utilizó un nivel de significancia de 0.01, el número de grados de libertad del numerador (Efecto o interacción) tiene un valor de 1 y para el denominador (Error) es 8. Este valor es comparado con los valores de f_0 registrados en la tabla y aquellos efectos o interacciones cuyos valores de f_0 sean superiores al valor leído de las tablas, tendrán influencia significativa sobre el tiempo de cómputo. Teniendo en cuenta lo anterior se observó que para el caso base y el base alternativo todos los efectos son significativos, en cuanto a las interacciones, en el caso base las interacciones AB, AC y ABC tienen un valor de f_0

superior al leído de la tabla, pero vemos que para AC y ABC son valores muy cercanos lo que indica que aunque su influencia es significativa es relativamente pequeña comparada con la interacción AB (Parámetro de amalgamación en dirección x y Parámetro de amalgamación en dirección y).

Respecto al caso base alternativo se observó que la única interacción significativa es la interacción AB, debido a las razones anteriormente expuestas.

A continuación se muestran los gráficos de interacción, obtenidos para los experimentos realizados a ambos modelos, los cuales dan una idea más clara del efecto de las variables sobre el tiempo de cómputo y la posible interacción existente entre ellas.

Los seis gráficos de interacción posteriores, muestran que los efectos que tienen la interacción entre el parámetro de amalgamación en dirección x y la función de adaptación o la interacción entre el parámetro de amalgamación en dirección y e la función de adaptación, son bajos ya que las líneas no tienden a cruzarse de manera marcada. Lo que no sucede en el grafico de interacción entre el parámetro de amalgamación en dirección x y el parámetro de amalgamación en dirección y. Lo que confirma los resultados obtenidos por el análisis de varianza (ANOVA).

Figura 10. Grafico de interacción entre las variables Ax y F, con respecto al tiempo de cómputo requerido para el caso base.

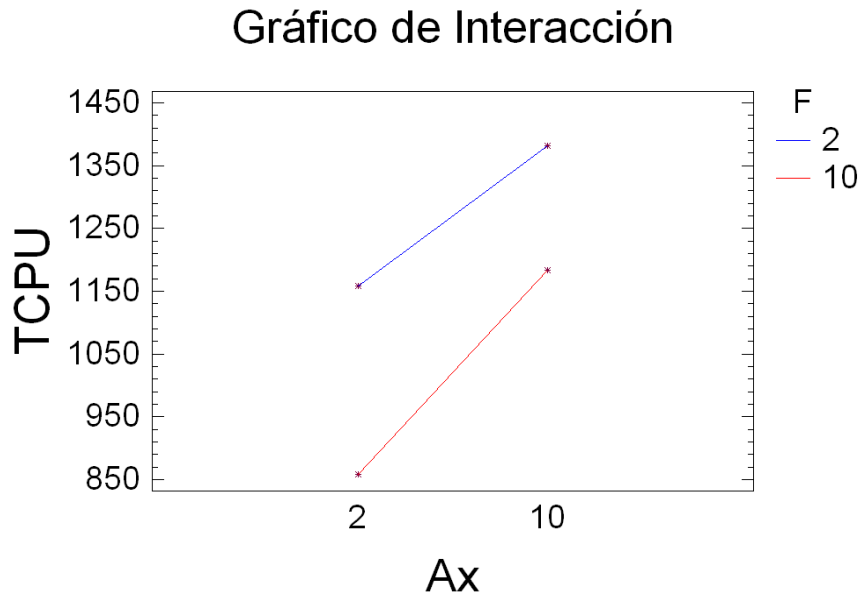


Figura 11. Grafico de interacción entre las variables Ay y F, con respecto al tiempo de cómputo requerido para el caso base.

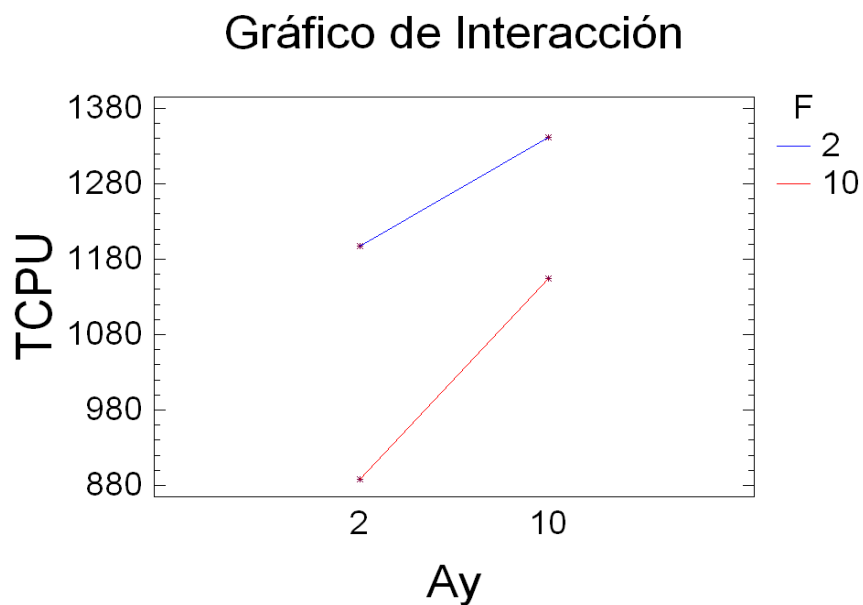


Figura 12. Grafico de interacción entre las variables Ax y Ay, con respecto al tiempo de cómputo requerido para el caso base.

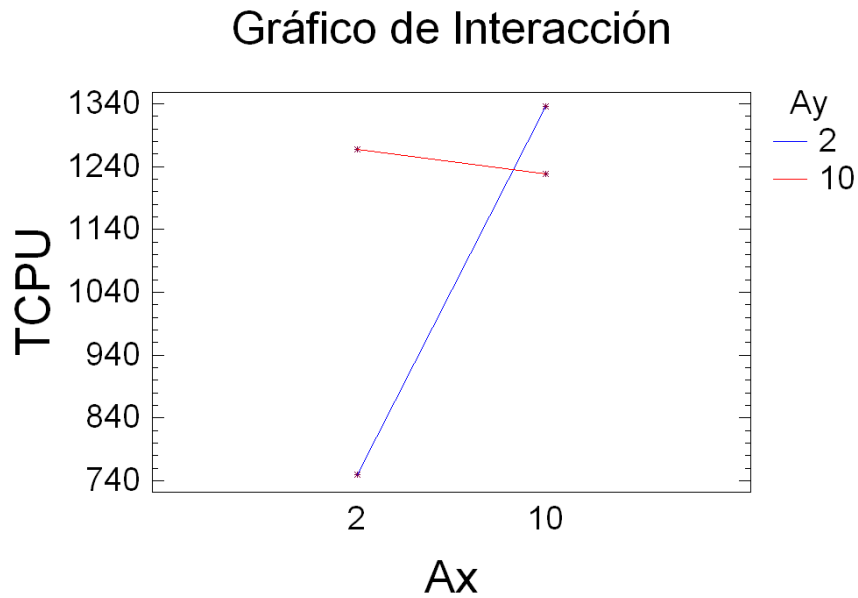


Figura 13. Grafico de interacción entre las variables Ax y F, con respecto al tiempo de cómputo requerido para el caso base alternativo.

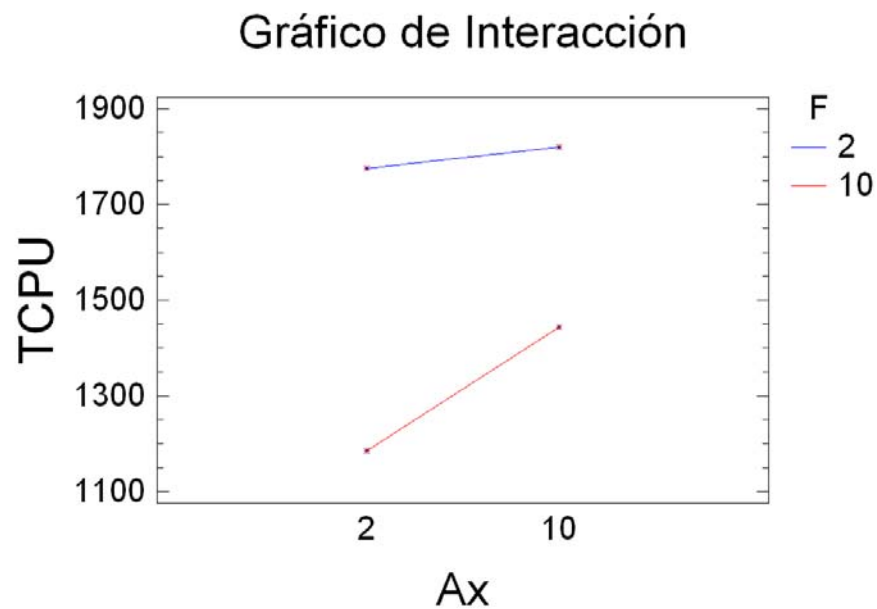


Figura 14. Grafico de interacción entre las variables Ay y F, con respecto al tiempo de cómputo requerido para el caso base alternativo.

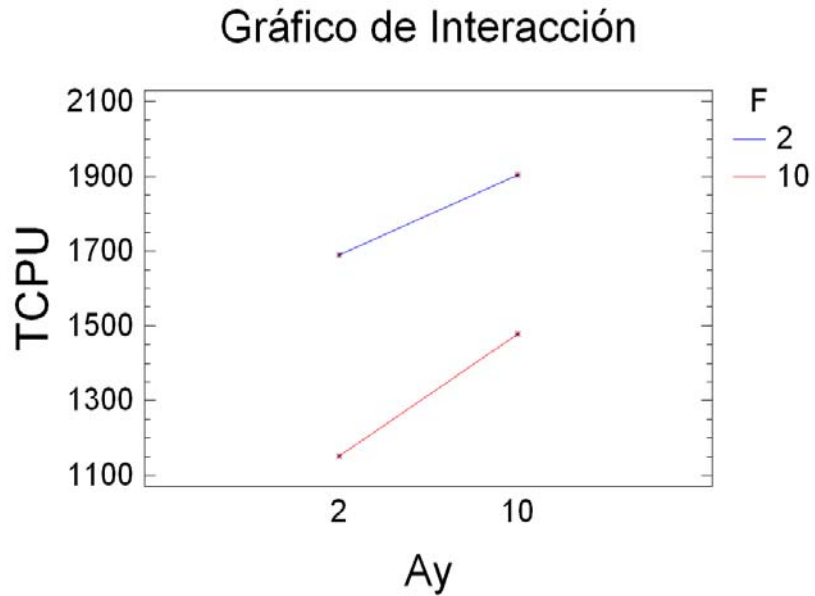
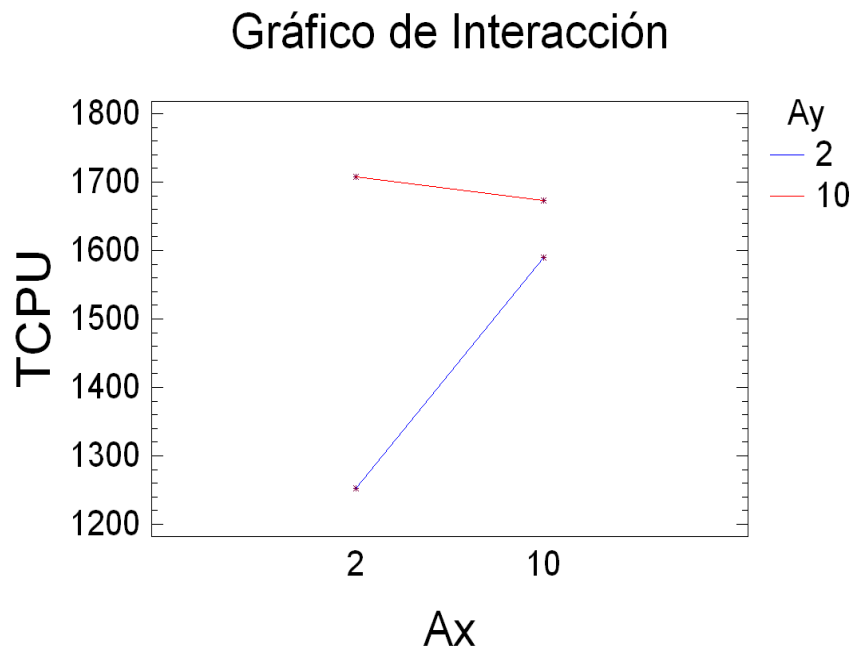


Figura 15. Grafico de interacción entre las variables Ax y Ay, con respecto al tiempo de cómputo requerido para el caso base alternativo.



A partir de los anteriores resultados, se puede observar que el efecto sobre el tiempo de cómputo, que tienen los parámetros de amalgamación es independiente del efecto de la función de adaptación, puesto que en los gráficos de interacción de Ax y F y Ay y F no se presentan intersecciones entre las rectas, lo que si ocurre en el grafico de interacción de Ax y Ay.

4.1.3 EVALUACIÓN DE PARÁMETROS COMPUTACIONALES

Se procedió a evaluar parámetros computacionales, tales como el tiempo de computo y la memoria en disco requerida, se observó que para todos las corridas con sistema de enmallado dinámico hay un incremento de la memoria en disco requerida, pero debido a que los modelos base son modelos sencillos y con poco tamaño en términos computacionales no se registró los resultados para los casos posteriores en los que se encuentran modelos robustos se realizará la medición de la variación de dicho parámetro computacional mediante la relación.

$$Mem.Var = \frac{\text{Memoria requerida por el proc. de sim. dinamico}}{\text{Memoria requerida por el proc. de sim. estatico}} \quad (4.1)$$

Con respecto al caso del tiempo de computo, se presenta la siguiente tabla donde se registra el Speed up de cada una de la corridas con dynagrid.

Definiéndose el Speed up como:

$$Speed Up = \frac{\text{Tiempo empleado por la corrida con enmallado estatico}}{\text{Tiempo empleado por la corrida Dynagrid}} \quad (4.2)$$

En esta etapa se observó que para ambos casos, los experimentos que obtuvieron mejor desempeño, en cuanto a la reducción del tiempo de computo requerido por el proceso de simulación, fueron aquellos en donde los parámetros de amalgamación, eran de magnitud pequeña ($A_x=A_y=2$) e idénticos en ambas direcciones y cuyo valor de función de adaptación era elevado ($F=10$). Pues es en dichos experimentos, en donde se observan, los valores más altos de Speed Up (Tablas 18 y 19).

Tabla 18. Speed Up logrado en los experimentos realizados para el caso base.

Bloque	A_x	A_y	F	Speed Up
1	10	10	2	1.59
1	10	10	10	1.72
1	2	10	10	1.83
1	2	2	2	2.47
1	2	10	2	1.46
1	2	2	10	3.42
1	10	2	2	1.38
1	10	2	10	1.83
2	2	10	10	2.08
2	10	10	10	1.81
2	10	10	2	1.86
2	2	10	2	1.52
2	2	2	10	3.48
2	2	2	2	2.40
2	10	2	10	1.87
2	10	2	2	1.44
E	1	1	1	1

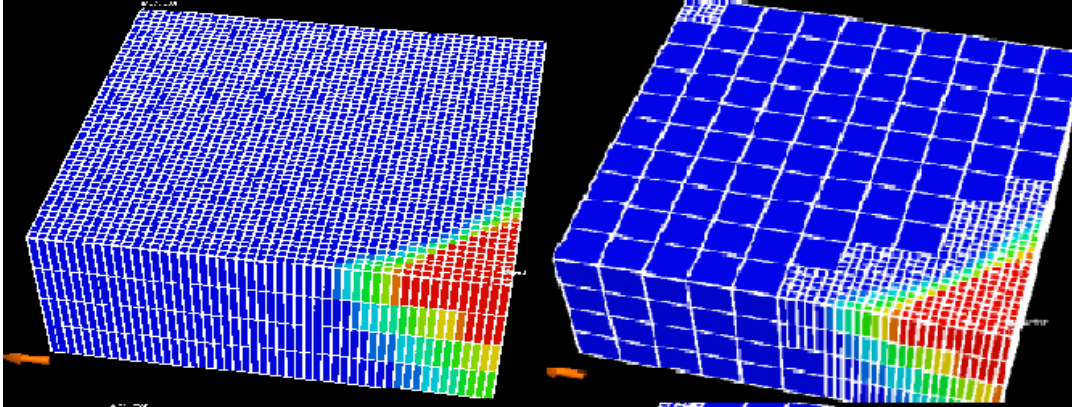
Tabla 19. Speed Up logrado en los experimentos realizados para el caso base alternativo.

Bloque	Ax	Ay	F	Speed Up
1	2	10	10	2.12
1	2	10	2	1.46
1	2	2	10	3.02
1	2	2	2	1.96
1	10	2	2	1.63
1	10	2	10	2.27
1	10	10	2	1.65
1	10	10	10	1.85
2	10	10	10	1.86
2	10	10	2	1.60
2	10	2	2	1.50
2	2	10	2	1.40
2	2	2	2	1.84
2	2	10	10	2.04
2	2	2	10	2.89
2	10	2	10	2.11
E	1	1	1	1

4.1.4 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

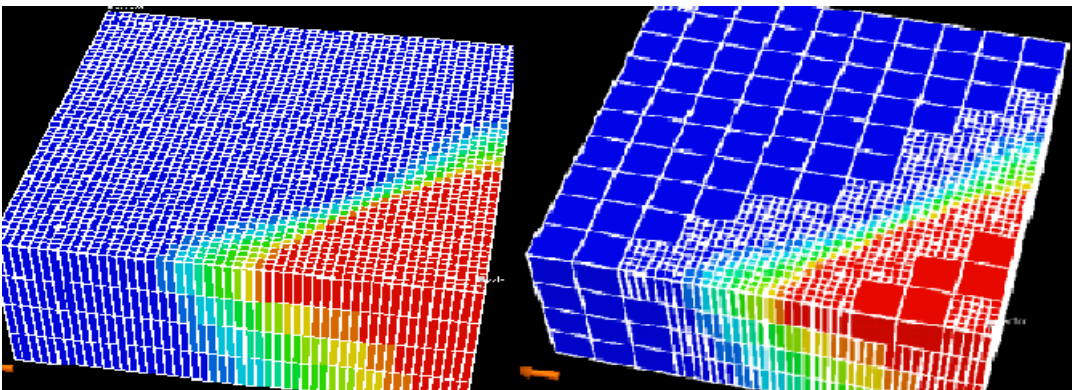
Para efectos de realizar una comparación entre los resultados entregados por la cada una de las pruebas, con los resultados obtenidos a partir del caso realizado con un sistema de enmallado estático, se observó el perfil de avance del fluido inyectado (Figuras 16 y 17), en cada uno de los casos para tener una idea cualitativa de la representación de dicho frente bajo cada uno de los esquemas utilizados ya sean estáticos o dinámicos.

Figura 16. Funcionamiento de los sistemas de enmallado estático (Izquierda) y dinámico (derecha) en el tiempo de simulación (n).



Fuente: CMG Suite 2007, Results 3D

Figura 17. Funcionamiento de los sistemas de enmallado estático (Izquierda) y dinámico (derecha) en el tiempo de simulación (n+1).



Fuente: CMG Suite 2007, Results 3D

Las dos graficas anteriores muestran cualitativamente que el sistema de enmallado dinámico representa el fenómeno objeto de análisis (Inyección continua de vapor), en forma adecuada en comparación al sistema de enmallado estático. En todos los casos se graficó el factor de recobro vs tiempo (Figuras 18 y 19), para tener una idea más clara, de la exactitud de

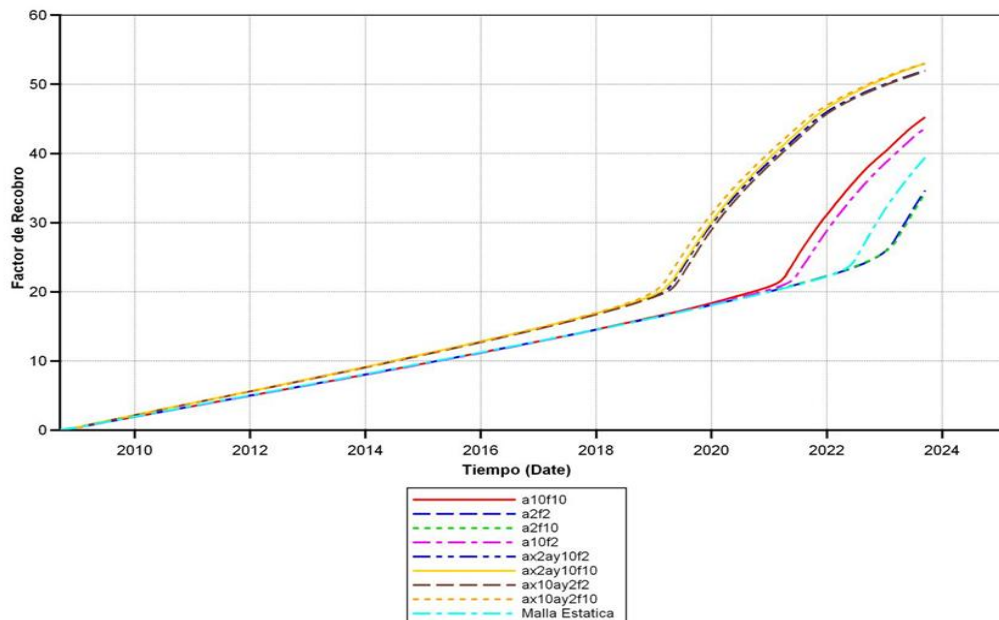
cada uno de los sistemas de enmallado dinámico aplicados, con respecto al esquema de enmallado estático.

La nomenclatura utilizada en la leyenda de los dos gráficos posteriores se muestra en la siguiente tabla de convenciones.

Tabla 20. Tabla de convenciones.

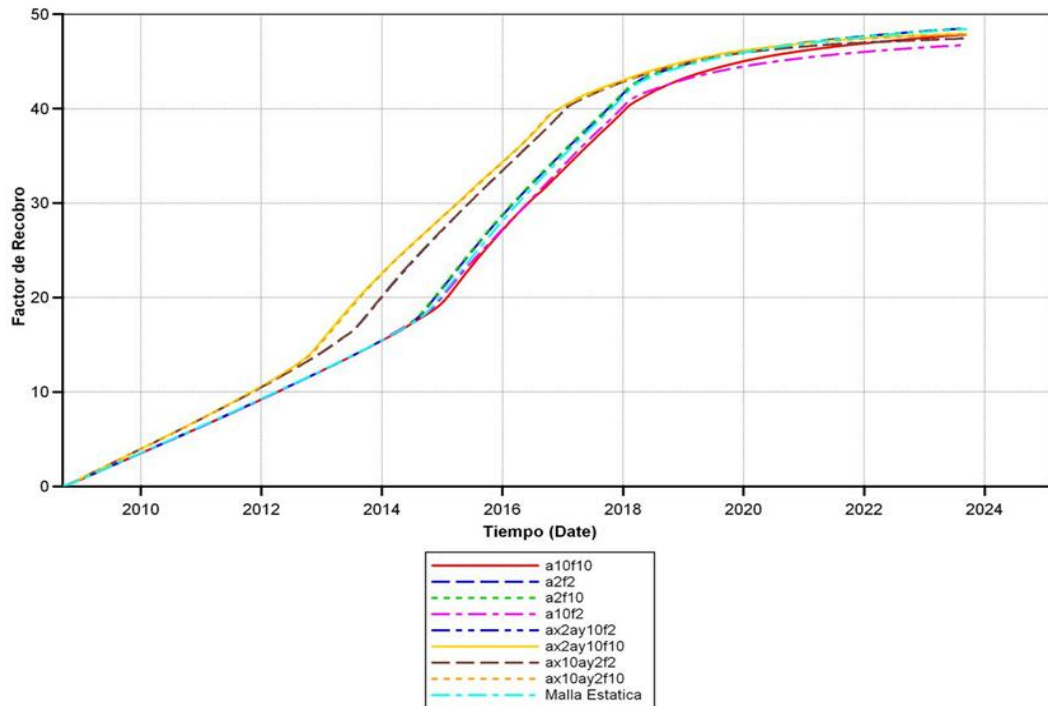
ax10ay10f10	Ax=10, Ay=10 y F=10
ca2f2	Ax=2, Ay=2 y F=2
a2f10	Ax=2, Ay=2 y F=10
a10f2	Ax=10, Ay=10 y F=2
ax2ay10f2	Ax=2, Ay=10 y F=2
ax2ay10f10	Ax=2, Ay=10 y F=10
ax10ay2f2	Ax=10, Ay=2 y F=2
ax10ay2f10	Ax=10, Ay=2 y F=10

Figura 18. Factor de recobro en el tiempo, calculado con diferentes sistemas de enmallado en el modelo base.



Fuente: CMG Suite 2007, Results Graph

Figura 19. Factor de recobro en el tiempo, calculado con diferentes sistemas de enmallado en el modelo base alternativo.



Fuente: CMG Suite 2007, Results Graph

Al revisar estos resultados se puede concluir que:

Los esquemas de enmallado dinámico que utilizan un parámetro de amalgamación en la dirección x, diferente al parámetro de amalgamación en dirección y, son menos exactos al momento de representar el fenómeno que se está llevando a cabo en el yacimiento.

Al comparar los dos parámetros fundamentales en la formulación del sistema de enmallado dinámico, los cuales son el parámetro de amalgamación y la función de adaptación, se puede observar que el factor que tiene mayor efecto en la exactitud de los resultados obtenidos es el parámetro de amalgamación, y que la función de adaptación tiene un impacto mayor en el tiempo de computo requerido por el proceso de simulación.

4.2 METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DE SISTEMAS DE ENMALLADO DINÁMICO EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS SOMETIDOS A UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

A partir de los resultados obtenidos en las etapas anteriores, se realizó una metodología o estrategia para lograr una adecuada aplicación del sistema de enmallado dinámico en la simulación de procesos de Inyección continua de Vapor.

Los pasos a seguir son los siguientes:

1. Considerar las dimensiones del enmallado en los tres ejes coordenados.
2. Calcular el mínimo común divisor, correspondiente al número de celdas en la dirección x y en la dirección y.

Ejemplo Numero de celdas en x = 21

Numero de celdas en y = 33

El mínimo común divisor de 21 y 33 es 3.

3. Utilizar el mínimo común divisor, calculado en el paso anterior, como valor para el parámetro de amalgamación en dirección x y en dirección y.
4. Asignar al parámetro de amalgamación en dirección z, el valor de 1.
5. Asigne a la función de adaptación, un valor de 10°F
6. Realice la corrida de simulación.
7. Guarde los resultados y registre el tiempo de computo
8. Incremente el valor de la función de adaptación en 5°F y realice de nuevo los pasos 6 y 7.

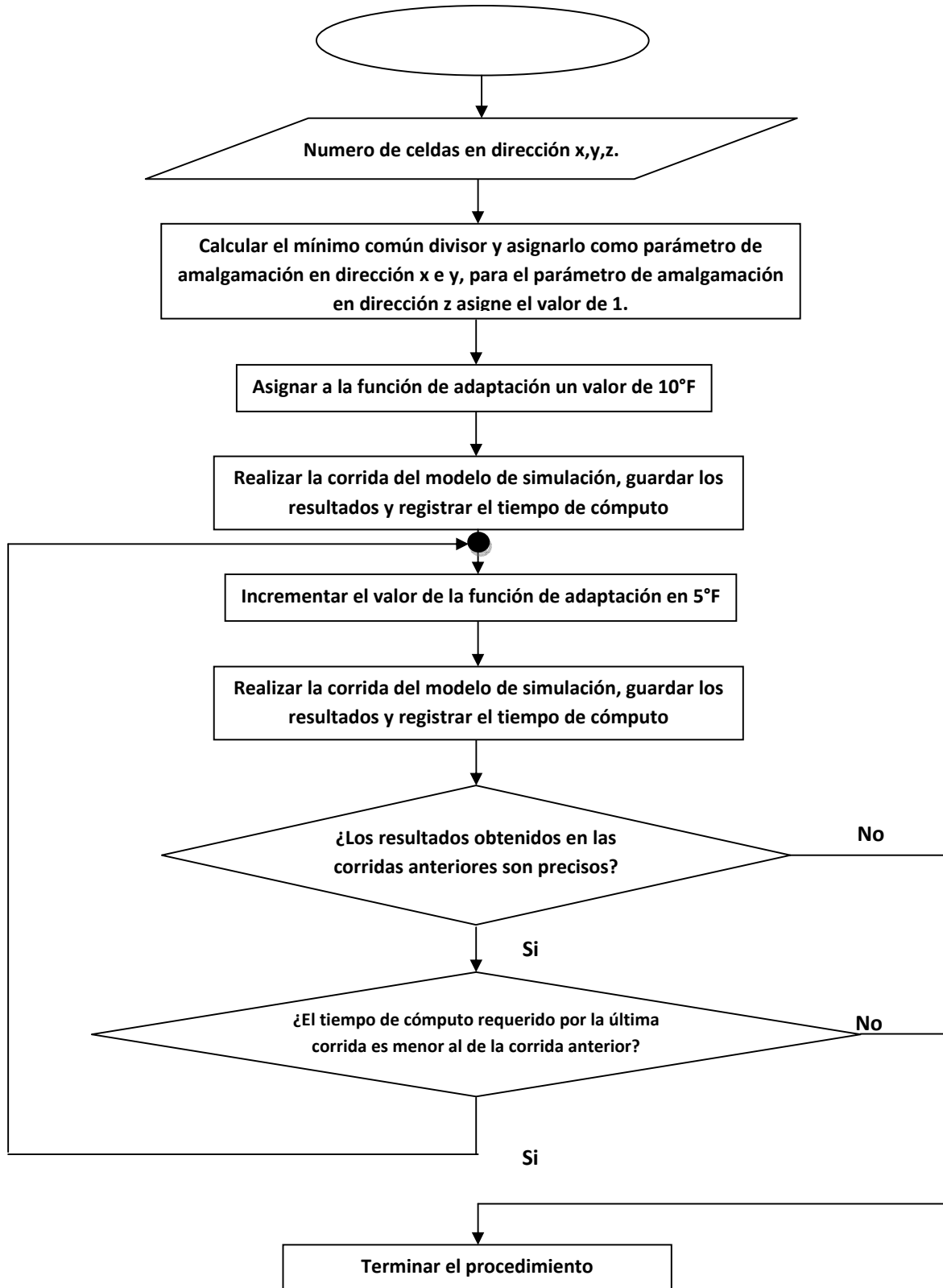
9. Compare los resultados y el tiempo de computo requerido
10. Si los resultados obtenidos son precisos, y el tiempo de cómputo para el caso con el incremento de la función de adaptación disminuye, realice un nuevo incremento de 5°F, y realice de nuevo los pasos 6, 7, 8, 9 y 10.
11. Si los resultados obtenidos son imprecisos, termine el procedimiento.

Cabe resaltar que las regiones donde se encuentran ubicados los pozos o regiones cercanas a fallas, deben mantenerse con un refinamiento fino, pues en estas regiones se presentan grandes variaciones en saturaciones y temperatura.

Para probar la metodología se creó un modelo conceptual más robusto, en el cual se llevaron a cabo los pasos antes mencionados y se evaluó los parámetros computacionales respectivos, con el fin de identificar la eficacia en la aplicación del sistema de enmallado dinámico, en la simulación de un proceso de Inyección continua de vapor.

Para hacer mas claro el proceso de aplicación de enmallado dinámico en simulaciones donde se describa un proceso de inyección continua de vapor se realizo el siguiente diagrama de flujo.

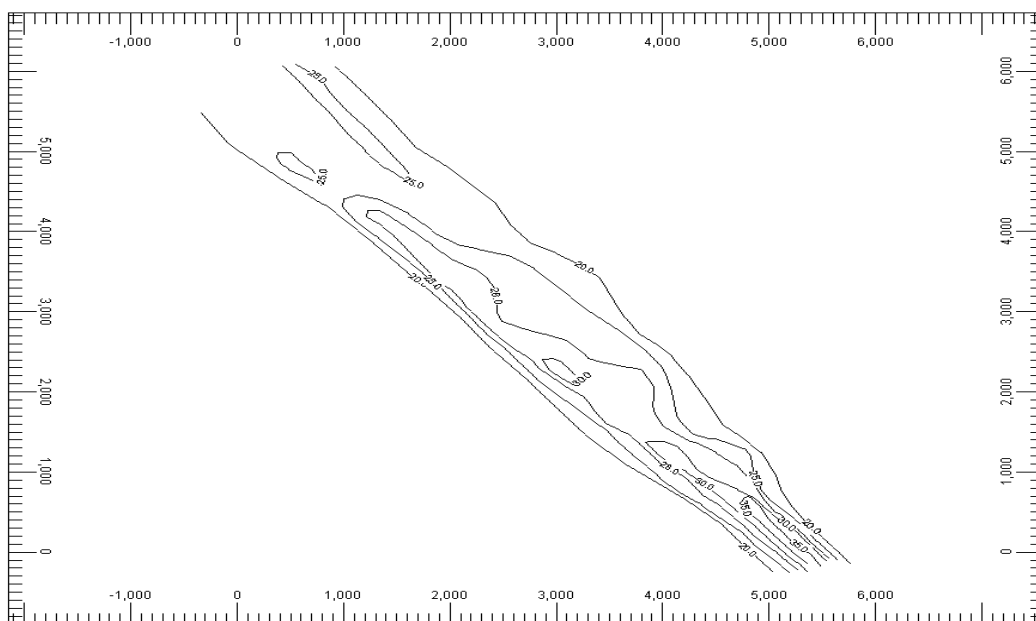
Figura 20. Diagrama de flujo de la metodología



4.3 APLICACIÓN DEL SISTEMA DE ENMALLADO DINÁMICO A UN MODELO SINTÉTICO.

Para la creación del modelo sintético, se tomo como base el siguiente modelo estructural, el cual está definido de acuerdo a las siguientes líneas de contorno.

Figura 21. Curvas de nivel correspondientes a la estructura del campo.



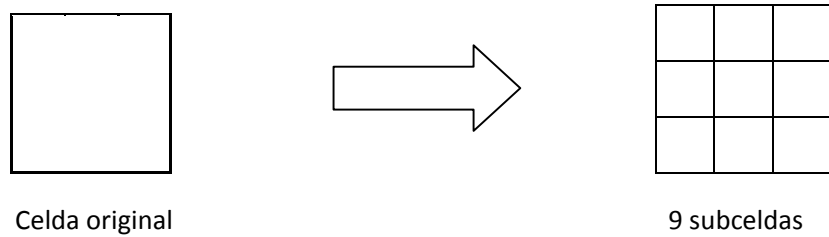
Fuente: www.egpet.net

Se tomo el modelo estructural y se utilizo dos mallas (A y B), para discretizar el dominio físico, construidas de la siguiente forma.

Enmallado A

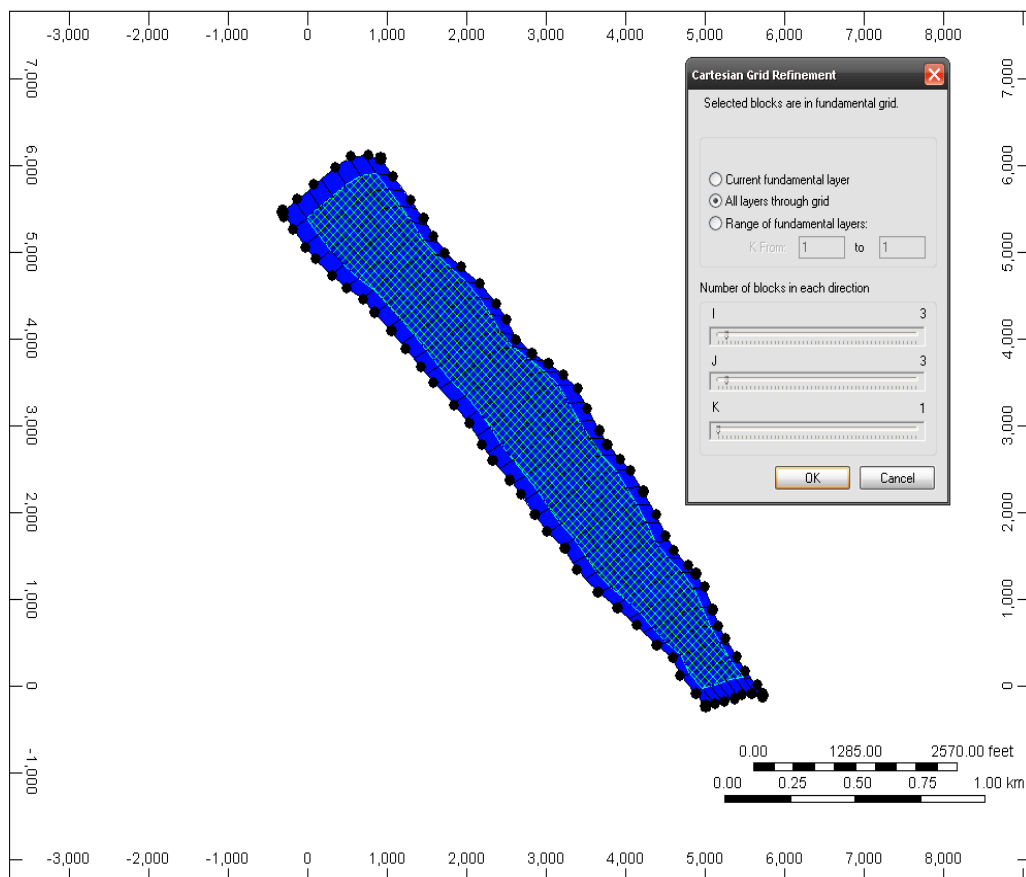
1. El primer nivel consiste de un arreglo de 33 celdas en dirección x, 7 celdas en dirección y y 4 celdas en dirección z. Se realizo un refinamiento local en una relación 1:3, es decir la distancia de una celda en el primer nivel, se dividió en tres secciones iguales en este nivel. (Solo en la direcciones x e y). Es decir cada celda fue dividida en 9 sub celdas (Figura 22).

Figura 22. División de una celda en 9 subceldas.



Se realizó un refinamiento posterior con la misma relación en el área mostrada.

Figura 23. Área del modelo sintético donde se realizó el refinamiento local.



Fuente: CMG Suite 2007, Builder.

Enmallado B

1. Se realizó un enmallado fino de 297 celdas en dirección x, 63 celdas en dirección y e 4 celdas en dirección z.

Se tuvieron en cuenta mapas de isoporosidades, para cada una de las cuatro capas (celdas en dirección z), la permeabilidad se calculo de acuerdo a las siguientes ecuaciones para cada una de las capas.

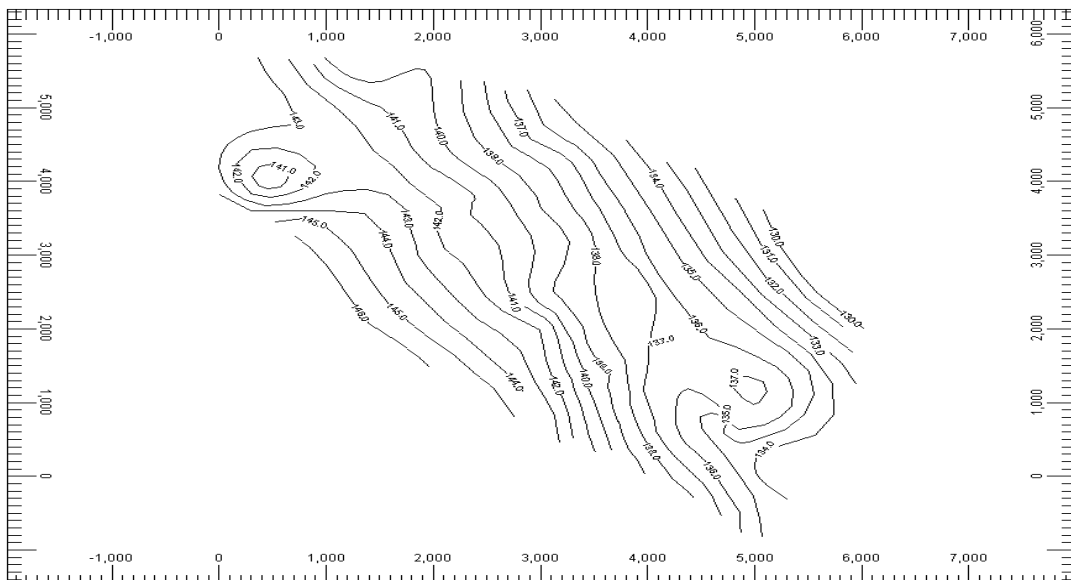
$$k_x = 40 \ln [(100 \phi)] - 35 \quad (4.3)$$

$$k_x = 55 \ln [(100 \phi)] - 52 \quad (4.4)$$

$$k_x = 55 \ln [(100 \phi)] - 100 \quad (4.5)$$

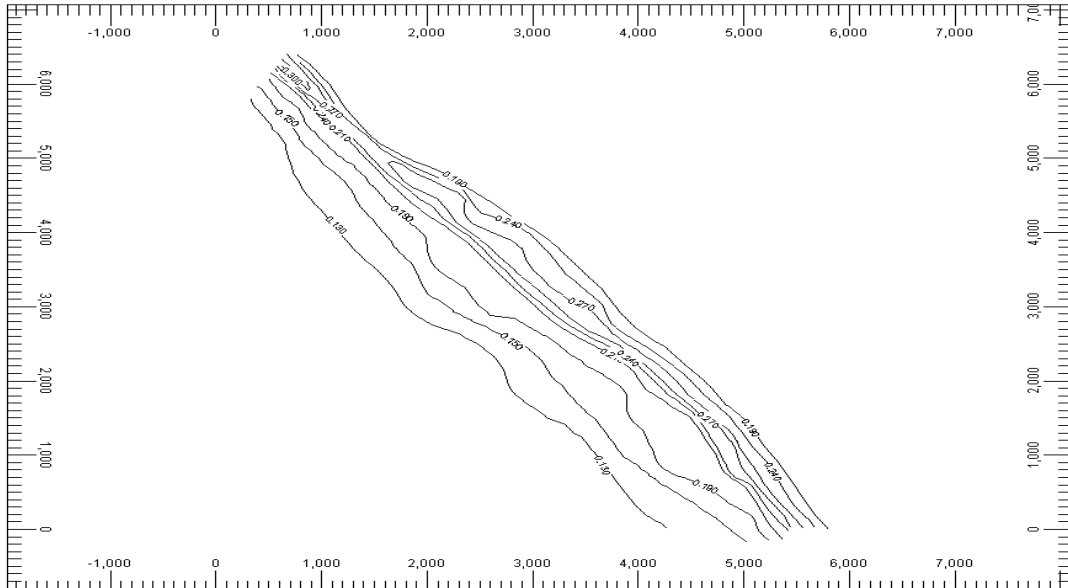
$$k_x = 60 \ln [(100 \phi)] - 100 \quad (4.6)$$

Figura 24. Mapa de topes del modelo sintético.



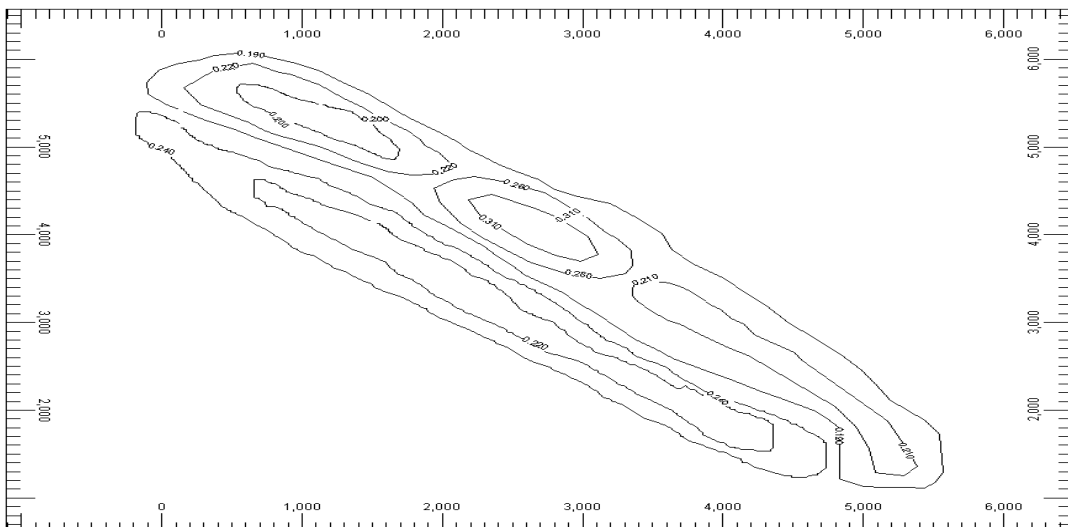
Fuente: www.egpet.net

Figura 25. Mapa de isoporosidades respectivo a la primera capa del modelo sintético.



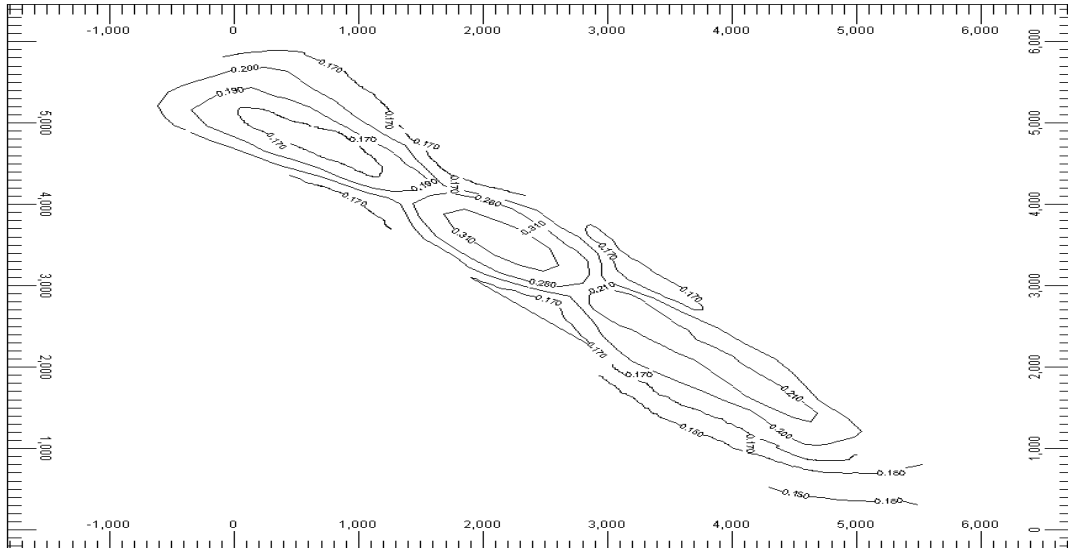
Fuente: www.egpet.net

Figura 26. Mapa de isoporosidades respectivo a la segunda capa del modelo sintético.



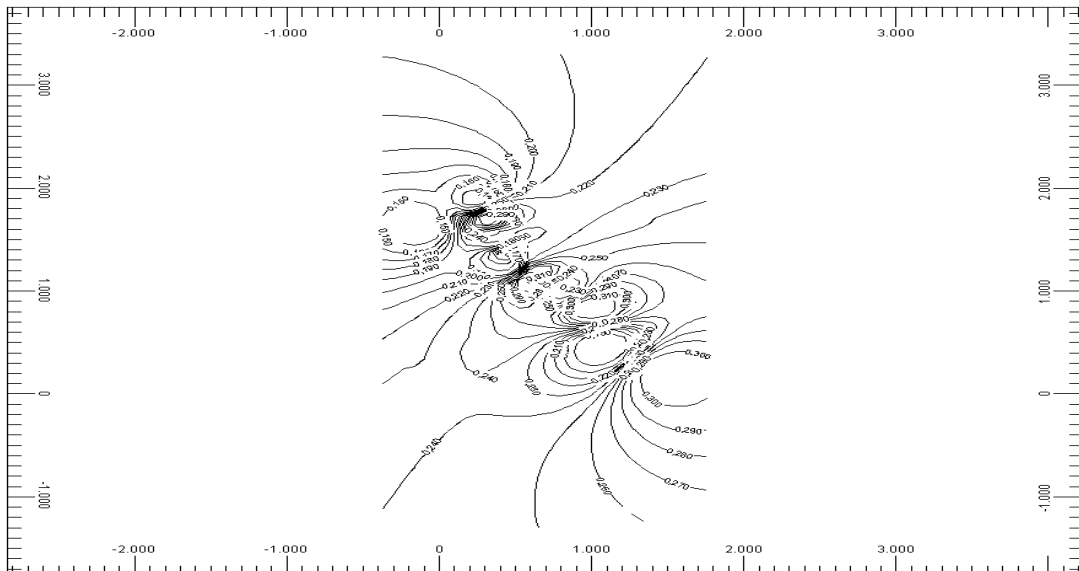
Fuente: www.egpet.net

Figura 27. Mapa de isoporosidades respectivo a la tercera capa del modelo sintético.



Fuente: www.egpet.net

Figura 28. Mapa de isoporosidades respectivo a la cuarta capa del modelo sintético.



Fuente: www.egpet.net

El modelo de fluidos fue extraído del Winprop del CMG, y modificado para que cumpliera con el siguiente screening.

Tabla 21. Screening de propiedades de fluido y yacimiento para la aplicación del proceso de inyección continua de vapor

PROPIEDAD	VALOR
Gravedad °API	13-25
Viscosidad del crudo (cp)	<15000
Profundidad (pies)	<3000
Espesor Neto (pies)	>20
Porosidad (Fracción)	>0.2
Permeabilidad (md)	>5
Presión del Yacimiento (psia)	>250
Temperatura (°F)	<1500

Fuente: Botón, Liliana y Pacheco, Erika. Simulación numérica de la influencia de la inyección cíclica de vapor previa a procesos de inyección continua. Universidad Industrial de Santander, 2007.

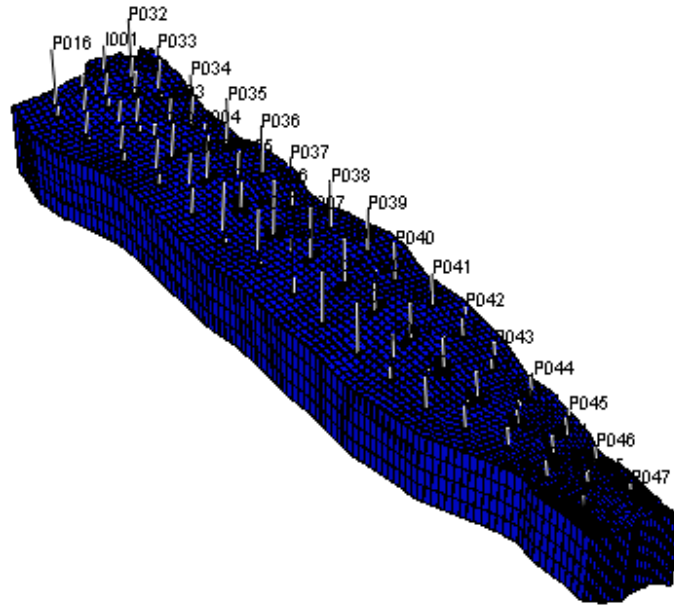
Las propiedades del sistema roca/fluido, fueron calculadas por medio de una correlación incluida en CMG, aquí se presentan los valores utilizados.

Tabla 22. End points y parámetros para las correlaciones de permeabilidad relativa para el modelo sintético.

Swi	0.45
Swmax	0.85
Kro@Swi	0.4
Krw@Swmax	0.2
No	2
Nw	2

Se colocó 47 pozos, entre ellos 32 pozos productores y 15 pozos inyectores**.

Figura 29. Modelo Sintético en vista 3D.



Fuente: CMG Suite 2007.10, Results 3D.

Se procedió a realizar las corridas de simulación, utilizando el enmallado B (esquema estático), el enmallado A (Enmallado con refinamiento local) y enmallado B (esquema dinámico).

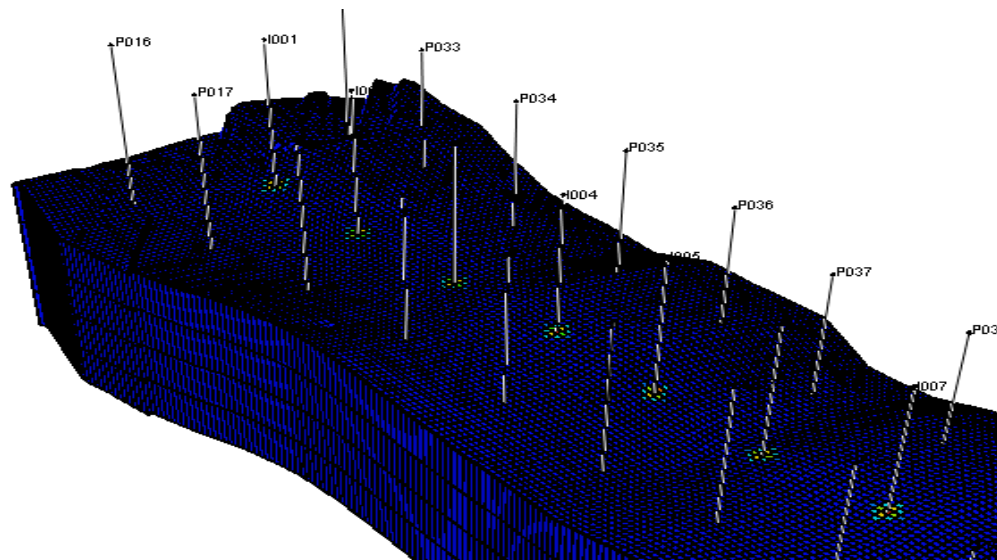
- Para la selección de los parámetros referentes al enmallado dinámico, se utilizó las conclusiones obtenidas a partir de los resultados alcanzados para el caso base y el caso base alternativo.

** El esquema de los pozos es mostrado en el anexo A.

- Los parámetros de amalgamación en dirección x y en dirección deben tener el mismo valor.
- Se utilizó el mínimo valor posible, pero que sea múltiplo del número de celdas en dirección x (297) y en dirección y (63). El valor que cumple estas condiciones es el número 3.
- El valor de la función de adaptación es de 10°F , dado que para valores menores se obtienen los mismos resultados respecto al factor de recobro en el tiempo pero emplean menor tiempo de cómputo.

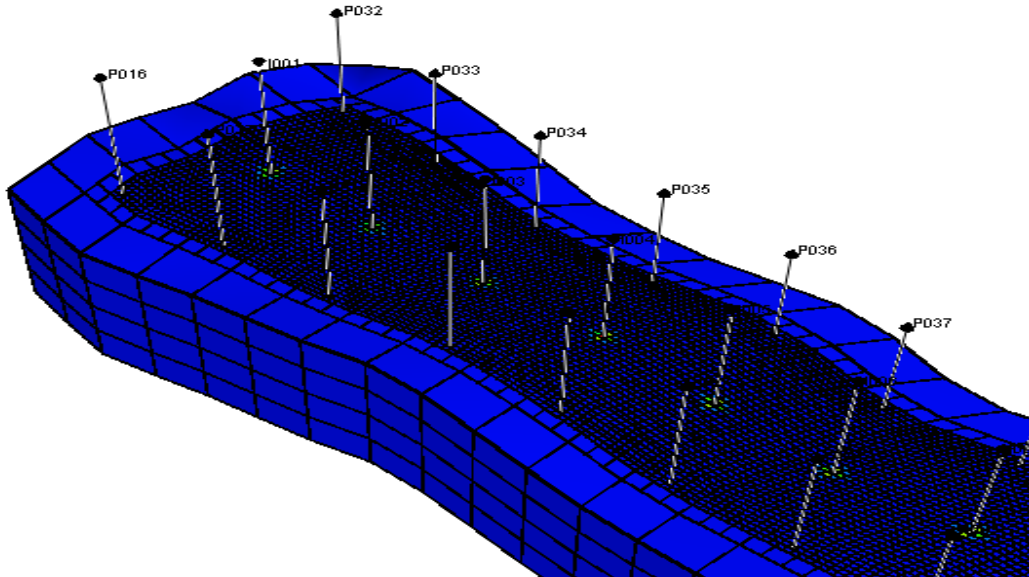
Al terminar las corridas de simulación por medio de los tres enmallados se registró los tiempos de cómputo empleados por cada uno de los casos en la tabla 23 y se observaron los perfiles de inyección para cada uno de los enmallados, además se realizó la grafica del factor de recobro a través del tiempo para corroborar la exactitud de los resultados.

Figura 30. Comportamiento del modelo sintético utilizando enmallado estático en un tiempo de simulación temprano.



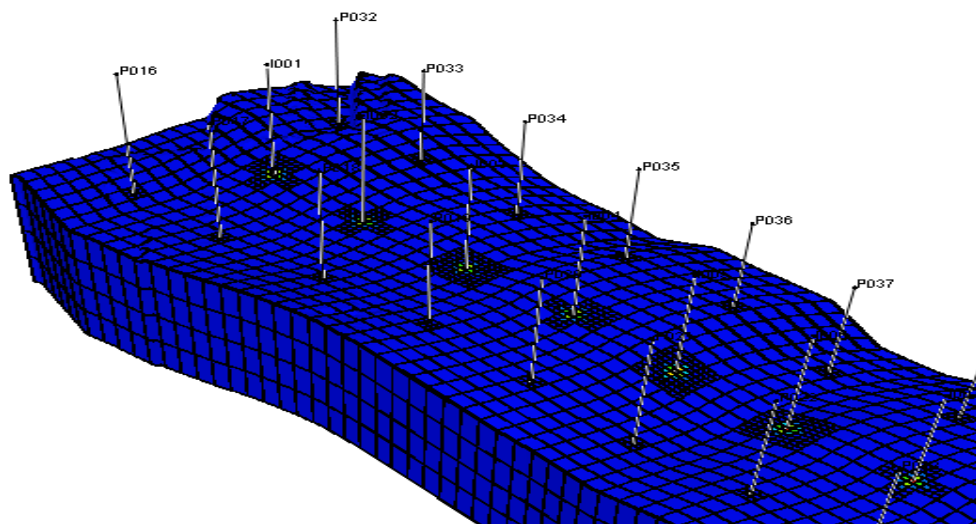
Fuente: CMG Suite 2007.10, Results 3D.

Figura 31. Comportamiento del modelo sintético utilizando enmallado estático con refinamiento local en un tiempo de simulación temprano.



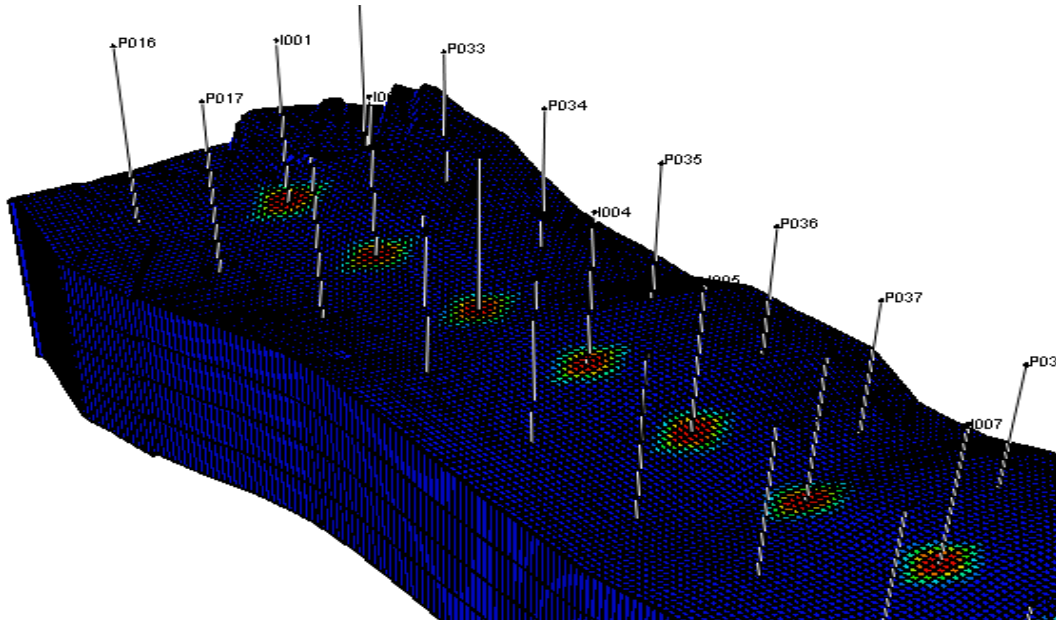
Fuente: CMG Suite 2007.10, Results 3D.

Figura 32. Comportamiento del modelo sintético utilizando enmallado dinámico en un tiempo de simulación temprano.



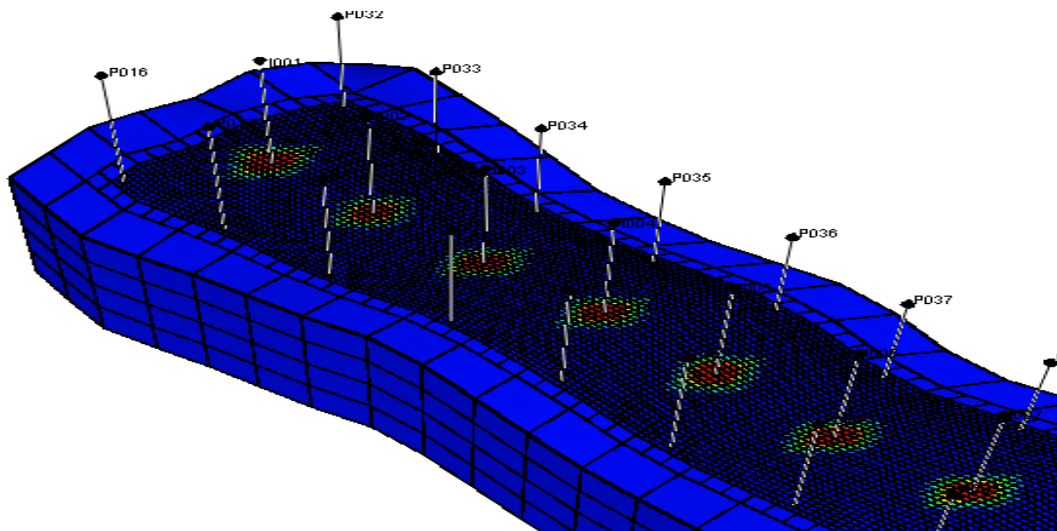
Fuente: CMG Suite 2007.10, Results 3D.

Figura 33. Comportamiento del modelo sintético utilizando enmallado estático con refinamiento local en un tiempo de simulación intermedio.



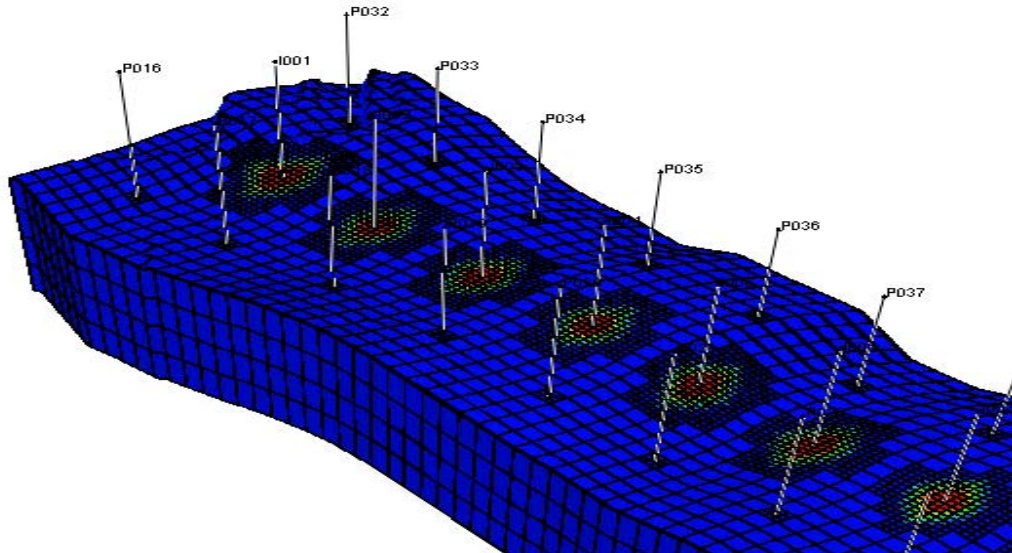
Fuente: CMG Suite 2007.10, Results 3D.

Figura 34. Comportamiento del modelo sintético utilizando enmallado estático con refinamiento local en un tiempo de simulación intermedio.



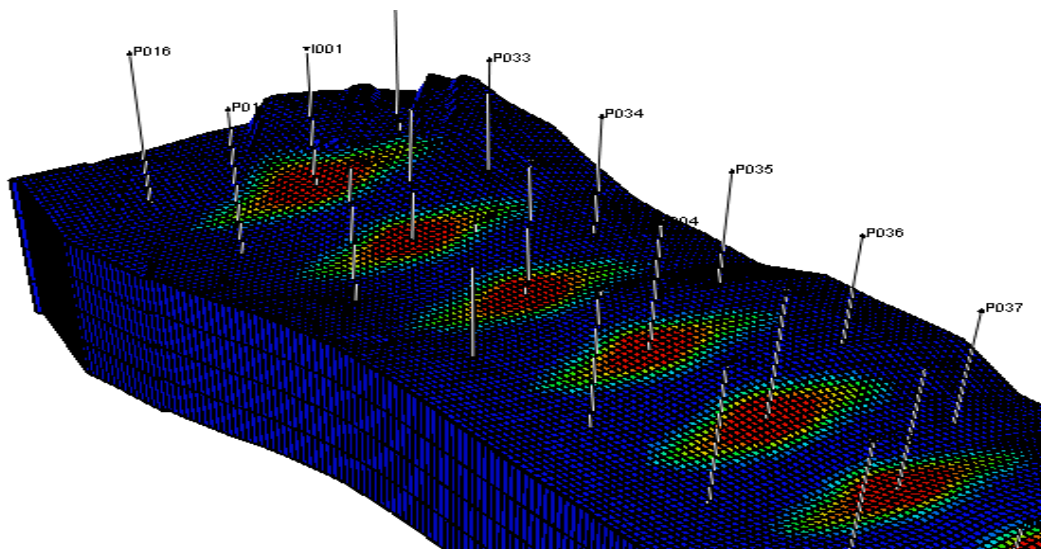
Fuente: CMG Suite 2007.10, Results 3D.

Figura 35. Comportamiento del modelo sintético utilizando enmallado dinámico en un tiempo de simulación intermedio.



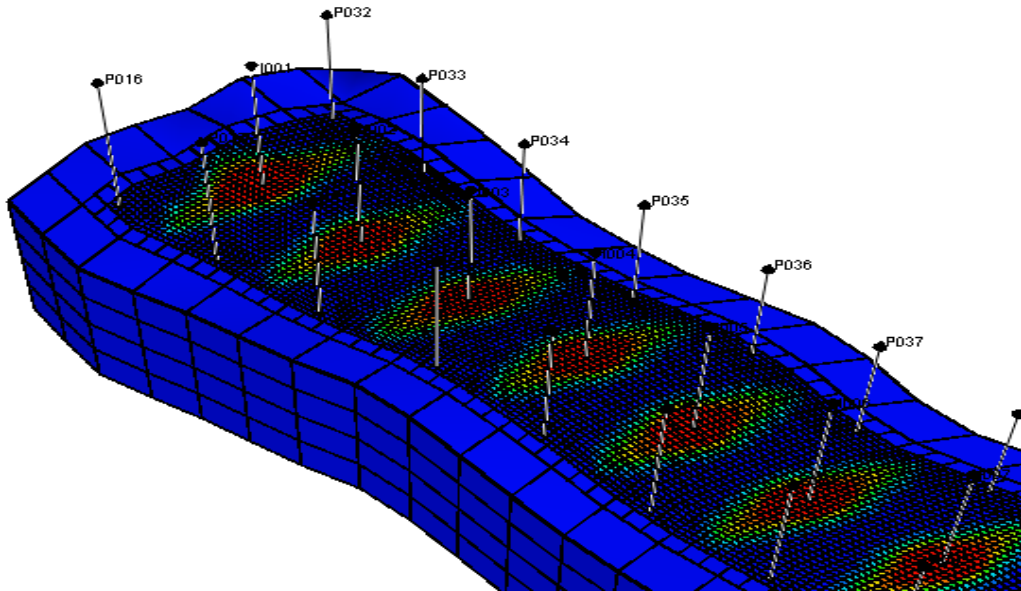
Fuente: CMG Suite 2007.10, Results 3D.

Figura 36. Comportamiento del modelo sintético utilizando enmallado estático en un tiempo de simulación tardío.



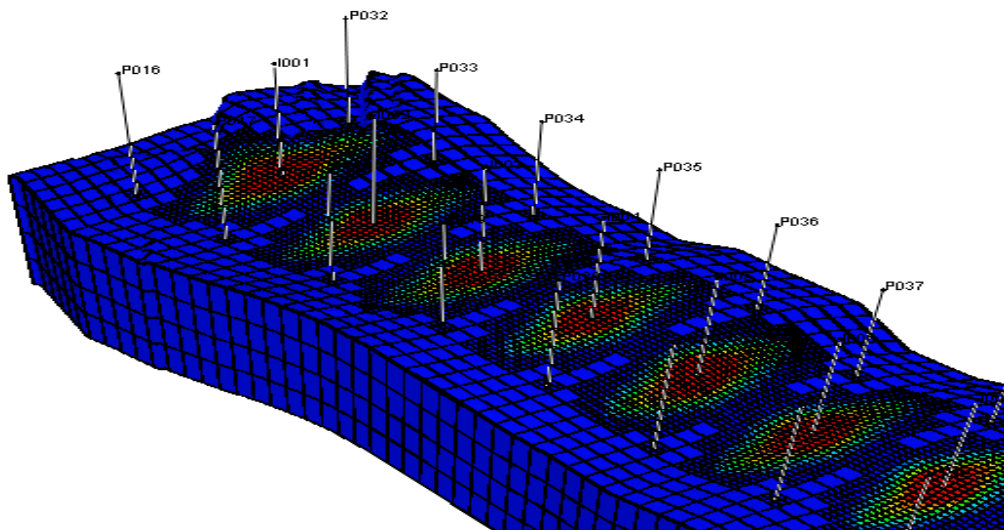
Fuente: CMG Suite 2007.10, Results 3D.

Figura 37. Comportamiento del modelo sintético utilizando enmallado estático con refinamiento local en un tiempo de simulación tardío.



Fuente: CMG Suite 2007.10, Results 3D.

Figura 38. Comportamiento del modelo sintético utilizando enmallado dinámico en un tiempo de simulación tardío.



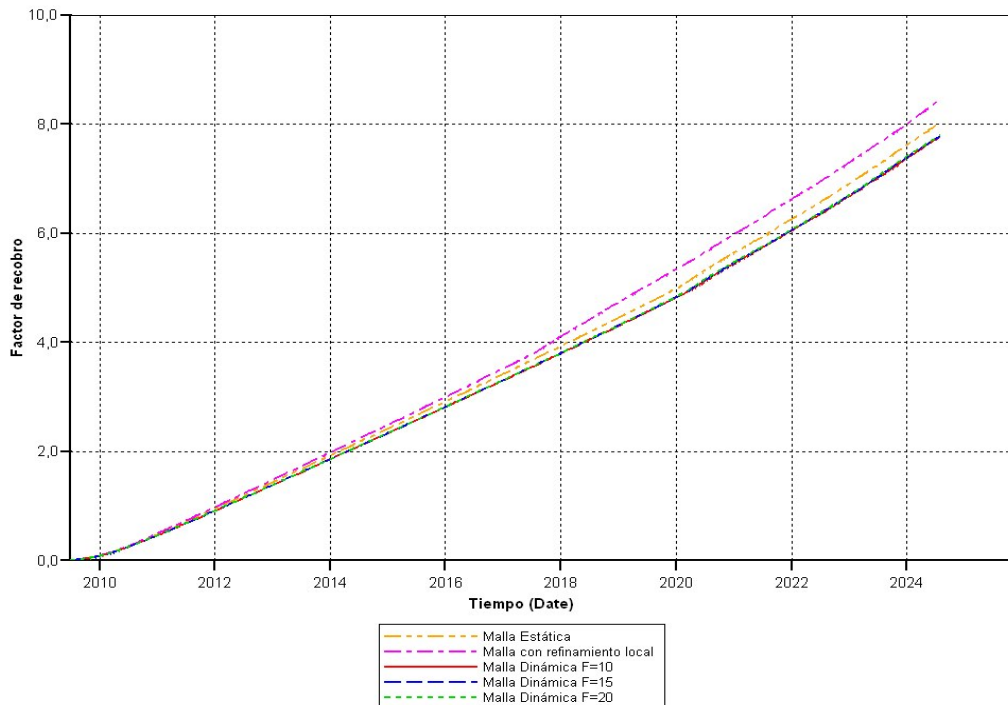
Fuente: CMG Suite 2007.10, Results 3D.

Tabla 23. Speed up y Mem.Var alcanzados por los diferentes sistemas de enmallado en la corrida de simulación del modelo sintético.

Tipo de malla	Speed Up	$\Delta FR(\%)$	MEM.VAR
Malla Estática	1.00	0.00	1.00
LGR	1.39	0.43	0.65
Malla Dinámica F=10°F	1.63	0.26	1.18
Malla Dinámica F=15°F	1.70	0.24	1.12
Malla Dinámica F=20°F	2.61	0.22	1.11

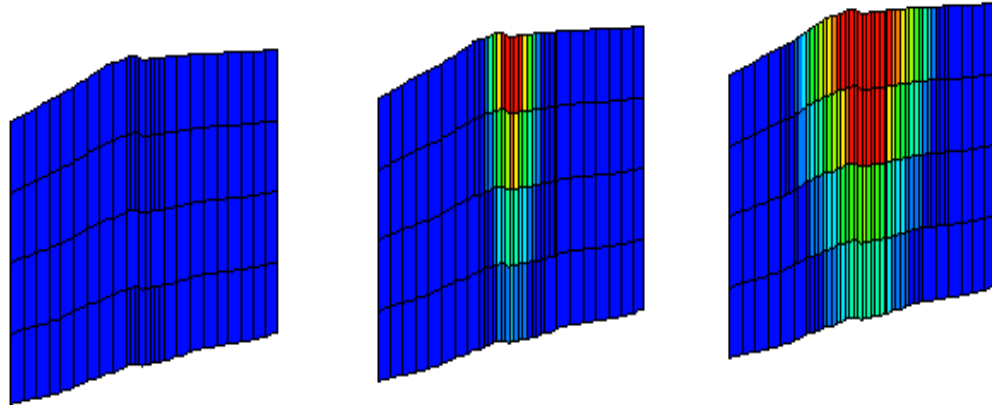
$$\Delta FR(\%) = \max \left\{ \left(\frac{FR_{estatico} - FR_{dinamico}}{FR_{estatico}} \right) * 100 \right\}$$

Figura 39. Factor de recobro para los diferentes tipos de enmallado a través del tiempo en el modelo sintético.



Fuente: CMG Suite 2007, Results Graph

Figura 40. Comportamiento del modelo sintético utilizando enmallado dinámico a través del tiempo en vista transversal.



Fuente: CMG Suite 2007.10, Results 3D.

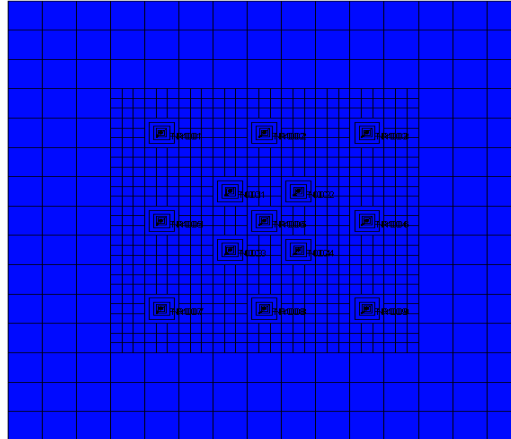
4.4 APLICACIÓN DEL SISTEMA DE ENMALLADO DINÁMICO A UN MODELO PUBLICADO EN LA LITERATURA.

Se implementó el sistema de enmallado dinámico en un modelo encontrado en la literatura, específicamente en la tesis titulada SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA INFLUENCIA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR PREVIA A PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Este modelo utiliza una malla híbrida¹³ (Figura 41), razón por la cual no se pudo implementar el sistema de enmallado dinámico directamente, pues dicho sistema no tiene un buen desempeño en malla de ese estilo. Para la implementación de la malla dinámica fue necesario definir una nueva malla, para esto se tomó como referencia la malla cartesiana más fina presente en el modelo y se aplicó a todo el dominio del mismo (Figura 42).

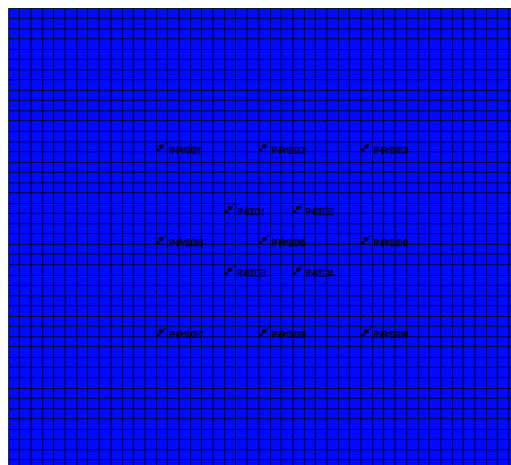
¹³ Santafé, Elkin, Sierra Luis, Ortiz, Olga P. y Piedrahita, Carlos. *Estudio Comparativo de las técnicas de enmallado estáticas empleadas en simulación numérica de yacimientos*. 2004

Figura 41. Malla Híbrida



Fuente: Botón, Liliana y Pacheco, Erika. Simulación numérica de la influencia de la inyección cíclica de vapor previa a procesos de inyección continua. Universidad Industrial de Santander, 2007. Grupo de Investigación Recobro Mejorado.

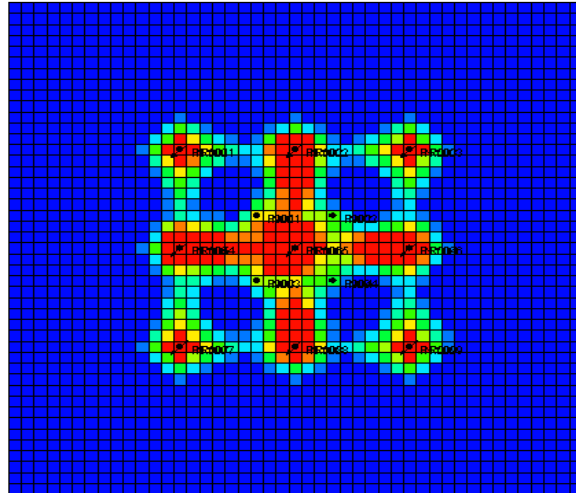
Figura 42. Malla modificada.



Fuente: CMG Suite 2007, Builder.

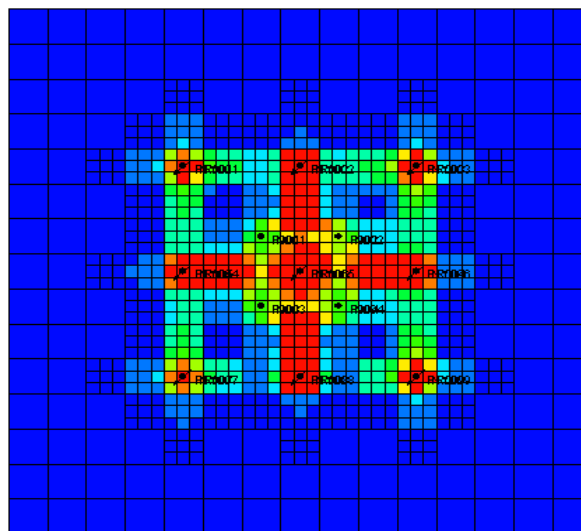
Se aplicó el sistema de enmallado dinámico sobre la malla modificada utilizando la metodología propuesta y se obtuvieron los siguientes resultados (Tabla 24) y perfiles de inyección.

Figura 43. Comportamiento del modelo publicado utilizando enmallado estático en un tiempo de simulación tardío.



Fuente: CMG Suite 2007.10, Results 3D.

Figura 44. Comportamiento del modelo sintético utilizando enmallado dinámico en un tiempo de simulación tardío.



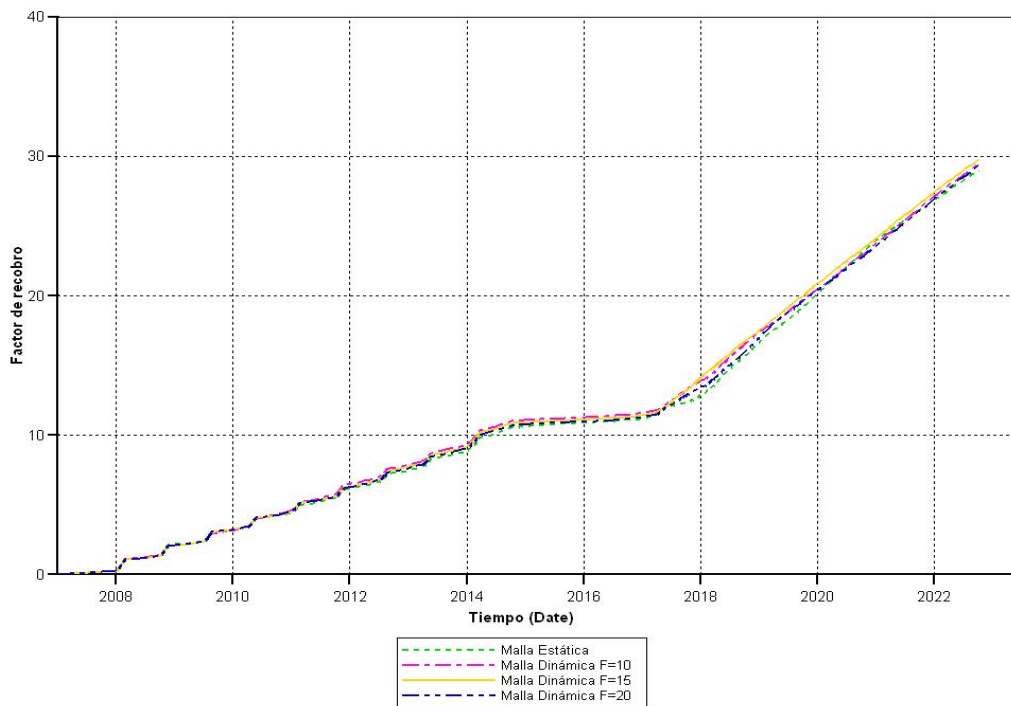
Fuente: CMG Suite 2007.10, Results 3D.

Tabla 24. Speed up y Mem.Var alcanzados por los diferentes sistemas de enmallado en la corrida de simulación del modelo publicado en la literatura.

Tipo de malla	Speed Up	$\Delta FR(\%)$	MEM.VAR
Malla Estática	1.00	0.00	1.00
Malla Dinámica F=10°F	2.50	0.98	1.13
Malla Dinámica F=15°F	2.66	1.35	1.14
Malla Dinámica F=20°F	2.79	0.38	1.14

Para revisar la exactitud de los resultados obtenidos en cada uno de los casos se realizó la grafica del factor de recobro a través del tiempo y se obtuvo lo siguiente.

Figura 45. Factor de recobro en el tiempo para los diferentes sistemas de enmallado en el modelo publicado en la literatura.



Fuente: CMG Suite 2007, Results Graph

A partir de los resultados expuestos anteriormente, se observó que la malla dinámica con función de adaptación de 20°F, es la mejor al momento de representar los resultados obtenidos a partir de la malla estática, pues es la que presenta menores diferencias en cuanto al factor de recobro se refiere, además posee el valor de Speed Up más alto (aprox. 3), lo que indica que al utilizar dicho sistema de enmallado el tiempo de simulación es alrededor de tres veces menor que el requerido por el sistema de enmallado convencional o estático.

CONCLUSIONES

Se pudo determinar que el sistema de enmallado dinámico es una alternativa de modelamiento que reduce drásticamente los tiempos de computo de los modelos aplicados a procesos de inyección continua de vapor sin perder definición ni alterar en forma significativa el comportamiento del factor de recobro. Esto posibilita que, al probar diferentes configuraciones y de esta manera realizar diferentes sensibilidades en búsqueda de mejorar la eficiencia de recobro en el campo al cual sea aplicado dicho proceso.

El sistema de enmallado dinámico se debe implementar en forma adecuada, pues una selección errónea de los parámetros inherentes a la formulación de dicho sistema (parámetro de amalgamación y función de adaptación), puede generar errores en los cálculos internos del simulador y por lo tanto conducir a una mala evaluación de la eficiencia del método de recobro utilizado.

Como resultado de las pruebas realizadas sobre los casos modelados se concluyó que, el sistema de enmallado dinámico sólo debe ser utilizado sobre enmallados cartesianos o CPG (Corner Point Geometry), pues cuando es aplicado sobre mallas con refinamiento local o mallas híbridas no ofrece un buen desempeño.

Se logró desarrollar una metodología que permitió la valorar la aplicación de sistemas de enmallado dinámico sobre los modelos de inyección continua de vapor a través de diseño de experimentos. Esto evidencia la importancia de aplicar técnicas estadísticas al diseño de experimentos computacionales ya que logran definir un trazado metodológico permitiendo controlar de una manera más segura los análisis de sensibilidad propuestos.

La metodología de aplicación de sistemas de enmallado dinámico para la descripción de procesos de inyección continua de vapor en simulación numérica de yacimientos planteada en este trabajo, entregó resultados satisfactorios en los diferentes escenarios planteados y se constituye como una herramienta importante para el desarrollo de posteriores trabajos donde se encuentre involucrado el modelamiento y simulación de procesos de inyección continua de vapor.

En cuanto a la memoria en disco requerida por el proceso de simulación, se observó que es mayor para el sistema de enmallado dinámico en comparación con el sistema de enmallado estático convencional.

RECOMENDACIONES

Implementar la metodología de diseño de experimentos al momento de realizar sensibilidades en modelos de simulación que sean objeto de análisis.

Realizar estudios similares en los que se involucren otros procesos de recobro donde se presenten frentes de desplazamiento tales como Inyección de agua y Combustión in situ.

BIBLIOGRAFÍA

1. J. R. Christensen, Darce; B. Déchelette, P. H. Sammon, *Applications of dynamic gridding to thermal simulations* SPE, TOTAL E&P UK PLC; G.TOTAL H. Ma; Computer Modelling Group, Ltd. 2004.
2. Peter H. Sammon, *Dynamic Grid Refinement and Amalgamation for Compositional Simulation*, SPE, Computer Modelling Group, Ltd. 2003.
3. Osorio, Gildardo. *Apuntes sobre simulación numérica de yacimientos*, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín.
4. Fanchi, John R. *Principles of applied reservoir simulation*. Houston: Gulf, 1997.
5. Berrio, Ronald y Santos Marlon. *Estudio de Mallas Dinámicas empleadas en la Simulación de Yacimientos de Hidrocarburos*. Universidad Industrial de Santander. 2007.
6. www.cmgl.ca
7. S. M. ALI, F.: "Practical Heavy Oil Recovery". Chapter 7. Steamflooding. 2006. p 7.1
8. BOBERG, Thomas. "Métodos de recobro térmico" 1988.
9. M. ALI, F.: "Practical Heavy Oil Recovery". Chapter 7. Steamflooding. 2006.

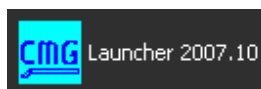
10. GONZALO G. L.: *“Recuperación Mejorada de Hidrocarburos: Inyección Cíclica y Continua de Vapor”*. Capítulo 1. Noviembre de 1989. p 5.
11. Montgomery D. C. (2001). *Design and analysis of experiments*. 5th edition. John Wiley & Sons.
12. López L. A. (2000). *Diseño de experimentos*. Universidad Nacional de Colombia.
13. Santafé, Elkin, Sierra Luis, Ortiz, Olga P. y Piedrahita, Carlos. *Estudio Comparativo de las técnicas de enmallado estáticas empleadas en simulación numérica de yacimientos*. 2004

**ANEXO A: Tutorial para la implementación de un sistema de
enmallado Dinámico (Dynagrid) a un modelo sintético
CMG SUITE 2007.10, STARS**

A.1 INICIO DE PLATAFORMA DE LANZAMIENTO (Technologies Launcher)

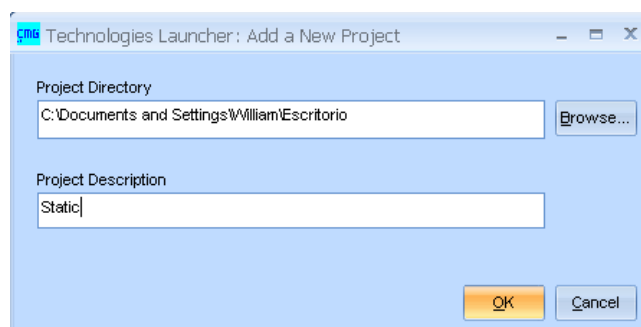
Haga **doble clic** en el Icono de CMG para acceder al “**Technologies Launcher**”*

Figura A.1 Icono para ingresar al Technologies launcher del CMG.



- En el menú principal seleccione **Projects** y **Add Project**
- Ubique el directorio en el que esta guardada la información.
- Déle un nombre al proyecto, por ejemplo “**Static**”
- Haga clic en **OK** para volver al Technologies **Launcher**.

Figura A.2 Pantalla de creación del proyecto.



El **Launcher** debe estar en el directorio de trabajo seleccionado en este momento.

* Las imágenes mostradas a lo largo de este anexo fueron tomadas de CMG Suite 2007, Builder.



Abra Builder (haga doble clic en el icono **Builder 2007.11**)

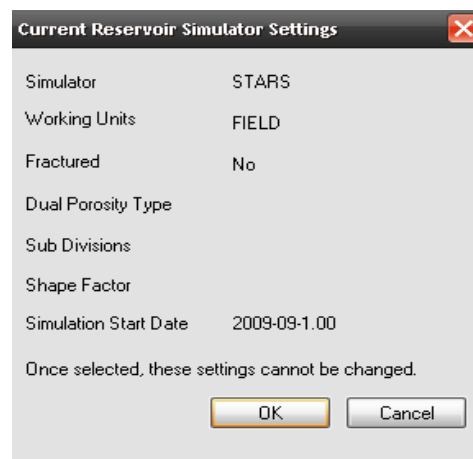
Seleccione:

- **STARS**
- Unidades de campo “**Field Units**”
- **Single Porosity**
- Fecha de inicio de la simulación: **Actual**

Acepte el comentario acerca de las opciones utilizadas.

En este momento debe aparecer la ventana de entrada de datos de Builder.

Figura A.3 Ventana de entrada de datos de Builder.



- De click en OK

A.2 SECCION DE ENTRADA Y SALIDA DE DATOS.

- Haga clic en el **I/O Control (input/output)**, asigne títulos al trabajo que se esta creando en “**Titles And Case ID**”. Vaya a “**Simulation**”

Results Output”, luego a **Items in Simulation Results File**” ahora vaya a **Select**, y active la variable **“viscosity (viso)”**. Haga clic en **OK** dos veces. Esto le permitirá observar las variables seleccionadas como salida en el Grid.

Figura A.4 Ventana de seleccion de datos de salida.

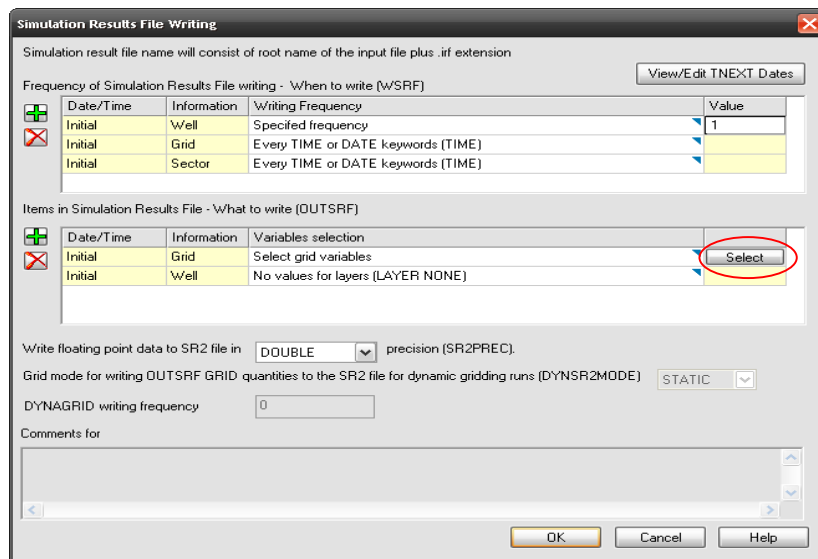
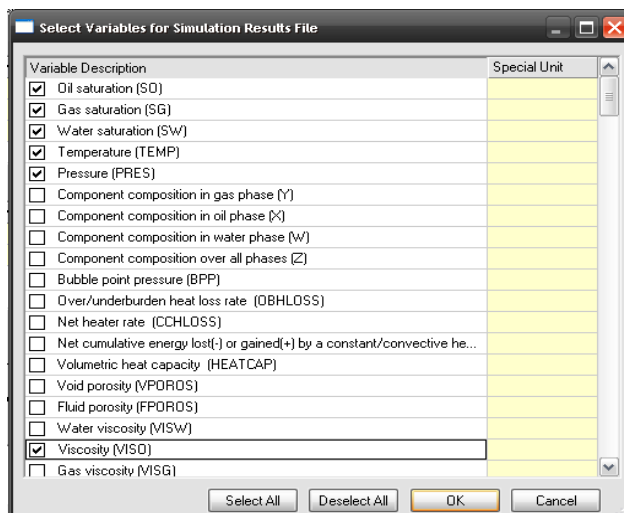


Figura A.5 Ventana de seleccion de variables de grid de salida.



A.3 SECCION DE YACIMIENTO


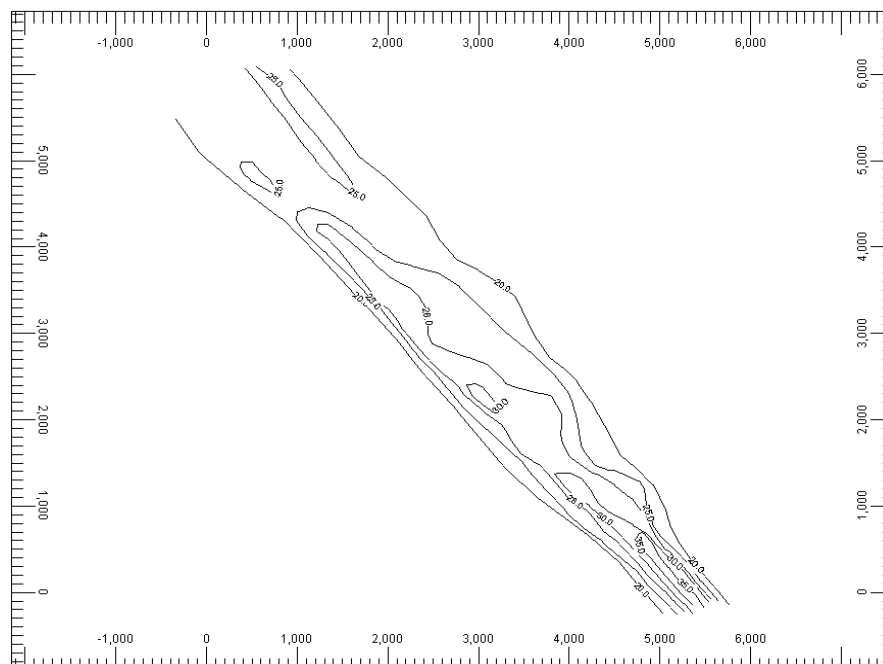
- Haga clic en **File** (parte superior izquierda del Menú)
- Haga clic en **Open Map File**.
- Seleccione el Tipo de Mapa - **Windig format** y **m** para las unidades de las coordenadas **x/y**. Haga clic en el icono , para buscar el mapa. Seleccione **Netpay10.dig**. Haga clic en **OK**.
- Maximice las ventanas, adicionalmente haga clic con el botón derecho, seleccione **Properties** vaya a **Map Scale**, y retire la marca en **Show Map Scale**, esto con el fin de tener una mejor visibilidad del mapa en la pantalla.

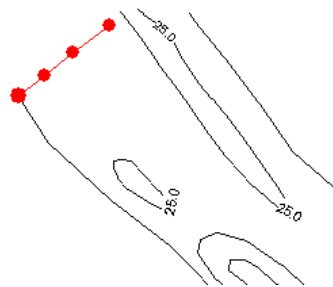
Figura A.6 Líneas de contorno de la estructura del campo.



- Haga clic en “**Reservoir / Create grid**” y seleccione “**Non-Orthogonal Corner Point**”, y siga la guía.

- Haga clic en “**Next**” para crear cuatro líneas de límite principales (**Norte, Este, Sur, Oeste**). Las líneas son creadas de acuerdo a los puntos guía que se generen oprimiendo click sobre el mapa.

Figura A.7 Creación de enmallado corner point sobre las líneas de contorno de la estructura.



- Haga clic en “**Next Line**” cada vez que termine una de las líneas. Finalmente haga clic en **Next** 2 veces para ir al siguiente paso, ya que para este ejemplo no se adicionarán líneas internas de control.

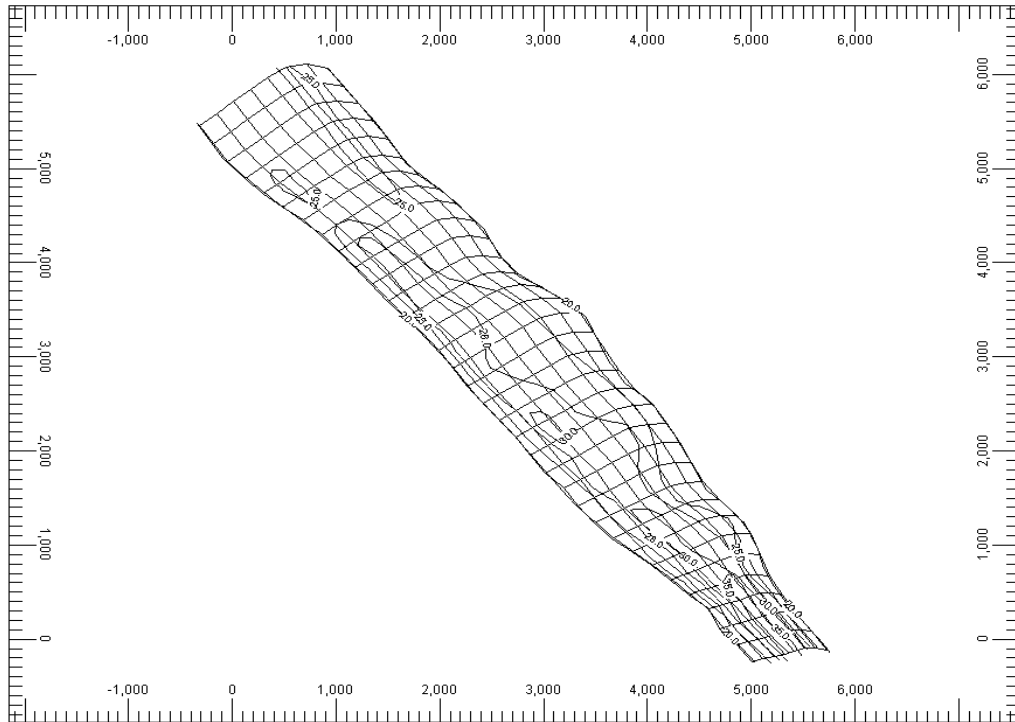
A.3.1 CASOS DE ENMALLADO

A.3.1.1 ENMALLADO A (Enmallado con refinamiento local)

- Seleccione el número de bloques en cada dirección, **7 para la dirección I (primera sección que se muestra en rojo)**, haga clic en “**Next Section**”, asigne **33 bloques en la dirección J**, haga clic en “**Next**”, y seleccione **K-layers = 4**.
- Haga clic en **Next** y luego **Finish** para finalizar esta etapa.

Observará la siguiente imagen:

Figura A.8 Primer nivel de enmallado corner point.




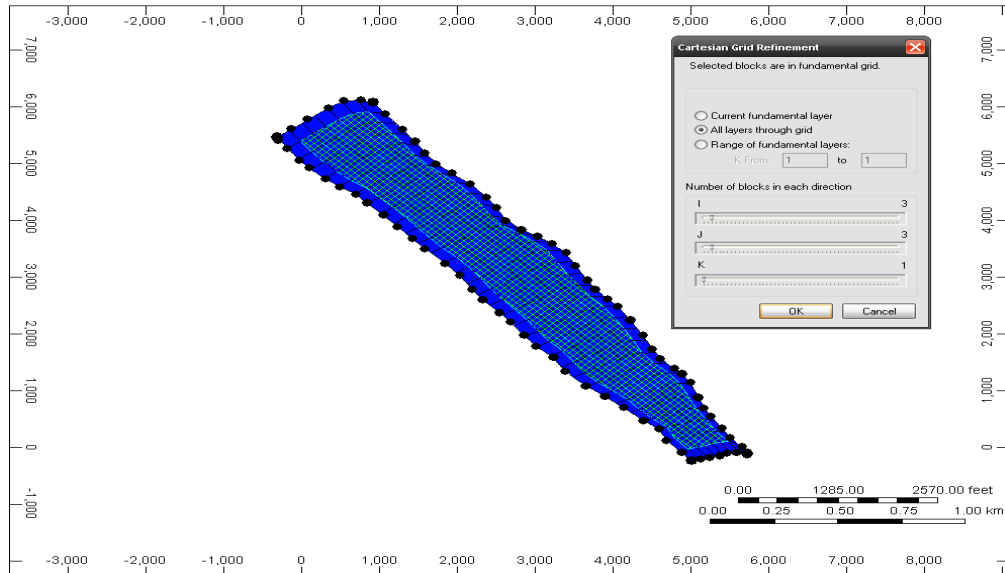
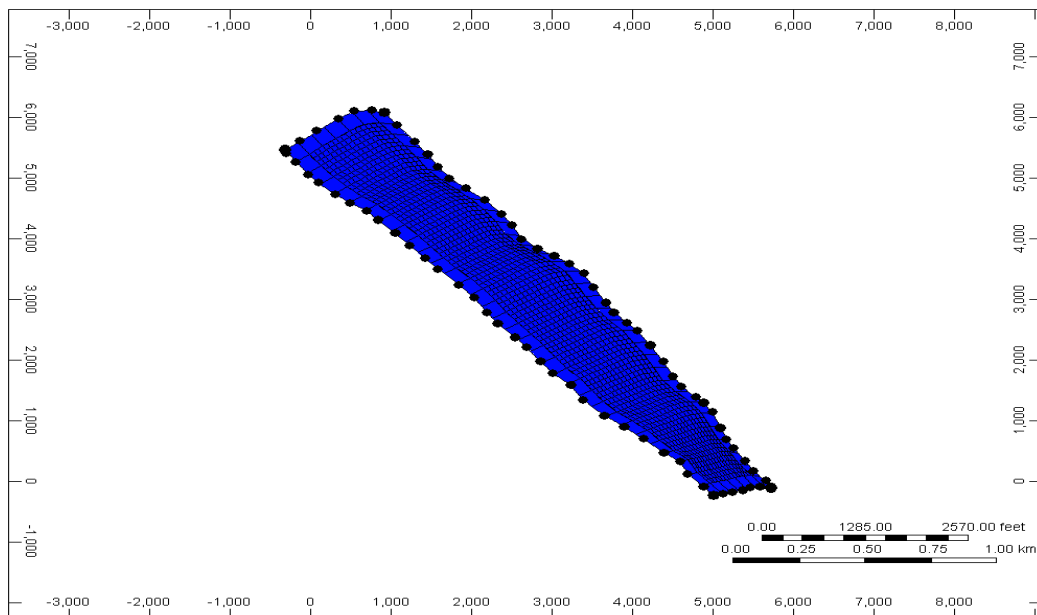
- Realice refinamientos en el grid. Para ello, haga un zoom en el área de la estructura, presione el icono “**Edit Grid**”, 
- Señale las celdas que va a refinar con ayuda del Mouse (Fig. A.9)
- Vaya a **Reservoir/Edit Grid/Cartesian Refined**.
- Seleccione “**All layers through grid**” con refinamientos de 3 celdas en I, J, y en la dirección vertical ó K, uno (1), es decir un refinamiento “**3x3x1**”.
- Haga clic en **OK**.

Figura A.9 Zona del grid que va a ser refinada localmente.



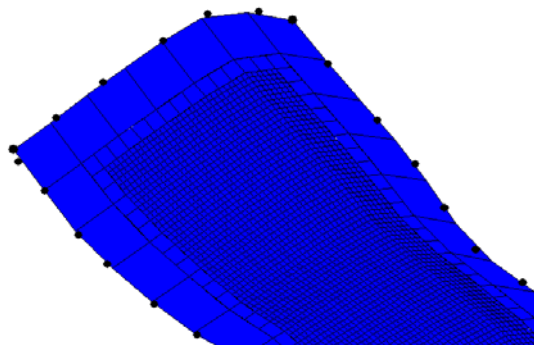
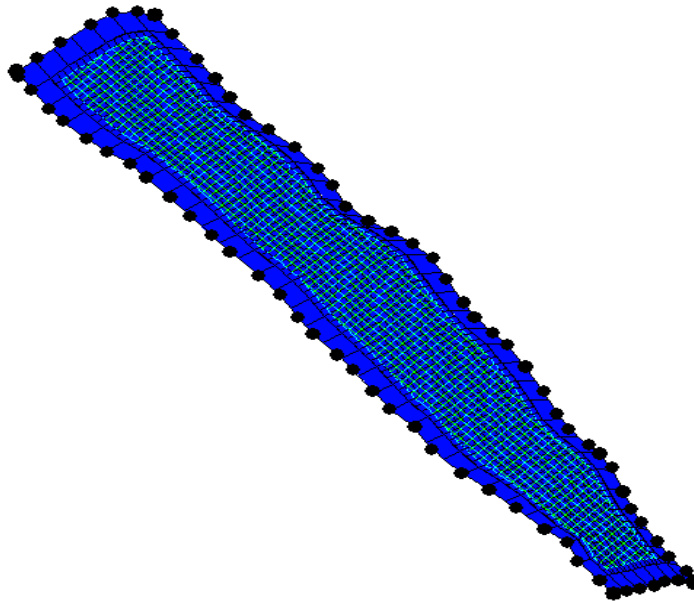
Debe observar algo similar a la siguiente imagen:

Figura A.10 Segundo nivel de refinamiento del grid.



- Repita la operación de refinamiento, en el área indicada para obtener mayor detalle del proceso de recobro.

Figura A.11 Zona del grid que va a ser refinada localmente (tercer nivel de refinamiento).



- Haga clic en “**Finish**”.

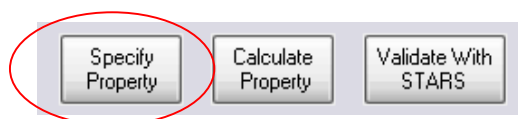
A.3.1.2 ENMALLADO B (Sistema de enmallado estático)

- Seleccione el número de bloques en cada dirección, **7 para la dirección I (primera sección que se muestra en rojo)**, haga clic en “**Next Section**”, asigne **33 bloques en la dirección J**, haga clic en “**Next**”, y seleccione **K-layers = 4**.
- Haga clic en **Next** y luego **Finish** para finalizar esta etapa.

FIN CASOS

- Con el botón derecho del ratón vaya a “**Full Reservoir View**” para volver a la vista areal de todo el yacimiento.
- Haga clic en el botón “**Specify Property**” (parte superior media de la pantalla)

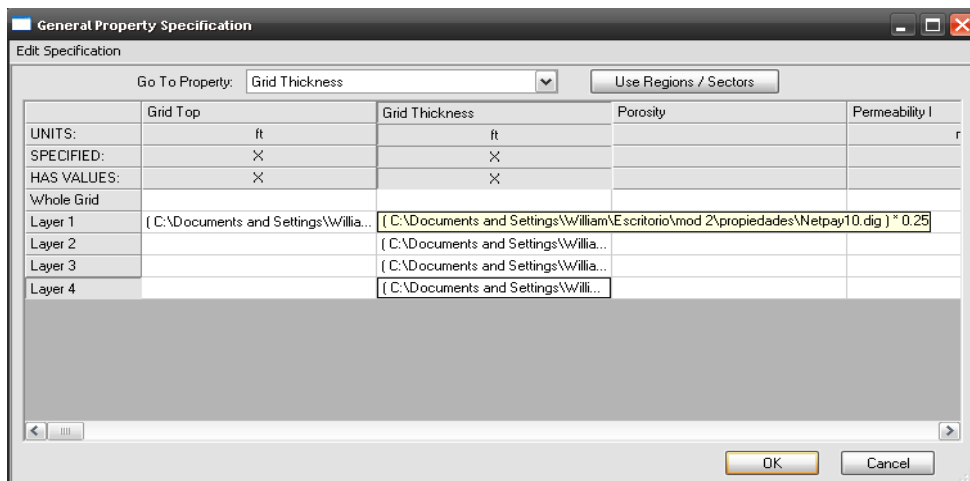
Figura A.12 Botón para activar la ventana de ingreso de propiedades de yacimiento.



- Seleccione la propiedad **Grid Top (tope)**. Seleccione **Layer 1** y haga clic con el botón derecho del ratón y seleccione **Geological Map**, en la ventana que aparece seleccione **Values in file 1**; seleccione tipo de mapa-**Windig Format** y busque **Tops10.dig**; las unidades para las coordenadas **x, y** en metros (**m**).

- Clic en **OK** dos veces para regresar a la ventana de especificación de propiedades.
- Repita la operación para la siguiente propiedad **Grid Thickness (espesor)**. Seleccione **Netpay10.dig**. Multiplique por **0.25** para cada capa (**coloque 0.25 en el espacio times en el área media de la ventana**). Esto quiere decir que se esta dividiendo el espesor neto en cuatro capas de simulación. Copie el archivo para las demás capas. (**copy-paste**, botón derecho).

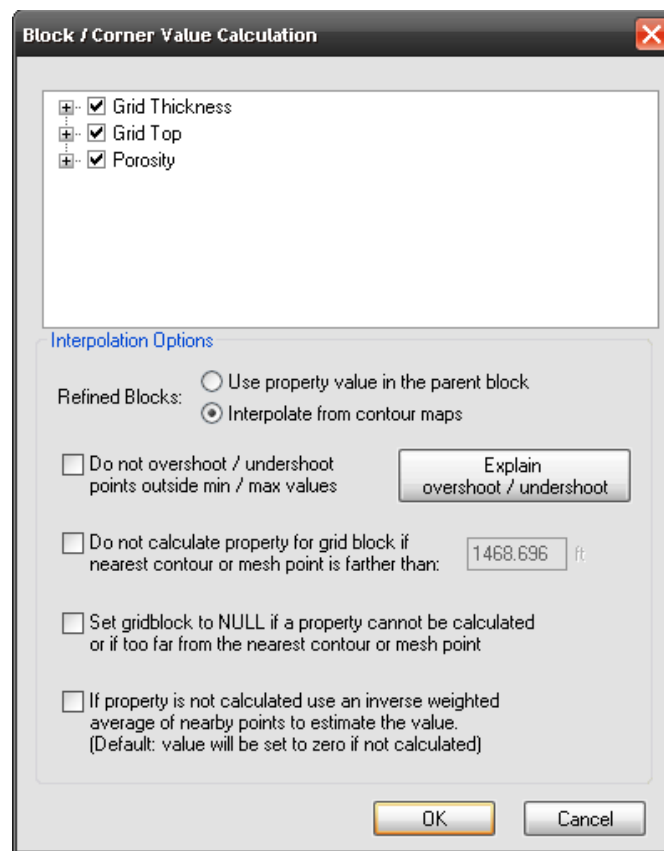
Figura A.13 Ventana de ingreso de propiedades de yacimiento.



- Repita el procedimiento para **Porosity**, pero seleccione los siguientes mapas:
 - **“Porosity 1.dig”** (coordenadas x, y en **m**, **windig format**), para la capa 1;
 - **“Porosity 2.bna”** (coordenadas x, y en **ft**, **atlas boundary format**) para la capa 2;
 - **“Porosity 3.bna”** (coordenadas x, y en **ft**, **atlas boundary format**) para la capa 3 y

- “Porosity 4.msh”, (coordenadas x, y en ft, cmg mesh format) para la capa 4.
- Haga clic en **OK**, para interpolar las propiedades.

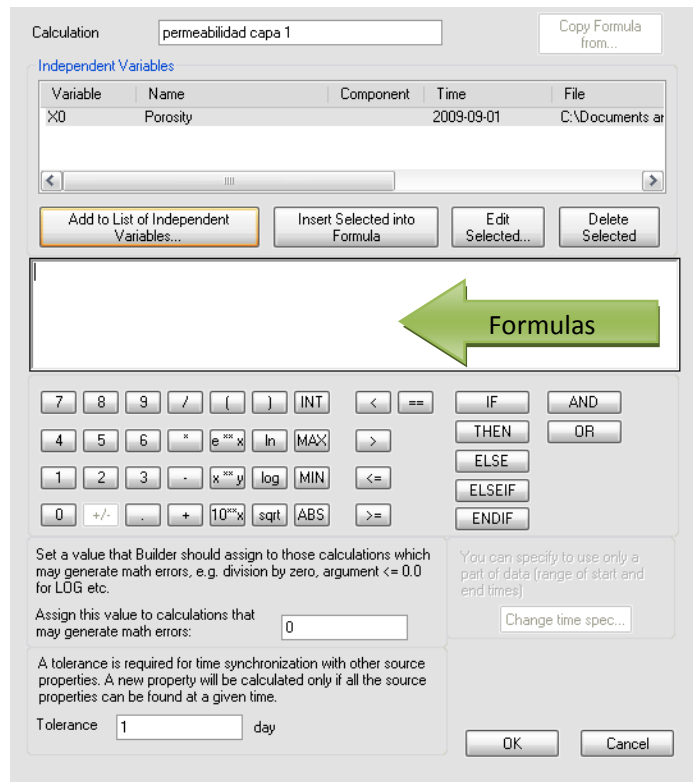
Figura A.14 Ventana de interpolacion de propiedades de yacimiento.



- Para **Permeabilidad I**, use la calculadora. En el menú principal de **Builder** vaya a **Tools** y haga clic en “**Enter a Formula**”. Vaya a **Calculation** y seleccione un nombre para la fórmula que desea crear, en este caso se calculará **Permeability I** para cada capa utilizando

una correlación, a partir de la porosidad. Entonces vaya a “**Add to List of Independent Variables**”.

Figura A.15 Ventana para el ingreso de formulas.



Para este caso la variable independiente es **Porosity** (Se llamará X0 como variable independiente). Ingrese la siguiente correlación como fórmula:

$$40 * \text{LN} (100 * \mathbf{X0}) - 35. \text{ Capa 1}$$

- Haga clic en **OK** dos veces. Luego vuelva a **Tools/Enter a Formula**, y repita la operación para todas las capas. Estas nuevas fórmulas representarán la permeabilidad de las capas subsiguientes.

Ingrese:

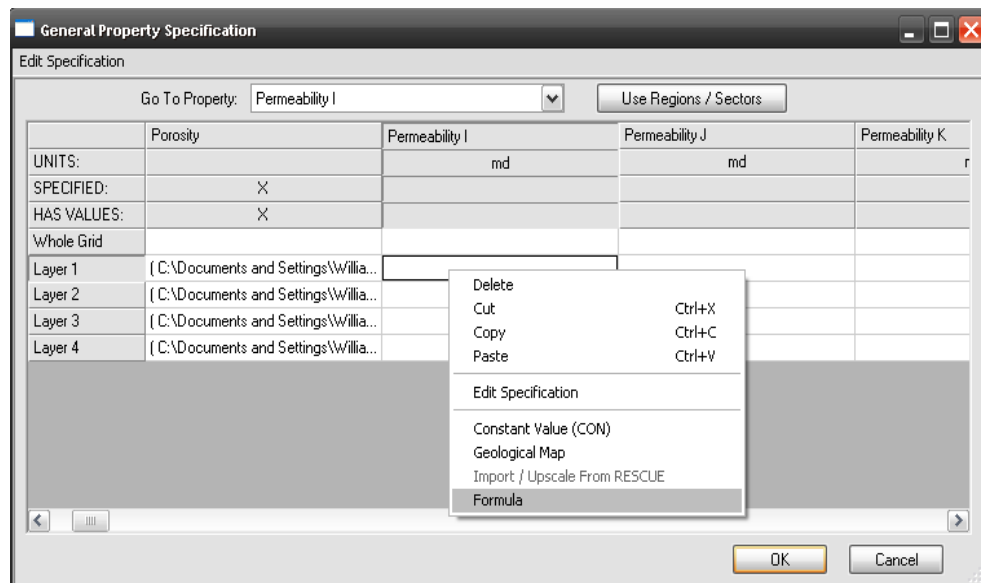
$55 * \text{LN}(100 * X_0) - 52$ Capa 2

$55 * \text{LN}(100 * X_0) - 100$ Capa 3

$60 * \text{LN}(100 * X_0) - 100$ Capa 4

- Ahora vaya a **Specify Property** y asigne la Fórmula que ha creado para cada capa. Para **Layer 1**, haga clic con el botón derecho y seleccione **Formula**, seleccione la formula correspondiente de permeabilidad y luego clic en **Close** y **OK**. Repita la operación para todas las capas.

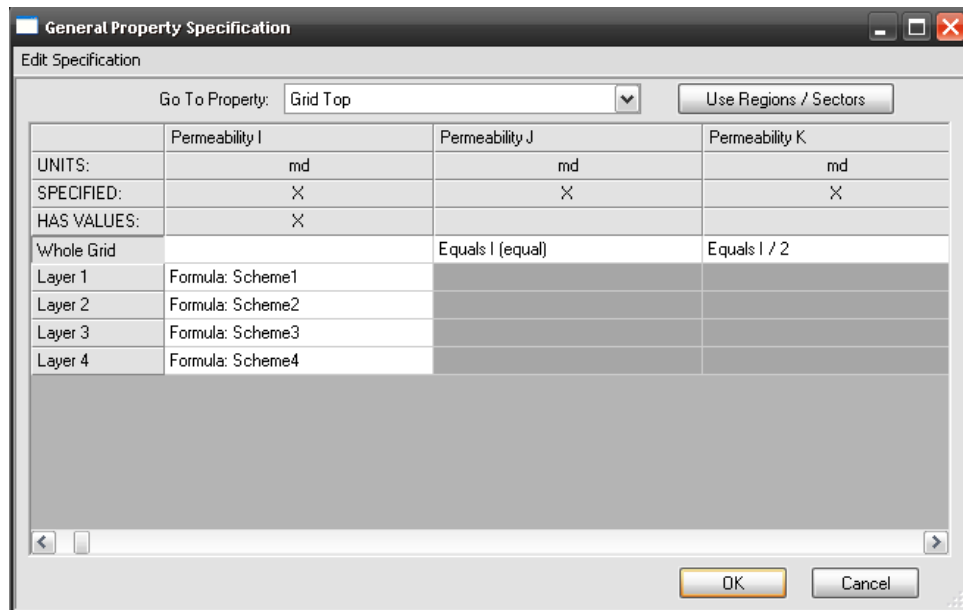
Figura A.16 Activacion de formulas para el calculo de propiedades.



- Para **Permeability J**, seleccione la casilla de **Whole Grid**, y haga clic con el botón derecho y seleccione **EQUALSI**.
- Para **Permeability K** repita el mismo procedimiento de **Permeability J** pero en **EQUALSI**, seleccione un divisor (*I*) y coloque 2, para definir un 50% de la **Permeability I**.

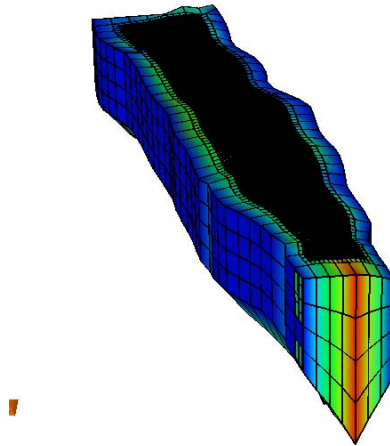
- Haga clic en **OK** para interpolar todas las propiedades que no han sido interpoladas aún. Verifique las propiedades asignadas después de la interpolación.

Figura A.17 Formulas incorporadas para el calculo de la permeabilidad en X.



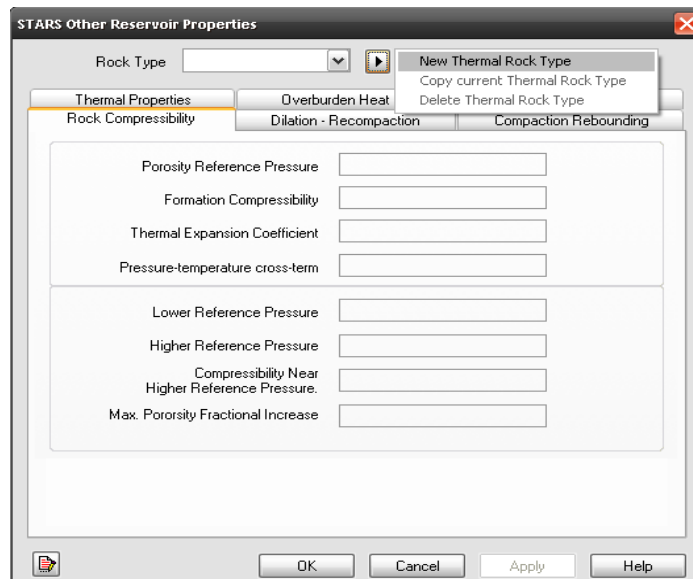
- Cambie la vista de su modelo “**IJ-2D Areal**” a “**3D View**”, en la parte superior izquierda del menú principal.
- Haga clic en el botón de rotación 3D para rotar el modelo. Manteniendo oprimida la tecla **Shift** y el botón izquierdo del ratón cambie el centro de rotación o desplace el modelo y utilice la tecla **Ctrl** y el botón izquierdo del ratón para hacer zoom, maximizando y minimizando la imagen.

Figura A.18 Vista de la estructura en 3D.



- En la sección **Reservoir**, haga clic en “**Other Reservoir properties**” y luego vaya a la parte superior de la pantalla de clic y seleccione “**New Thermal Rock Type**”.

Figura A.19 Ventana de ingreso de propiedades de la roca .

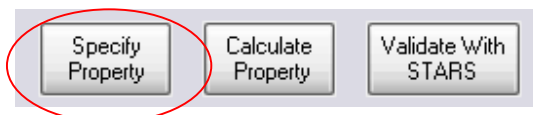


- En la pestaña **Rock Compressibility**, introduzca para **Formation Compressibility** un valor de **8E-5 1/psi** y en **Porosity Reference Pressure** **1200 psi**.
- Haga clic en **Apply** y **OK**.

A.4 SECCION DE COMPONENTES.

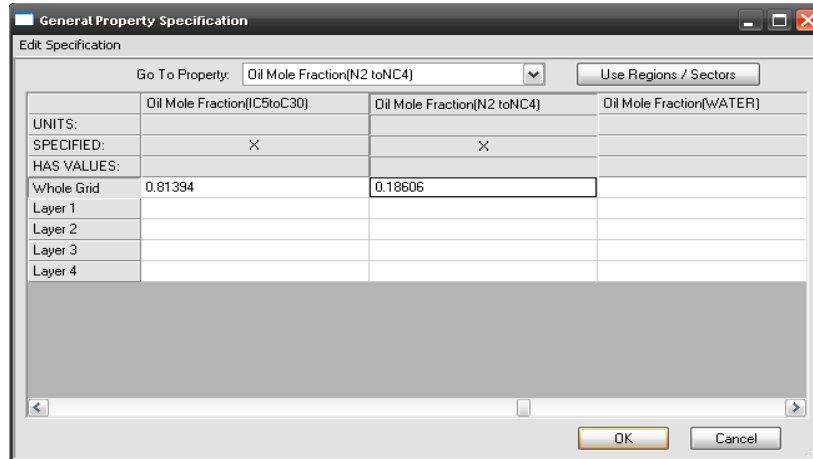
A continuación vamos a importar un PVT de petróleo pesado creado Desde WinProp para el simulador Stars.

- Haga clic en la sección **“Components”**, expanda las opciones disponibles y seleccione **“Import WinProp-generated Model...”**, busque y seleccione el archivo **“PVT.str”**.
- Vaya a **“Specify Property”** en la parte superior derecha de **Builder**, y haga clic sobre el icono.



- En la ventana **“General Property Specification”** seleccione **“Oil Mole Fraction (IC5toC30) y Oil Mole fraction (N2toNC4)”**, para ingresar las fracciones molares de los componentes en la fase oleica.
- Haga clic en **OK** dos veces para asignar las fracciones molares y aceptar el calculo de estas dentro del grid.

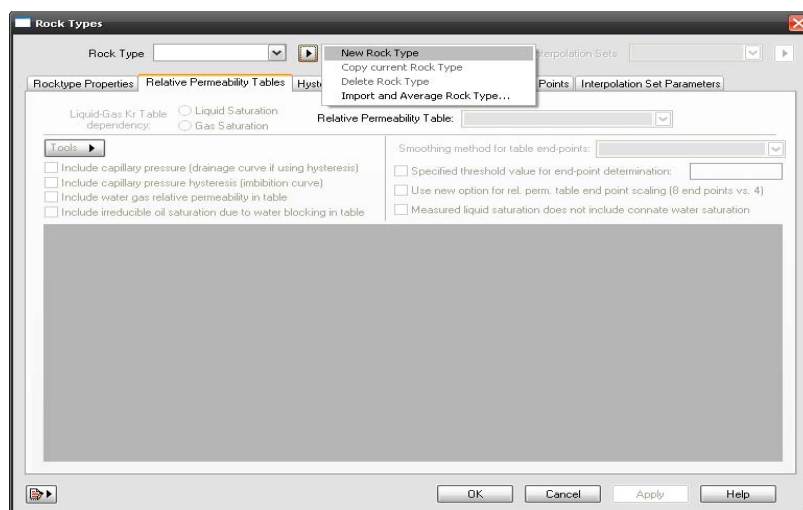
Figura A.20 Fracciones molares de los componentes en la fase oleica.



A.6 SECCION ROCA-FLUIDO.

- Haga clic en la sección **Rock Fluid**, y seleccione **Create/Edit Rock Types** y seleccione un nuevo tipo de roca (new rock type) al desplegar las opciones disponibles

Figura A.21 Ventana desplegada al seleccionar Create/Edit rock.



- Vaya a **Tools/Generate Tables Using Correlations (Fig. A.22)**, para crear las curvas de K_r usando las correlaciones y en la ventana que aparece introduzca los valores que se muestran a continuación:

Figura A.22 Ventana de selección para el uso de correlaciones.

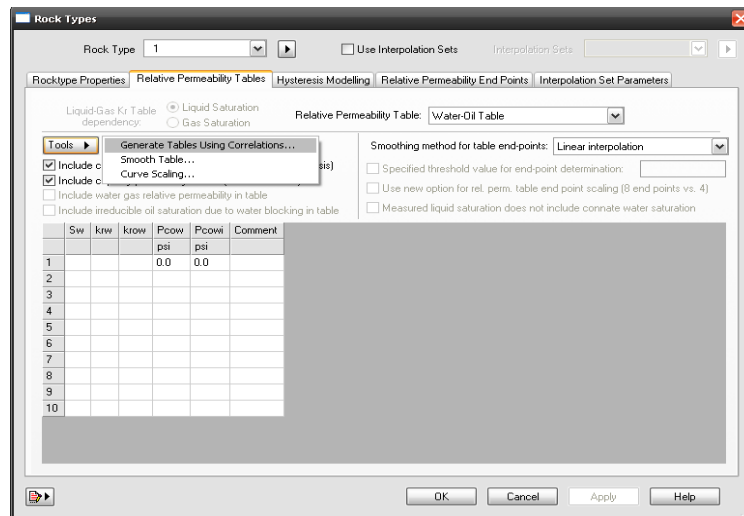
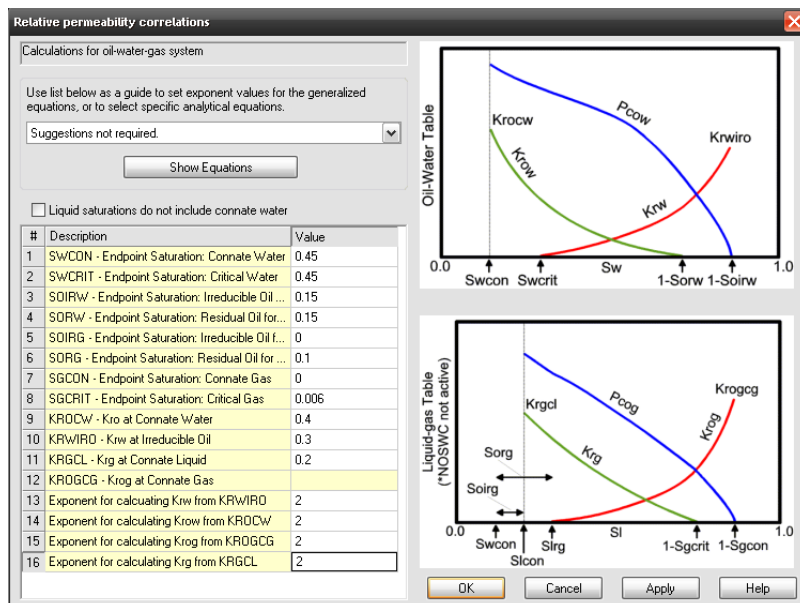
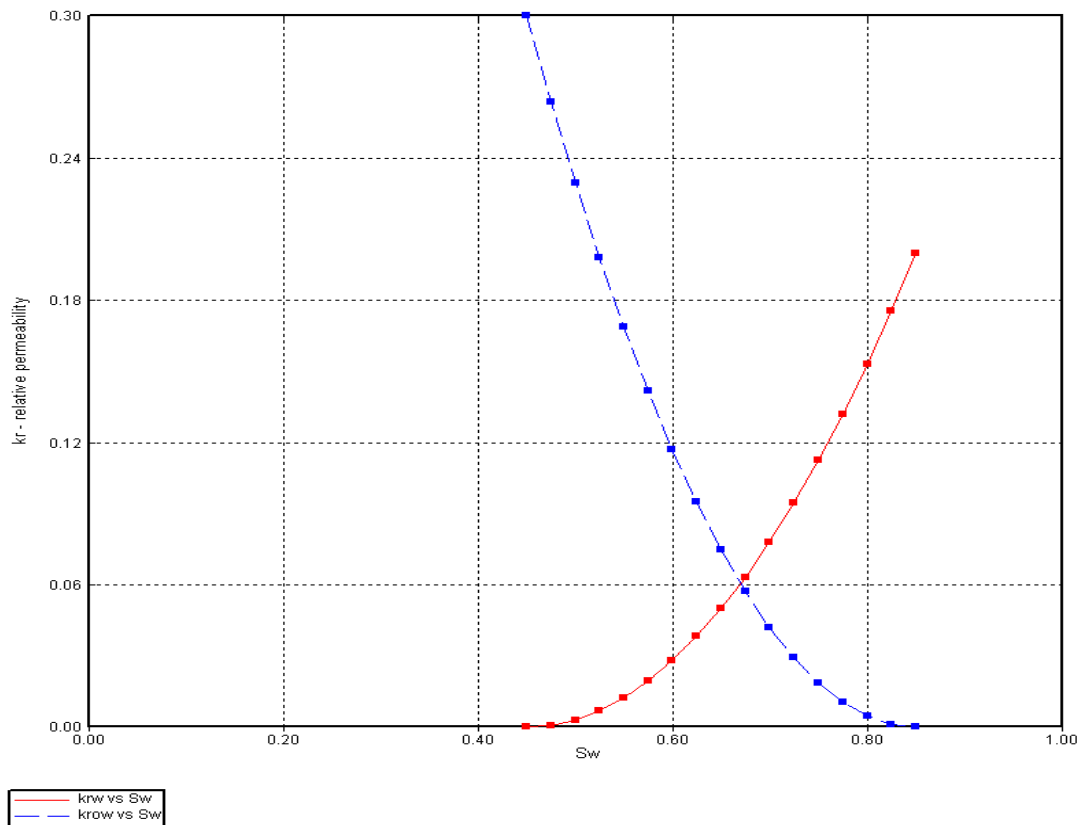


Figura A.23 Ventana de ingreso de los valores de los end-points.



- Haga clic en **Apply**, y en **OK** dos veces. Verifique las curvas

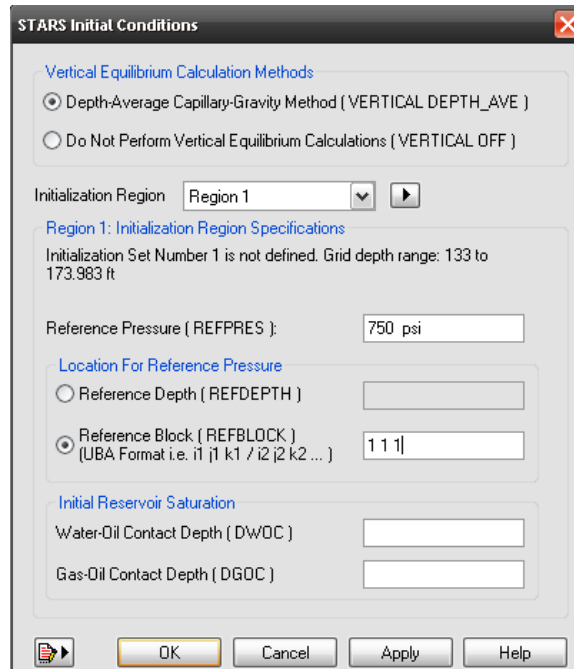
Figura A.24 Curvas de permeabilidad relativa generadas en el modelo.



A.7 SECCION DE CONDICIONES INICIALES.

- Haga clic en **Inicial Conditions**.
- Seleccione **Initialization Settings**.
- Seleccione la opción “**VERTICAL DEPTH_AVE**” para calcular la opción de equilibrio vertical entre las fases e introduzca **Reference Pressure 750 psi**.
- En el campo “**Reference Depth**” seleccione la opción “**Reference Block**” y coloque el bloque **1 1 1**.

Figura A.25 Ventana para el ingreso de condiciones iniciales.

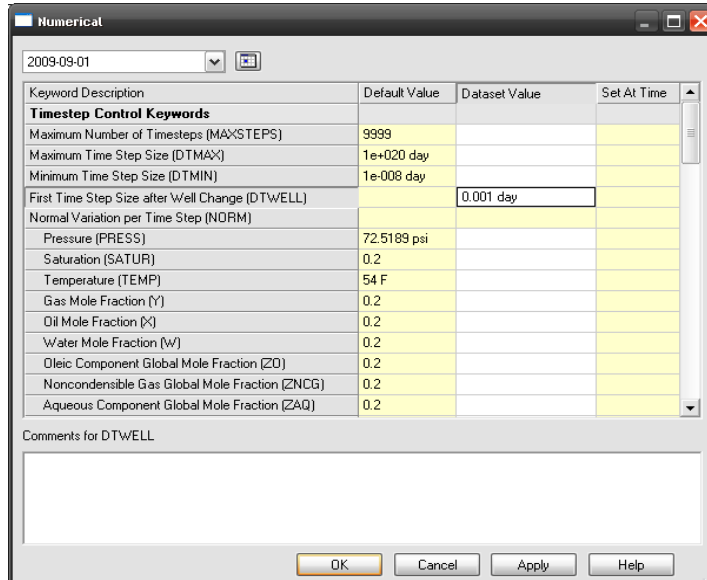


- Haga clic en “**Apply**” y “**OK**”.

A.8 SECCION DE DATOS NUMERICOS.

- Haga clic en la sección clic en “**Numerical**”, y seleccione “**Timestep Control**”.
- Haga clic en **OK** al mensaje relacionado con el tamaño del primer paso de tiempo (*DTWELL*).
- Introduzca un valor de **0.001 días** en el campo “**Dataset Value**” para **DTWELL**. Para **ITERMAX** y **NORTH** asigne valores de **65** y **45** respectivamente. Haga clic en **OK**.

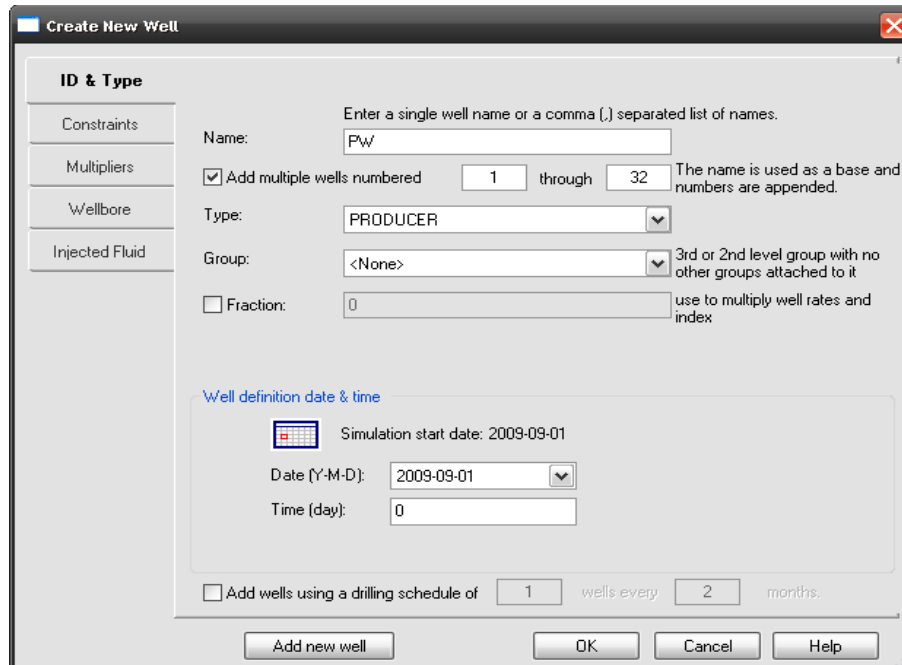
Figura A.26 Ventana para el ingreso de datos numericos.



A.9 SECCION DE POZOS Y DATOS RECURRENTE

- Haga clic “**Wells & Recurrent**”, y expanda la lista de opciones disponibles en esta sección.
- Seleccione “**Well New...**”, observará que en la nueva ventana se encuentra situado en la ficha “**ID & Type**”. En el campo “**Name**” coloque el nombre del pozo (por ejemplo, **PW**), en el campo “**Type**” seleccione “**PRODUCER**”.
- En este caso vamos a añadir varios pozos (32) con condiciones similares, para esto seleccione la opción “**add multiple Wells numbered**” y coloque **1 through 32**.

Figura A.27 Ventana para la creacion de nuevos pozos.



- Vaya a la ficha “**Constraints**” y active la opción “**Constraint definition**”.
- Vaya a “**select new**” y seleccione “**OPERATE**”, automáticamente para un pozo productor se crea como “**Parameter**” una presión de fondo mínima (**BHP bottom hole pressure Min 28 psi**). Cambie el valor de este **constraint** a **100 psi**.
- Vaya nuevamente a “**select new**” y seleccione “**OPERATE**”. Esta vez use como “**Parameter**” una tasa de líquido “**STL surface liquid rate**” de **1000 bbl/day**.
- Repita nuevamente el procedimiento para controlar la tasa de producción de vapor “**STEAM steam rate**” a un máximo de **10 bbl/day**.

Figura A.28 Ingreso de constraints para los pozos productores.

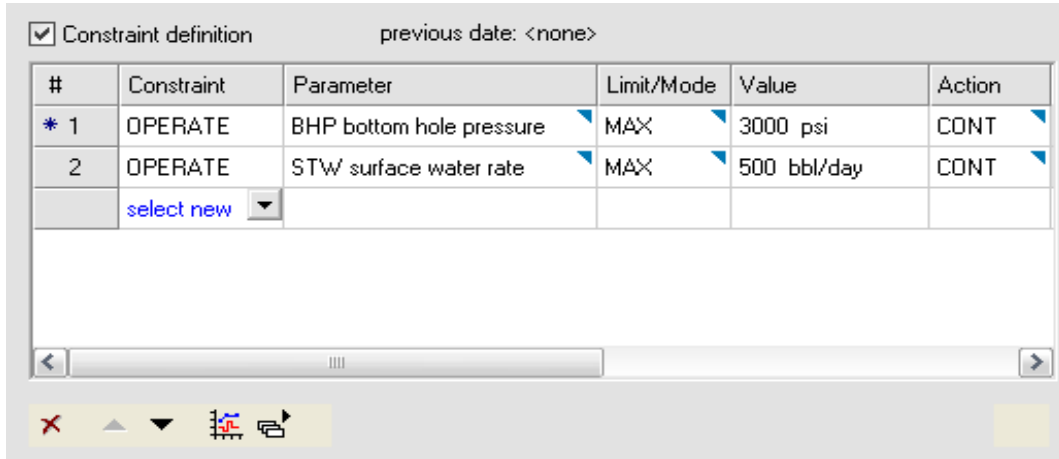
Constraint definition previous date: <none>

#	Constraint	Parameter	Limit/Mode	Value	Action
* 1	OPERATE	BHP bottom hole pressure	MIN	100 psi	CONT
2	OPERATE	STL surface liquid rate	MAX	1000 bbl/day	CONT
3	OPERATE	STEAM steam rate	MAX	10 bbl/day	CONT
	select new				

Navigation icons: back, forward, search, refresh, print, close.

- De click en **“Add new well”** para crear los pozos inyectoros, En **“Name”** coloque **“IW”**, en **“Type”** coloque **“INJECTOR UNWEIGHT”**.
- En este caso vamos a añadir varios pozos (15) con condiciones similares, para esto seleccione la opción **“add multiple Wells numbered”** y coloque **1 through 15**.
- Vaya a la ficha **“Constraints”** y active la opción **“Constraint definition”**.
- Vaya a **“select new”** y seleccione **“OPERATE”**. Seleccione el parámetro BHP bottom hole pressure y asígnele un valor de 3000 psi
- Vaya nuevamente a **“select new”** y seleccione **“OPERATE”**. Esta vez use como **“Parameter”** una tasa de agua en superficie **“STW surface water rate”** de **500 bbl/day**.

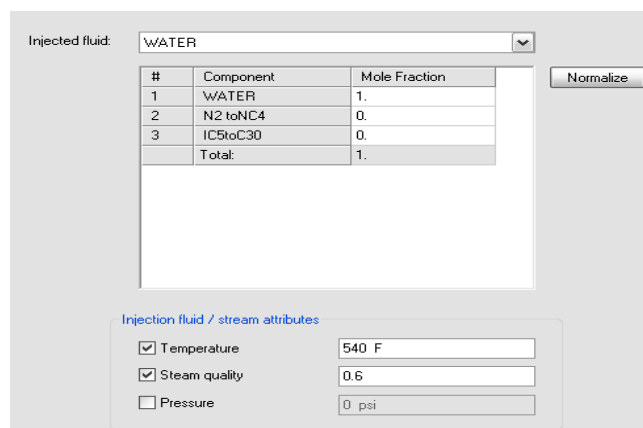
Figura A.29 Ingreso de constraints para los pozos inyectoros.



#	Constraint	Parameter	Limit/Mode	Value	Action
* 1	OPERATE	BHP bottom hole pressure	MAX	3000 psi	CONT
2	OPERATE	STW surface water rate	MAX	500 bbl/day	CONT
	select new				

- Vaya a la ficha “**Injected Fluid**” y seleccione en el campo “**Injected Fluid**” el componente “**Water**” y colóquele una fracción molar de **1** indicando que se inyecta **100%** este fluido.
- Vaya al campo “**Injection fluid/ stream attributes**” active las casillas para “**Temperatura**” y “**Steam quality**” y coloque **540 °F** y **0.60** respectivamente en cada casilla. Haga clic en “**OK**”.

Figura A.29 Ingreso de propiedades del vapor inyectado.



Injected fluid: WATER

#	Component	Mole Fraction
1	WATER	1.
2	N2 to NC4	0.
3	IC5 to C30	0.
Total:		1.

Injection fluid / stream attributes

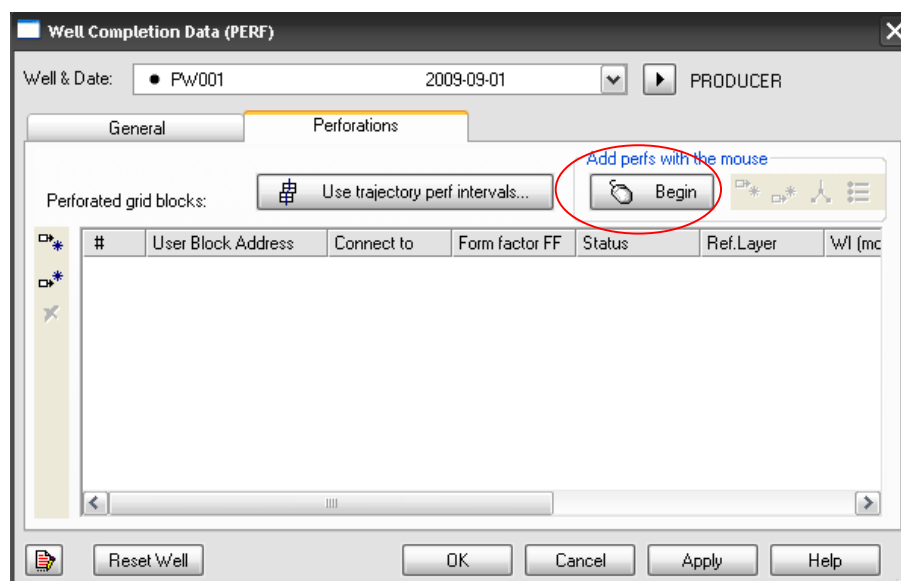
Temperature 540 F

Steam quality 0.6

Pressure 0 psi

- Vaya nuevamente a la sección “**Well & Recurrent**”, expanda las opciones y seleccione “**Well Completions (PERF)...**”. En la ventana “**Well Completion Data (PERF)**” vaya a “**Well & Date**” y seleccione el **pozo productor PW001**. Vaya a la ficha “**Perforations**” y haga clic sobre el icono “**Add perfs with the Mouse (Fig. A.30)**”.

Figura A.30 Definición de zonas cañoneadas.



A.9.1 CASOS

A.9.1.1 ENMALLADO A (Enmallado con refinamiento local)

- Haga a un lado la ventana “**Well Completion Data (PERF)**”.
- Haga clic sobre la malla en el bloque **2 2 1 / 2 2 1 / 2 2 1** y complételo hasta la **capa 4** como se muestra:

Figura A.31 Ubicación de pozos en el enmallado con refinamiento local.

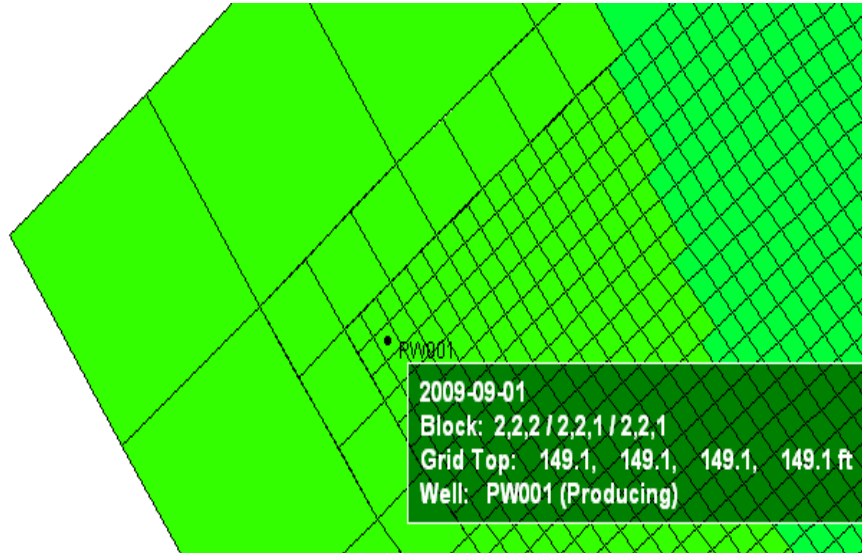
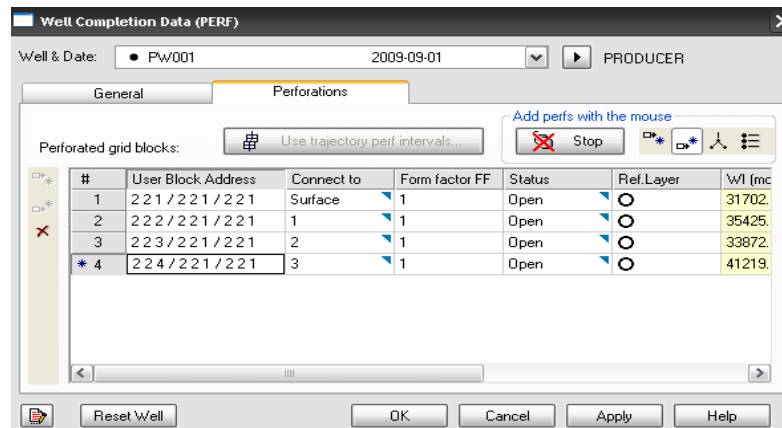


Figura A.32 Zonas cañoneadas para el pozo PW001.



- Haga clic en “**Apply**”.
- Vaya a “**Well & Date**” y seleccione cada uno de los **pozos productores e inyectores**. Repita el mismo procedimiento anterior a excepción de que los pozos serán completados en las ubicaciones indicadas en la siguiente tabla.

Tabla A.1 Ubicaciones de los pozos en el modelo con refinamiento local.

Productores	Inyectores	Productores
2 2 1 / 2 2 1 / 2 2 1	3 4 1 / 2 2 1 / 2 2 1	2 6 1 / 2 2 1 / 2 2 1
4 2 1 / 2 2 1 / 2 2 1	5 4 1 / 2 2 1 / 2 2 1	4 6 1 / 2 2 1 / 2 2 1
6 2 1 / 2 2 1 / 2 2 1	7 4 1 / 2 2 1 / 2 2 1	6 6 1 / 2 2 1 / 2 2 1
8 2 1 / 2 2 1 / 2 2 1	9 4 1 / 2 2 1 / 2 2 1	8 6 1 / 2 2 1 / 2 2 1
10 2 1 / 2 2 1 / 2 2 1	11 4 1 / 2 2 1 / 2 2 1	10 6 1 / 2 2 1 / 2 2 1
12 2 1 / 2 2 1 / 2 2 1	13 4 1 / 2 2 1 / 2 2 1	12 6 1 / 2 2 1 / 2 2 1
14 2 1 / 2 2 1 / 2 2 1	15 4 1 / 2 2 1 / 2 2 1	14 6 1 / 2 2 1 / 2 2 1
16 2 1 / 2 2 1 / 2 2 1	17 4 1 / 2 2 1 / 2 2 1	16 6 1 / 2 2 1 / 2 2 1
18 2 1 / 2 2 1 / 2 2 1	19 4 1 / 2 2 1 / 2 2 1	18 6 1 / 2 2 1 / 2 2 1
20 2 1 / 2 2 1 / 2 2 1	21 4 1 / 2 2 1 / 2 2 1	20 6 1 / 2 2 1 / 2 2 1
22 2 1 / 2 2 1 / 2 2 1	23 4 1 / 2 2 1 / 2 2 1	22 6 1 / 2 2 1 / 2 2 1
24 2 1 / 2 2 1 / 2 2 1	25 4 1 / 2 2 1 / 2 2 1	24 6 1 / 2 2 1 / 2 2 1
26 2 1 / 2 2 1 / 2 2 1	27 4 1 / 2 2 1 / 2 2 1	26 6 1 / 2 2 1 / 2 2 1
28 2 1 / 2 2 1 / 2 2 1	29 4 1 / 2 2 1 / 2 2 1	28 6 1 / 2 2 1 / 2 2 1
30 2 1 / 2 2 1 / 2 2 1	31 4 1 / 2 2 1 / 2 2 1	30 6 1 / 2 2 1 / 2 2 1
32 2 1 / 2 2 1 / 2 2 1		32 6 1 / 2 2 1 / 2 2 1

A.9.1.2 ENMALLADO B (Sistema de enmallado estático)

- Haga a un lado la ventana “**Well Completion Data (PERF)**”.
- Haga clic sobre la malla en el bloque **14 14 1** y complételo hasta la **capa 4** como en el enmallado con refinamiento local
- Haga clic en “**Apply**”.
- Vaya a “**Well & Date**” y seleccione cada uno de los **pozos productores e inyectores**. Repita el mismo procedimiento anterior a

excepción de que los pozos serán completados en las ubicaciones indicadas en la siguiente tabla.

Tabla A.2 Ubicaciones de los pozos en el modelo con malla convencional.

Productores	Inyectores	Productores
14 14 1	32 14 1	50 14 1
14 32 1	32 32 1	50 32 1
14 50 1	32 50 1	50 50 1
14 68 1	32 68 1	50 68 1
14 86 1	32 86 1	50 86 1
14 104 1	32 104 1	50 104 1
14 122 1	32 122 1	50 122 1
14 140 1	32 140 1	50 140 1
14 158 1	32 158 1	50 158 1
14 176 1	32 176 1	50 176 1
14 194 1	32 194 1	50 194 1
14 212 1	32 212 1	50 212 1
14 230 1	32 230 1	50 230 1
14 248 1	32 248 1	50 248 1
14 266 1	32 266 1	50 266 1
14 284 1	32 284 1	50 284 1

FIN CASOS

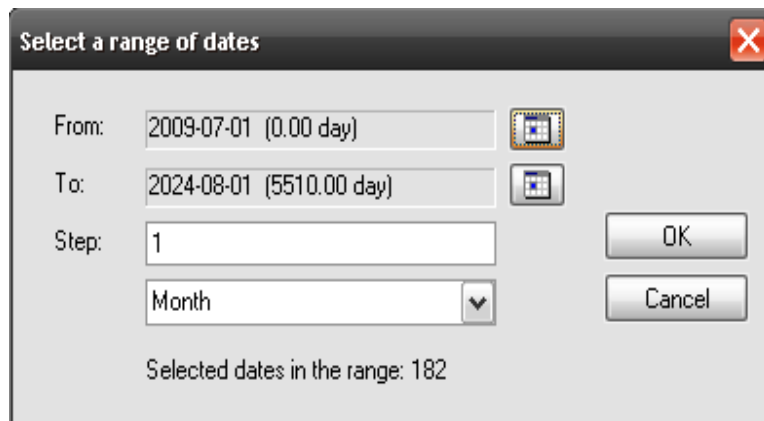
- Haga clic en **“Apply”** y luego en **“OK”**.
- Vaya a la sección **“Well & Recurrent”** y seleccione **“Dates...”**.
- Agregue un rango de fechas desde el inicio hasta **15 años de simulación**. Para ello haga clic sobre el siguiente icono:

Figura A.33 Icono para la selección del rango de fechas.



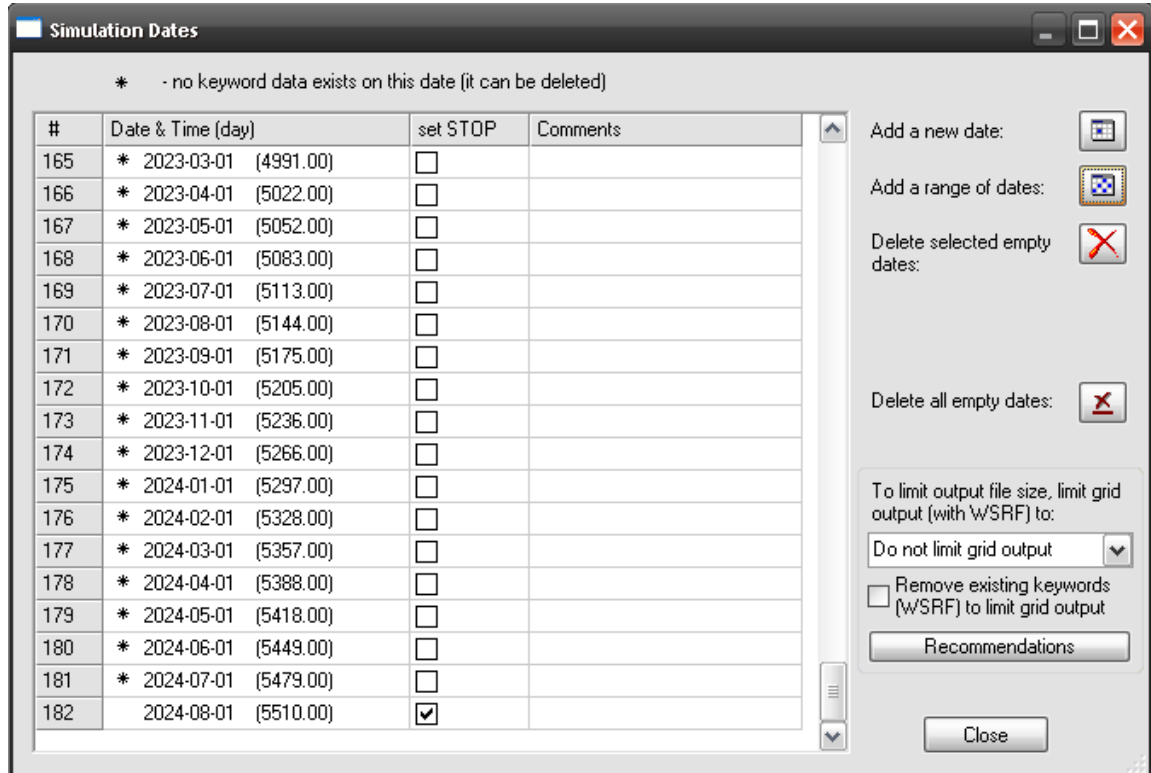
- La nueva ventana muestra los pasos a seguir para crear el periodo de fecha. Coloque en “**To:**” la fecha correspondiente a **15 años**. Coloque pasos de **1 mes**.

Figura A.34 Selección del tiempo de simulación.



- Haga clic en **OK** dos veces, para crear las fechas y aceptar el mensaje relacionado. Vaya a la última fecha y active la casilla de “**set STOP**”. Haga clic en “**Close**”.
- Guarde el archivo de datos como “**LGR.dat**”. (Enmallado con refinamiento local)
- Guarde el archivo de datos como “**Static.dat**”. (Sistema de enmallado estático)

Figura A.35 Activación de la casilla set STOP.



Realizar la corrida de simulación

Vuelva a la venta principal del **Launcher**

Presione la tecla **F5** para actualizar la lista de archivos creados en el proyecto.

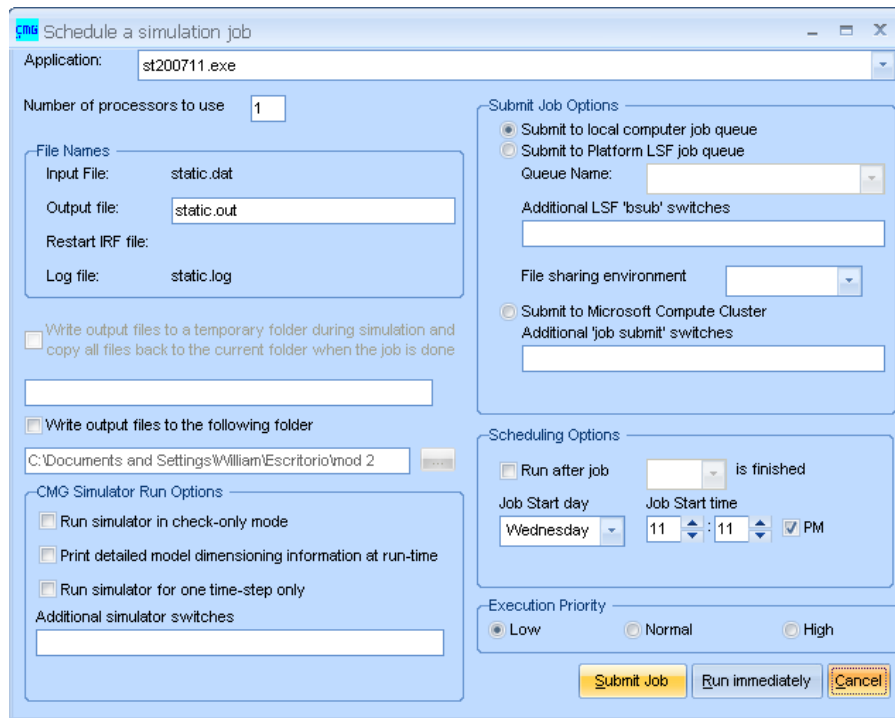
- Arrastre el archivo “**Static.dat**” y llévelo al icono de **Stars 2007.11**.

Figura A.36 Icono del simulador STARS.



- Seleccione la opción “**Submit Job**” para correr el archivo y guardar el registro de la corrida en un archivo tipo “*.log”.

Figura A.37 Ventana para la ejecución de corridas de simulacion.



- Cuando acabe la corrida del archivo “**Static.dat**”, realice el procedimiento anterior con el archivo “**LGR.dat**”.

A.10 APLICACIÓN DEL SISTEMA DE ENMALLADO DINAMICO.

Abra nuevamente el archivo “**static.dat**” en el builder y guardelo con el nombre “**dynagrid.dat**”.

- Haga clic en la sección “**Numerical**”, y seleccione “**Dynamic Grid**”, e ingrese los siguientes valores.

Figura A.38 Ingreso de valores para las keywords de dynagrid.

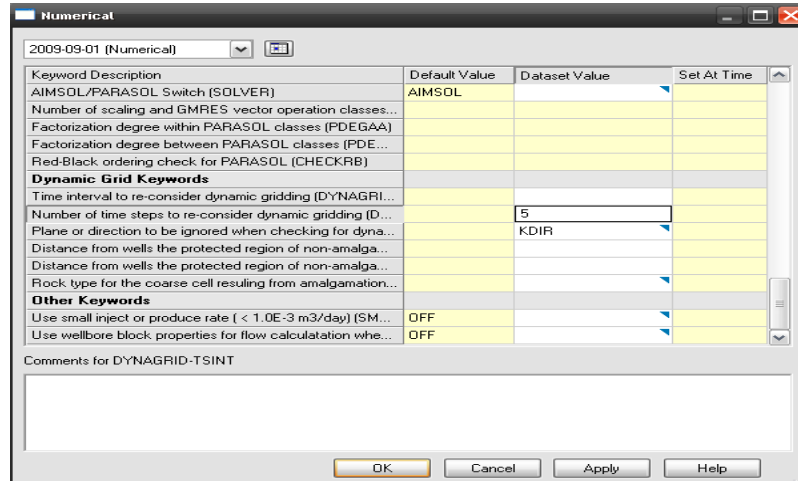
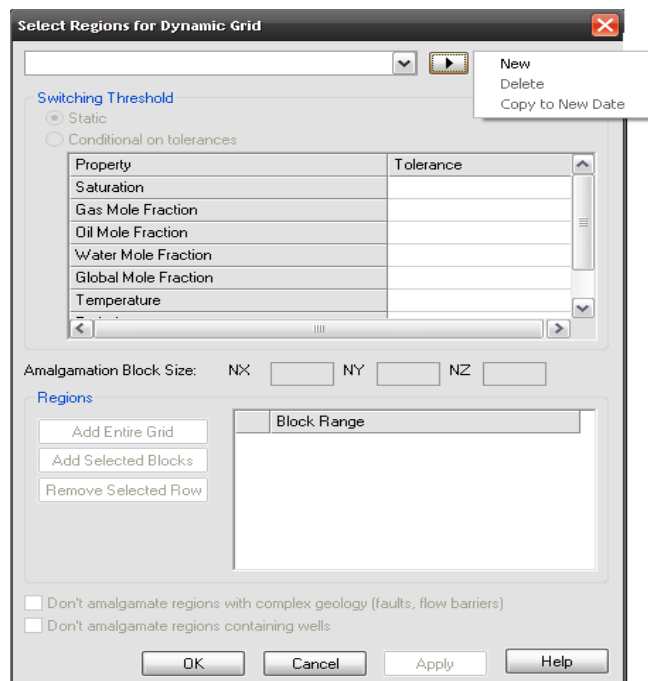
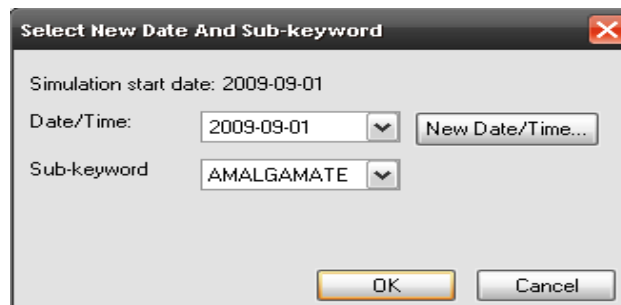


Figura A.39 Ventana para la selección de regiones a las cuales va a ser aplicado el sistema de enmallado dinámico.



- Haga clic en Apply y luego en OK.
- Vaya a la sección “**Numerical**”, expanda las opciones disponibles y seleccione “**Dynamic Grid Regions**”.
- Agregue una nueva región para aplicar la opción de grid dinámico.
- Seleccione como sub-keyword “**Amalgamate**” a la fecha de inicio de la simulación.
- Haga clic en **OK**.

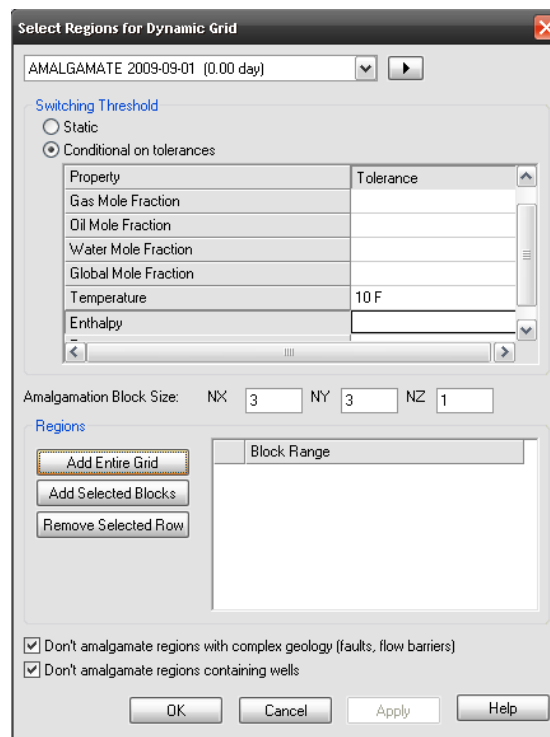
Figura A.40 Selección de sub keywords para dynagrid.



- Seleccione en el campo “**Switching Threshold**” la opción “**Conditional on tolerances**”, con una tolerancia de **10 °F** en la propiedad temperatura.
- Vaya a “**Add Entire Grid**” para someter a todo el grid a la condición de enmallado dinámico. Vaya al campo “**Amalgamation Block Size**” y asigne para amalgamar tanto en la dirección **I** como en la dirección **J**, **3 bloques** siempre que se cumpla la tolerancia (diferencia de 10 °F entre celda y celda). Para la dirección **K**, asigne por defecto el valor de 1 para que no amalgame bloques en esta dirección puesto que el frente de calor se mueve preferencialmente en las otras dos direcciones.

- Deje seleccionada las dos opciones relacionadas a no-amalgamar regiones con pozos y donde la geología es compleja, por ejemplo fallas.

Figura A.41 Ingreso de valores para la funcion de adaptación y los parámetros de amalgamacion.



Realizar la corrida de simulación

Vuelva a la venta principal del **Launcher**

Presione la tecla **F5** para actualizar la lista de archivos creados en el proyecto.

- Arrastre el archivo “**Dynagrid.dat**” y llévelo al icono de **Stars 2007.11**.
- Seleccione la opción “**Submit Job**” para correr el archivo y guardar el registro de la corrida en un archivo tipo “***.log**”.

A.11 OBSERVANDO RESULTADOS.

Una vez finalizada la simulación, observe el tiempo de corrida del caso Static, el caso LGR y el caso Dynagrid, estos tiempos aparecen al final de los archivos “**Static.log**”, “**LGR.log**” y “**Dynagrid.log**” respectivamente y anótelos en sus apuntes para compararlos.

- Arrastre el archivo “**Static.irf**” al icono de **Results 3D**.

Figura A.42 Icono de results 3D.



Results 3D
2007.11

Anime la simulación y observe:

1. El incremento de temperatura en las celdas.
2. El comportamiento del frente de avance.

- Repita el paso anterior con los archivos “**LGR.irf**” y “**dynagrid.irf**”
Anime la simulación.

Para observar los resultados de producción y recobro en forma grafica vaya al **launcher**.

- Arrastre el archivo “**Static.irf**” al icono de **Results Graph 2007.11**,

Figura A.43 Icono de Results Graph.



Results Graph
2007.11


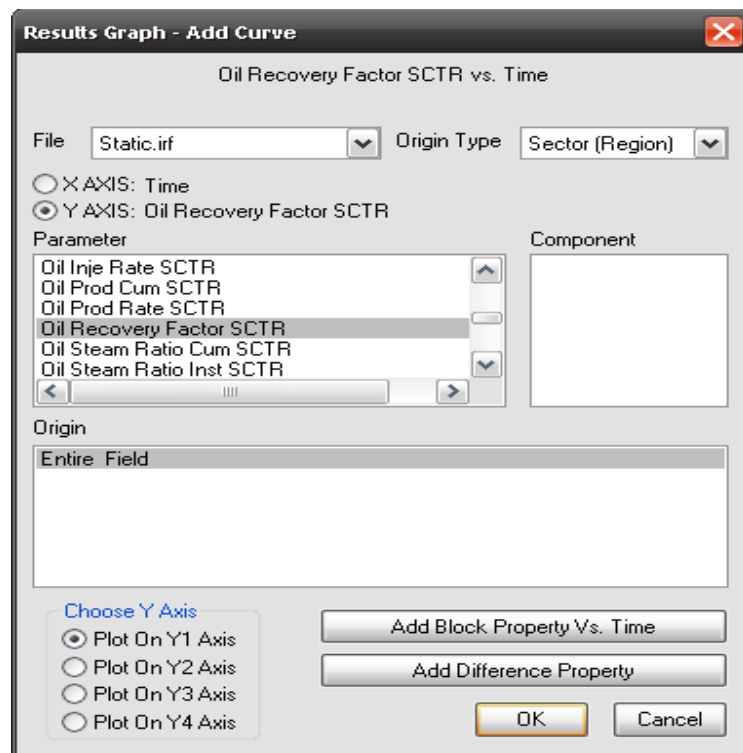

- Vaya a **File** y seleccione **open CMG simulation results** y abra los archivos “LGR.irf” y “Dynagrid.irf”.
- Luego de clic al icono  **Add Curve**. En la nueva ventana, vaya a **File** y seleccione el archivo “Static.irf”. En **Origin Type** seleccione **Sector (Region)**. En **Parameter**, **Oil Recovery Factor SCTR** y **OK**.

Figura A.44 Selección del modelo y las propiedades que se desea graficar.



- De clic al icono  **add plot**, repita el procedimiento anterior, pero esta vez seleccionando el archivo “**LGR.irf**” y luego “**Dynagrid.irf**”.

Observe las graficas para corroborar que los resultados obtenidos a partir de los sistemas de enmallado estático (**Static**) y dinámico (**Dynagrid**), son muy similares entre sí, lo cual corrobora la exactitud del sistema de enmallado dinámico y la optimización del tiempo de computo con respecto al sistema de enmallado estático y al enmallado con refinamiento local.

Guarde las gráficas realizadas como archivos **.ses (tutorial.ses)**, para esto vaya a **File**, y **Save Template As**. Esto mantendrá los gráficos que usted ha creado y podrá generarlos para diferentes archivos **.irf**.

ANEXO B: MAPAS UTILIZADOS EN LA CONSTRUCCION DEL MODELO SINTETICO.

Figura B.1 Curvas de nivel correspondientes a la estructura del campo.

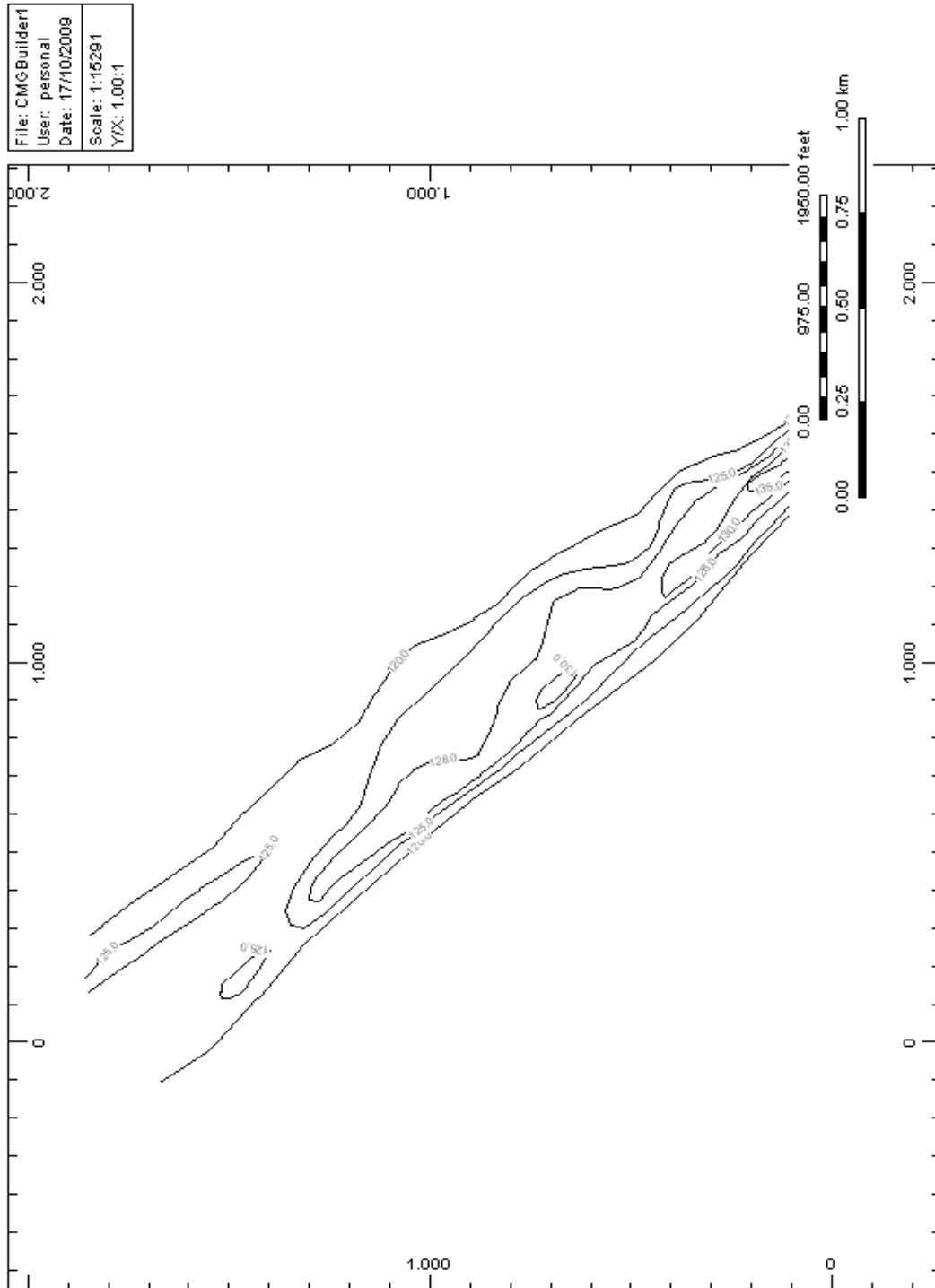


Figura B.2 Mapa de topes del modelo sintético.

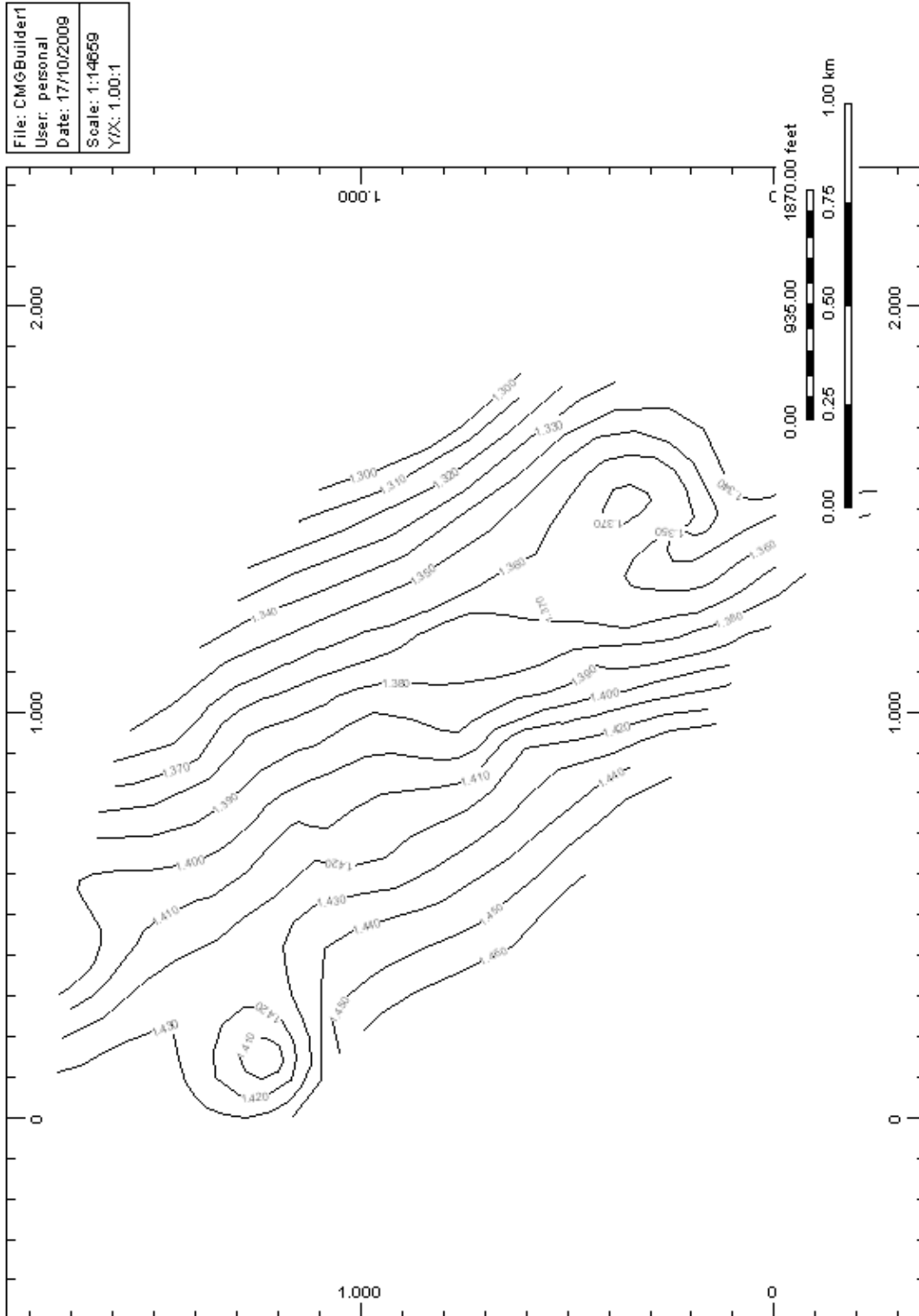


Figura B.3 Mapa de isoporosidades respecto a la primer capa del modelo sintético.

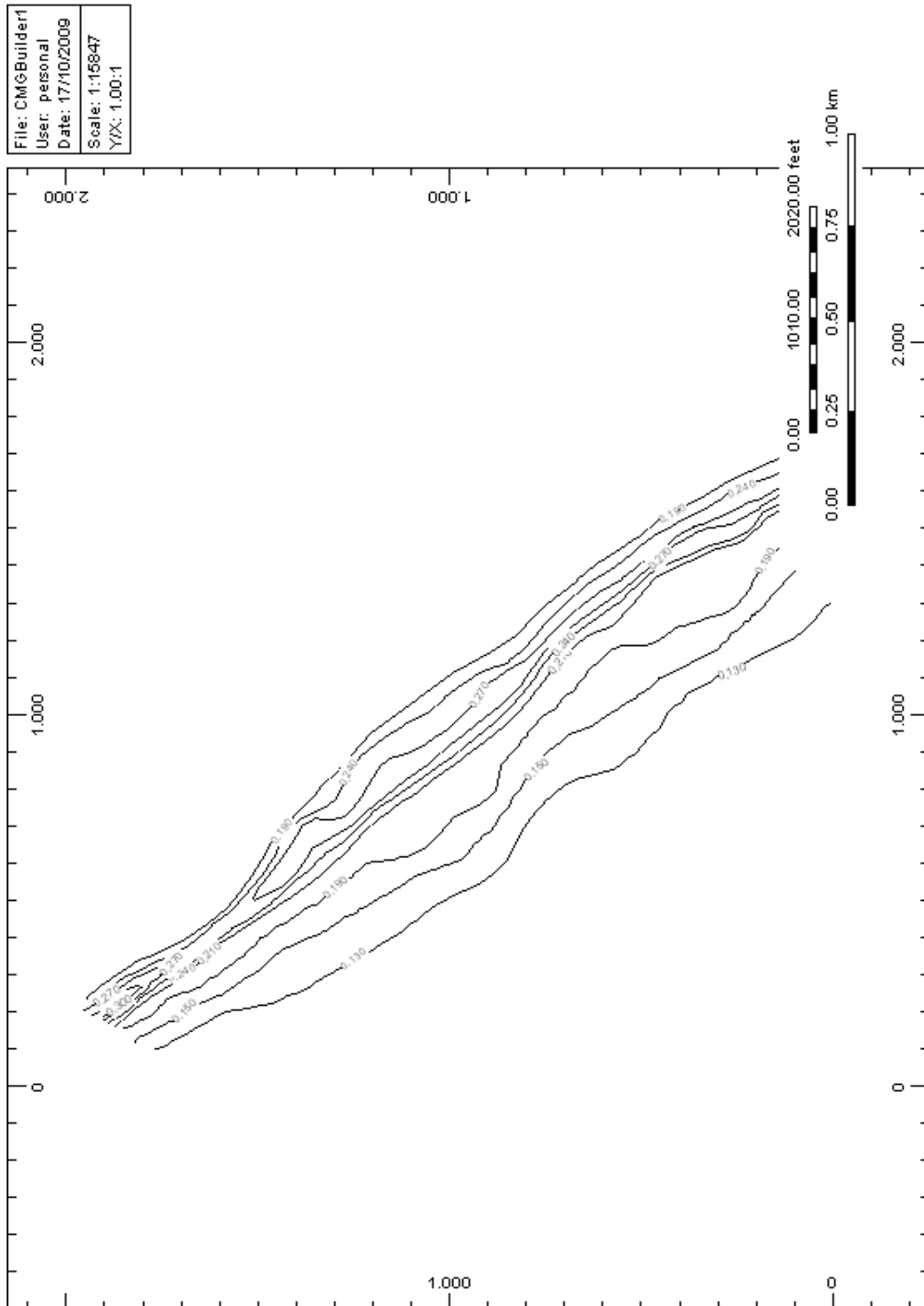


Figura B.4 Mapa de isoporosidades respectivo a la segunda capa del modelo sintético.

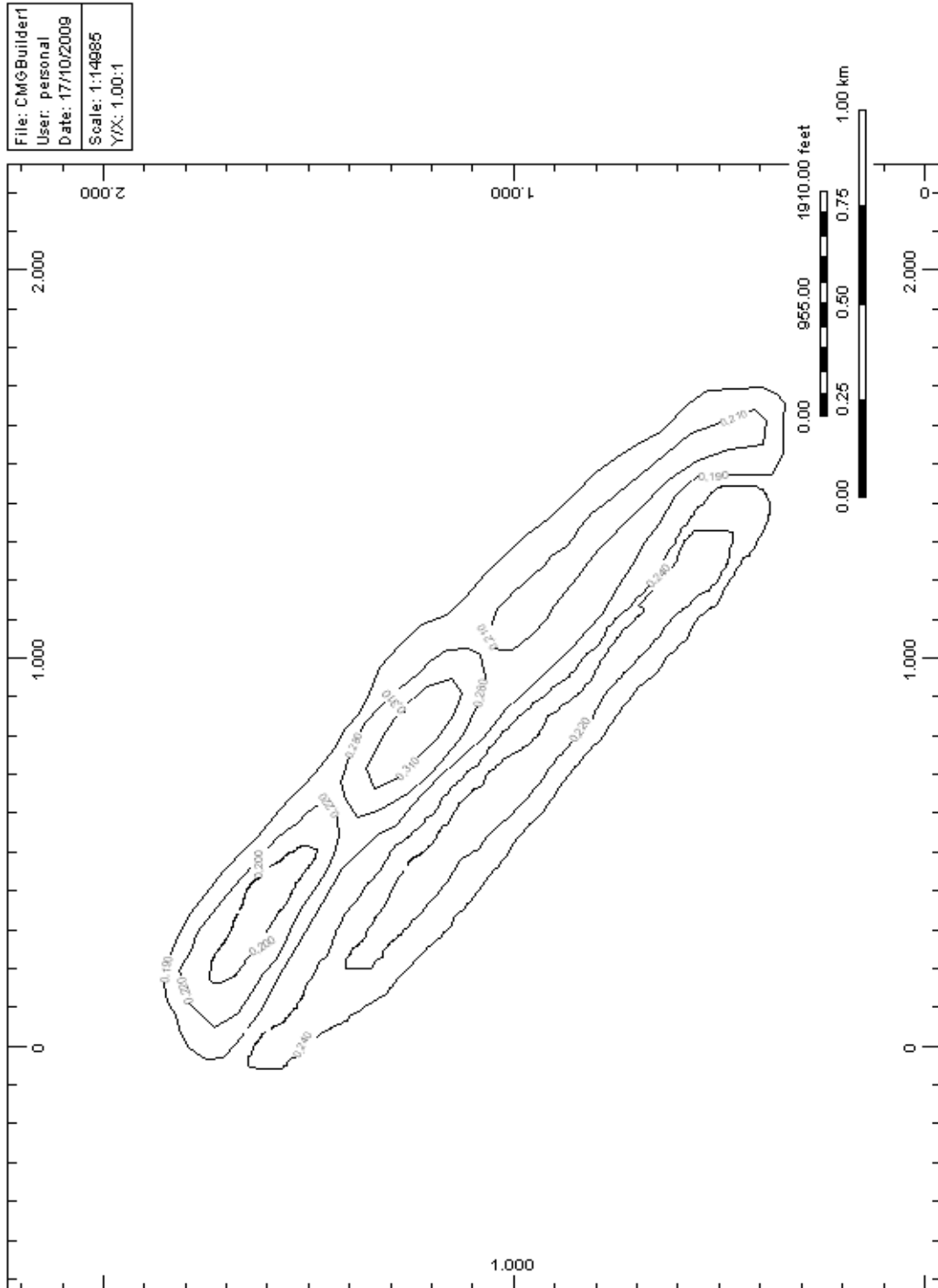


Figura B.5 Mapa de isoporosidades respectivo a la tercer capa del modelo sintético.

